



SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL  
MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO  
UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE  
FACULDADE DE ECONOMIA

**Suporte à 4ª Revisão Tarifária das Concessionárias CEG e CEG RIO**

## **Relatório 2 – Análise Geral da Proposta da Concessionária: CEG Rio**

**Fundação Euclides da Cunha – Universidade Federal Fluminense**

**25 de junho de 2018**

## Sumário

|  |    |
|--|----|
| 1. Introdução.....   | 4  |
| 2. Melhores Práticas em Processos de Revisão Tarifária .....   | 4  |
| 2.1. Regimes de Regulação.....   | 4  |
| 2.2. Metodologias Tarifárias em Regulação Incentivada .....  | 8  |
| 2.2.1. Taxa de Remuneração (WACC e CAPM) .....   | 8  |
| 2.2.2. Custo de Capital Próprio – CAPM.....  | 10 |
| 2.2.3. Custo de Capital de Terceiros – CAPM da Dívida .....  | 13 |
| 2.2.4. Cálculo do Custo de Capital.....  | 14 |
| 2.3. Projeção de Demanda .....   | 18 |
| 2.4. Fator X.....  | 21 |
| 2.5. Tratamento de Investimentos não Realizados .....  | 22 |
| 2.6. Perdas.....   | 24 |
| 3. Caracterização da CEG Rio.....  | 25 |
| 3.1. Especificidades dos Segmentos de Mercado: Termelétrico, Industrial, Comercial, Residencial e Transporte ..... | 26 |
| 3.2. Infraestrutura de Atendimento.....  | 28 |
| 3.2.1. Recursos Investidos.....  | 28 |
| 3.3. Aspectos Econômicos e Financeiros .....   | 30 |
| 3.3.1. Evolução dos Índices Financeiros .....  | 30 |
| 3.4. Aspectos institucionais e jurídicos .....   | 33 |
| 3.4.1. Contrato de Concessão.....  | 34 |
| 3.4.2. Primeiro Termo Aditivo – 14 de Julho de 2004.....   | 35 |
| 3.4.3. Segundo Termo Aditivo – 04 de Agosto de 2005 .....  | 35 |
| 3.4.4. Terceiro Termo Aditivo – 02 de Dezembro de 2014 .....   | 36 |

|  |    |
|--|----|
| 3.4.5. A Companhia Distribuidora de Gás do Estado do Rio de Janeiro – CEG-RIO..... | 36 |
| 3.4.6. A Controladora: Gas Natural Distribución Latinoamérica SA. ....             | 37 |
| 4. Projeção de Mercado 2018-2022.....  | 37 |
| 4.1. Termelétrico.....   | 38 |
| 4.2. Segmentos Não Térmicos.....   | 44 |
| 4.2.1. Industrial.....   | 46 |
| 4.2.2. Comercial.....  | 49 |
| 4.2.3. Residencial.....  | 52 |
| 4.2.4. Transporte.....   | 55 |
| 4.3. Consolidação.....   | 58 |
| 5. Projeção da Oferta.....   | 62 |
| 5.1. Evolução Recente da Oferta de Gás.....  | 64 |
| 5.2. Tendência de Diversificação dos Supridores de Gás.....                        | 66 |
| 5.3. A Iniciativa Gás para Crescer.....  | 68 |
| 5.4. Contrato de Gás da CEG Rio.....   | 69 |
| 6. Investimentos.....  | 70 |
| 7. Projeção de Custos Operacionais.....  | 76 |
| 7.1. Análise da Evolução do OPEX.....  | 76 |
| 7.2. Projeção de Perdas.....   | 82 |
| 7.3. Projeções OPEX – UFF.....   | 83 |
| 8. Referências:.....   | 88 |

## **1. Introdução**

O segundo relatório da equipe da UFF analisa as melhores práticas de regulação tarifária aplicáveis ao segmento de distribuição de gás natural e analisa as propostas da concessionária CEG-Rio quanto à projeção da demanda e da infraestrutura de oferta.

Após essa introdução, o próximo item apresenta as experiências similares nacionais e internacionais de revisão tarifárias e caracteriza as condições gerais da concessão da CEG-Rio. São apresentadas as metodologias internacionais mais recentes de regulação tarifária, caracterizando as melhores práticas, avaliando sua adequação ao caso de distribuidoras de gás natural no estado do Rio de Janeiro. Procuramos identificar um padrão de atuação dos reguladores de energia no Brasil, com foco na experiência em revisões tarifárias da ANP, ANEEL e de agências estaduais de regulação da distribuição de gás natural.

As características da área de concessão da CEG-Rio foram avaliadas, destacando as particularidades de seus segmentos de mercado. Também faz parte da caracterização, o panorama da infraestrutura de distribuição de gás e os aspectos jurídicos e contábeis das concessionárias.

Em seguida, são apresentadas as previsões para a evolução dos segmentos de mercado nos próximos cinco anos, 2018-2022. A equipe da UFF elaborou cenários de demanda e avaliou as projeções da proposta da CEG Rio. Também foi avaliada a adequação da infraestrutura de oferta contida na proposta da CEG-Rio, contemplando as diretrizes estabelecidas pelo poder concedente. Por fim, são analisados os aspectos gerenciais e operacionais que determinam os custos da concessionária.

## **2. Melhores Práticas em Processos de Revisão Tarifária**

### **2.1. Regimes de Regulação**

A regulação tarifária tem por objetivo primeiro mitigar a perda de bem-estar que ocorreria na precificação não regulada, atuando concomitantemente para garantir qualidade do serviço e condições para sua expansão. Na ausência de regulação, o monopolista determinaria os preços dos serviços em patamar superior ao eficiente. O



preço de maximiza os lucros do monopolista exclui consumidores com propensão marginal a pagar superior ao custo marginal de provisão, resultando em ineficiência e perda de bem-estar (conhecido na literatura por “peso-morto” do monopólio).

Historicamente, as concessionárias prestadoras de serviços públicos, em geral considerados monopólios naturais, foram reguladas pelo *custo do serviço* (*cost-plus regulation*). Neste contexto, as tarifas são determinadas de modo a garantir uma taxa de remuneração do capital investido pré-fixada. Assim, permite-se que a concessionária tenha receita superior ao custo (*cost-plus*), ajustando a tarifa periodicamente para garantir a taxa de retorno concedida.

Neste regime, o intervalo regulatório (*regulatory lag*) entre as revisões é geralmente reduzido (um ano, por exemplo) e as variações nos custos, demanda ou impostos são repassadas à tarifa em prazo relativamente curto. Apesar de proteger a remuneração e o equilíbrio entre concessionária e consumidores, o regime de custo do serviço fornece poucos incentivos à maior produtividade e eficiência (VISCUSI et al., 2005), já que a concessionária regulada não se apropria de parte desses ganhos.

Sob esta perspectiva, a regulação econômica evoluiu no sentido de conferir às concessionárias reguladas maiores incentivos a redução de custos, inovação, qualidade do serviço, precificação eficiente e outras práticas que gerem benefícios aos consumidores. Dentre os modelos de regulação incentivada, como ficou conhecida, destaca-se a regulação por preço-teto (*price cap*) e benchmarking (*yardstick regulation*).

Um dos principais instrumentos da regulação incentivada é a extensão do intervalo regulatório – em geral, cinco anos. A maior amplitude dos intervalos de revisão permite que as concessionárias se apropriem de parcela dos ganhos com a redução de custos até o próximo reposicionamento tarifário, incentivando a busca por maior eficiência na prestação do serviço.

A regulação pelo preço-teto requer que o regulador determine a tarifa máxima a ser praticada pela concessionária a cada revisão tarifária, a qual é reajustada periodicamente (em geral anualmente) no decurso do intervalo regulatório de acordo com fórmula e índices pré-estabelecidos.<sup>1</sup> Este reajuste tarifário é composto, em geral, por três partes: (i) índice inflacionário para recompor o valor real da receita e das despesas; (ii) Fator X

---

<sup>1</sup> Uma variante do preço-teto é o modelo regulatório de receita-máxima (*revenue-cap*).

que antecipa ganhos esperados de produtividade, compartilhando parte desses ganhos com os consumidores; e (iii) Fator Y que permite o repasse automático de custos não gerenciáveis pela concessionária regulada. Deste modo, dado o preço máximo permitido e a meta de produtividade fixada para o intervalo regulatório, qualquer redução real de custos que supere a meta é apropriada pela concessionária, incentivando a busca por maior eficiência (ARAÚJO, 2001; VISCUSI et al., 2005).

Neste contexto, quando a concessionária supera a produtividade esperada no período regulatório, os ganhos adicionais advindos da redução de custos se traduzem em remuneração adicional, possibilitando remuneração de capital superior à taxa estabelecida na revisão tarifária. Em comparação com a regulação pelo custo do serviço, que garante uma taxa de remuneração para um período regulatório estreito, a regulação pelo preço-teto condiciona a remuneração esperada ao desempenho da empresa regulada.

Já a regulação por padrão comparação (*yardstick regulation*) tem por objetivo reduzir a assimetria de informação entre o regulador e as concessionárias reguladas. Em um contexto em que há diversas empresas atendendo distintos mercados, o regulador pode observar a *performance* das empresas reguladas para estabelecer metas de eficiência específicas para cada concessão (*benchmarking*). Alternativamente, o regulador pode estabelecer uma empresa hipotética ótima que sirva de base de comparação e, portanto, meta de *performance* para as empresas reguladas – o que, entretanto, demanda elevada informação a respeito da operação e estrutura ótima de uma empresa eficiente. A grande dificuldade na regulação por comparação reside justamente na comparação adequada entre empresas que sejam minimamente confrontáveis e na correta identificação de parâmetros que sirvam de base para o estabelecimento de metas de eficiência. Desta forma, a comparação entre as empresas e o estabelecimento de metas específicas devem levar em conta as heterogeneidades existentes, as condições e estrutura dos mercados específicos e mesmo as decisões passadas de investimentos.

Joskow (2006) destaca que “o que distingue a regulação por incentivo, na prática, da regulação tradicional pelo custo do serviço é que a informação disponível é utilizada de modo efetivo, olhando para frente mais do que olhando para trás, reconhecendo que os reguladores têm informação imperfeita e assimétrica – o que resulta na utilização de mecanismos regulatórios que são desenhados para mitigar problemas associados a seleção adversa e risco moral”.



A taxa de remuneração de capital permitida é atualizada a cada revisão tarifária para refletir as mudanças conjunturais inerentes ao período extenso da concessão, procurando equilibrar incentivos e ganhos entre concessionária e consumidores. O regulador deve estabelecer a taxa de retorno ao nível mínimo que mantenha a viabilidade financeira da concessão e assegure o interesse de investimentos futuros. A taxa de remuneração do capital não incide indiscriminadamente sobre todo o capital investido, mas sobre a base regulatória de ativos (*regulatory asset base*) – BRA. A determinação e a atualização posterior da BRA são de suma importância para garantir a viabilidade da concessão, assegurar incentivos a sua expansão e salvaguardar o bem-estar dos consumidores. A BRA pode ser determinada considerando custos históricos dos ativos, custos de reposição dos ativos ou mesmo o valor de aquisição (outorga) do capital depreciado em processos de privatização. Para que os preços (tarifas) reflitam os custos marginais correntes, que sinalizam alocações econômicas eficientes, os custos históricos devem ser atualizados pela inflação, assim como os custos de reposição alternativos devem levar em conta os avanços tecnológicos ocorridos (VISCUSI et al., 2005).

Uma vez determinada a BRA, a atualização da base leva em conta a recomposição do seu valor real (inflação), a depreciação regulatória dos ativos e a incorporação dos novos investimentos realizados. Por um lado, o regulador deve zelar pela proteção da base de ativos para assegurar a recuperação dos investimentos e, portanto, a viabilidade de financiamento e expansão. Nesta perspectiva, quanto menor a incerteza regulatória sobre a determinação e a evolução da BRA ao longo da concessão, menor será o custo de capital (STERN, 2013). Por outro lado, o regulador também deve zelar pela proteção da base de ativos no sentido de impedir que investimentos imprudentes sejam inadequadamente incorporados, resguardando os consumidores e a própria viabilidade da concessão (VISCUSI et al, 2005).

Stern (2013) defende que a atuação regulatória na administração apropriada da base de ativos é especialmente crucial para o êxito da concessão em contexto de indefinição legal sobre o tema, relegando ao regulador a incumbência e responsabilidade de equilibrar os interesses, aparentemente antagônicos, entre concessionária e consumidores. Seguindo princípios regulatórios claros (MME, 2017), ao blindar a base em ambos os sentidos, garantindo que os ativos sejam recuperáveis e impedindo que investimentos imprudentes sejam incorporados, o regulador garante a viabilidade da

concessão e incentiva a eficiência na expansão, atendendo conjuntamente os interesses comuns da concessionária e dos consumidores.

## 2.2. Metodologias Tarifárias em Regulação Incentivada

### 2.2.1. Taxa de Remuneração (WACC e CAPM)

A determinação da taxa de remuneração da base regulatória de ativos é crucial no processo de revisão tarifária na regulação incentivada. A taxa deve ser ao mesmo tempo justa para a concessionária, traduzindo o custo de oportunidade do capital e os riscos inerentes à atividade, e para os consumidores, sem onerá-los acima do que seria razoável para manter o interesse na concessão e para realizar a expansão necessária.

O método mais difundido para determinar a taxa de remuneração é o custo médio ponderado de capital (*Weighted Average Cost of Capital – WACC*), que leva em conta o custo de oportunidade do capital próprio e o custo de capital de terceiros, isto é, o custo da dívida (ANP, 2006; EPE, 2012; ANEEL, 2015; EU, 2015).

$$WACC = r_e \times \frac{E}{E+D} + r_d \times \frac{D}{E+D} \times (1 - \tau) \quad (1)$$

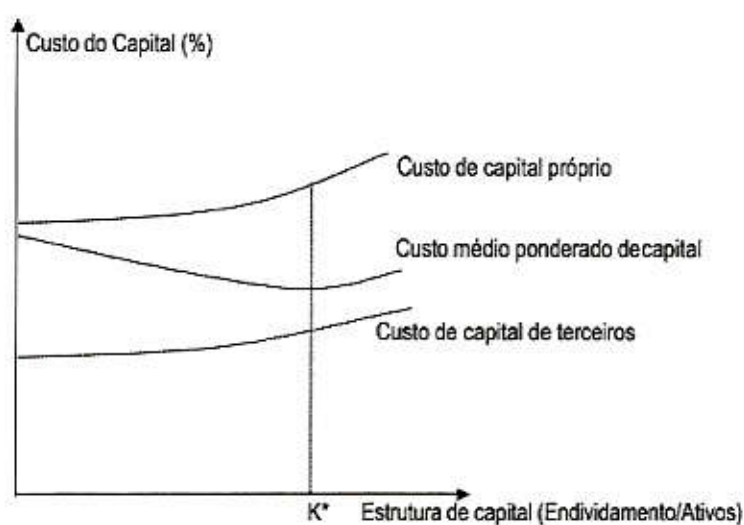
onde:  $r_e$  = custo do capital próprio (*equity*);  $r_d$  = custo do capital de terceiros (*debt*); E = capital próprio; D = capital de terceiros;  $1 - \tau$  = benefício fiscal da dívida.

Assim, o custo médio de capital pondera o custo de capital próprio e de terceiros pelo peso relativo de cada um na estrutura de capital da empresa. Para níveis aceitáveis de endividamento, o custo de capital de terceiros tende a ser menor em comparação com o custo de oportunidade do capital próprio, tendo em vista, inclusive, as vantagens tributárias decorrentes da utilização de dívida para alavancagem financeira, já que o serviço da dívida (juros) pode ser deduzido dos lucros no resultado financeiro. Assim, para níveis de endividamentos moderados, a inclusão de capital de terceiros reduz o custo médio ponderado de capital (Gráfico 1). Porém, o custo (taxa de remuneração) de cada parcela de capital (próprio e terceiros) depende da estrutura de financiamento da empresa. Quanto maior a alavancagem (dívida/ativos), menor o benefício do capital de



terceiros para o custo médio ponderado de capital e maior o risco para os acionistas, resultando em elevação tanto do custo da dívida, quanto do capital próprio. A elevação do custo de capital próprio decorre da percepção de maior risco resultante da maior alavancagem financeira, demandando proporcionalmente maior rentabilidade esperada. A relação entre custo e estrutura de capital sugere, portanto, nível ótimo de endividamento ( $K^*$ ), a partir do qual o benefício da incorporação de capital de terceiros deixa de compensar o aumento do custo de capital próprio (Gráfico 1).

Gráfico 1. Custo *versus* Estrutura de Capital



Fonte: Aneel (2006).

Para determinação do WACC, é necessário determinar a estrutura de capital, os custos de capital próprio e de terceiros e as alíquotas dos impostos aplicáveis. Para a estrutura de capital, o regulador pode tanto utilizar a estrutura efetiva de financiamento da empresa, quanto adotar estrutura ótima esperada, gerando incentivos para que a concessionária a estabeleça como meta.

Para estimação do custo de cada fonte de capital, próprio e de terceiros, recomenda-se em geral o Modelo de Precificação de Ativos de Capital (*Capital Asset Pricing Model – CAPM*).

Desenvolvido por Sharp (1964) e Linter (1965), a partir da teoria de portfólio de Markowitz (1952), o CAPM é a metodologia mais difundida para estimação do custo de

oportunidade do capital, sendo corriqueiramente utilizado tanto no setor financeiro, quanto por reguladores setoriais de diversos países, incluindo América Latina e União Europeia (ANP, 2006; EPE, 2012; ANEEL, 2015; EU, 2015).

O modelo considera que o investidor é avesso ao risco e que há equilíbrio entre risco e retorno esperados. O cálculo deriva da noção de que os ativos, ou os seus fluxos de caixa projetados, impõem dois tipos de risco a seus detentores: diversificáveis e não diversificáveis (ou sistêmicos).

Os riscos diversificáveis decorrem das características do ativo e de seu mercado subjacente, ou seja, são específicos e inerentes ao investimento em questão. Portanto, são passíveis de serem mitigados através de estratégia de diversificação de portfólio de investimentos com riscos não correlacionados. Já o risco de caráter sistêmico refere-se a riscos inerentes ao ambiente econômico como um todo, afetando todos os ativos da economia. Portanto, estes riscos – de caráter político, econômico e social – não são passíveis de eliminação por estratégias de diversificação. Assim, o risco atrelado a uma carteira de ativos diversificada se reduz ao risco sistêmico não diversificável. Como o investidor pode mitigar o risco específico dos ativos através de estratégia própria de diversificação, apenas o risco não diversificável deve ser remunerado como custo de oportunidade do capital (DAMODARAN, 2009).

### 2.2.2. Custo de Capital Próprio – CAPM

O modelo CAPM calcula o custo de oportunidade do capital próprio ( $r_e$ ), que expressa a taxa de retorno requerida para um ativo específico, como a taxa de retorno esperado de um ativo livre de risco ( $r_f$ ) acrescida do prêmio de risco do mercado, definido pela diferença entre o retorno de uma carteira de mercado diversificada ( $r_m$ ) e o retorno do ativo livre de risco ( $r_f$ ), ponderado pelo risco sistêmico ( $\beta$ ):

$$r_e = r_f + \beta(r_m - r_f) \quad (2)$$

Os ativos livres de risco de mercado são constituídos por títulos governamentais, atrelados a risco soberano de *default*, se traduzindo em parâmetro de rentabilidade mínima exigida pelos investidores. O retorno da carteira de mercado é dado pelo prêmio de risco em relação ao ativo livre de risco, expressando o risco não diversificável. Isto é, expressa o prêmio de risco exigido pelos investidores para investir na carteira de mercado diversificada ao invés de investir em ativos livres de risco. Neste sentido, o retorno esperado de um ativo específico é proporcional ao risco sistêmico – quanto maior o risco sistêmico, maior o retorno exigido. O coeficiente beta ( $\beta$ ) captura esta relação linearmente, medindo a covariância entre o retorno esperado do ativo e a carteira de mercado.

Intuitivamente, o fator beta revela a contribuição do ativo, em termos da magnitude de risco e retorno, ao portfólio. Um beta unitário indica que o ativo apresenta mesma rentabilidade e riscos da carteira de mercado. Um beta superior à unidade indica que a rentabilidade e o risco do ativo oscilam acima da média do mercado, já um beta inferior à unidade indica variações abaixo da média do mercado. Na prática, o beta é calculado comparando-se o índice representativo do mercado às variações do ativo em questão ou do seu setor como um todo. O problema recorrente em setores regulados é ausência de negociação dos ativos em bolsa, deixando para os reguladores a tarefa de estimar o risco (coeficiente beta) a que os ativos estão expostos.

A estrutura de capital afeta a rentabilidade esperada da empresa, como já observado. Tudo o mais mantido constante, uma maior alavancagem financeira (participação relativa de capital de terceiros) está associada a um risco maior da empresa (ativos) em avaliação, elevando, por consequência, o seu beta. Este beta expressa o beta alavancado, também conhecido por beta dos acionistas, expressando o risco do negócio e o risco financeiro a que está exposta a empresa. Já o beta desalavancado capta apenas o risco inerente ao tipo de negócio e sua alavancagem operacional, desconsiderando o risco da alavancagem financeira.

$$\beta_e = \beta_a [1 + (1 - \tau) * (D/E)] \quad (3)$$



onde:  $\beta_e$  = beta alavancado (ou beta do acionista);  $\beta_a$  = beta desalavancado da empresa, ou seja, beta da firma sem dívida (ou beta do ativo);  $E$  = capital próprio (*equity*);  $D$  = capital de terceiros (*debt*); e  $\tau$  = alíquota tributária.

Damodaran (2009, p. 201) observa que “visto que a alavancagem financeira multiplica o risco subjacente ao negócio, isso sustenta o raciocínio de que as empresas que têm negócios de alto risco devem resistir em adotar a alavancagem financeira. Também sustenta o raciocínio de que as empresas que atuam com negócios estáveis devem ter muito mais intenção de adotar alavancagem financeira. Serviços públicos, por exemplo, tiveram, historicamente, altos índices de dívida, mas não altos betas, principalmente porque os seus negócios subjacentes têm sido estáveis e, justamente, previsíveis.”

Países em desenvolvimento não apresentam, em geral, mercado de capitais maduros, comprometendo a aplicação do modelo CAPM. Nesse contexto, os índices de mercado não são suficientemente abrangentes e representativos, demandando ajustes ao modelo CAPM. A ANEEL (2015) elenca os seguintes argumentos para não utilização do mercado brasileiro como referência: “(i) a concentração dos índices representativos do mercado acionário brasileiro em poucas atividades; (ii) a grande dependência do mercado acionário brasileiro em relação ao capital estrangeiro, gerando excessiva volatilidade a alterações exógenas à economia brasileira; (iii) a existência de longos períodos dentro do histórico disponível em que o mercado de ações nacional apresentou desempenho inferior às taxas de remuneração de títulos públicos emitidos pelo governo e; (iv) a circularização de efeitos”.

É prática regulatória comum a utilização, nesses casos, do CAPM adaptado para países emergentes (*Country Spread Model*), considerando um mercado de referência maduro (em geral, o mercado norte-americano) e incorporando o prêmio de risco-país ao cálculo da taxa de remuneração requerida. Este é o modelo que está definido no Contrato de Concessão das Concessionárias CEG e CEG-RIO, na cláusula sétima, parágrafo 9º:

“Cláusula Sétima, § 9º: A remuneração do capital será através da aplicação do percentual sobre a base de cálculo a que se refere o §6º acima, levando em conta o risco inerente da atividade. Fica desde já ajustado que tal percentual será equivalente a:

I – 12% (doze por cento), na primeira revisão quinquenal;

II- na segunda revisão quinquenal, o percentual será calculado a partir da seguinte fórmula:



$$r_f + \beta(\text{prêmio de risco}) + R_b \quad (4)$$

onde:

$r_f$  é a taxa real livre de risco, definida, para a segunda revisão quinquenal, como a taxa de juros real do título de dívida norte-americano, com 10 anos de prazo, de maior liquidez;

$\beta$  é o parâmetro que relaciona o risco sistemático (não diversificável) do setor de atuação da CONCESSIONÁRIA ao retorno do mercado como um todo, ficando esse parâmetro desde já fixado em 0,45 (quarenta e cinco centésimos) para a segunda revisão;

Prêmio de risco é a diferença entre o retorno esperado do mercado como um todo e a taxa livre de risco ( $r_f$ ), ficando esse prêmio desde já fixado em 6,7% (seis inteiros e sete décimos por cento) para a segunda revisão; e

$R_b$  é o “risco Brasil”, definido, para a segunda revisão quinquenal, como a diferença entre a remuneração do título da dívida pública externa brasileira de prazo superior a 10 (dez) anos, de maior liquidez, e a remuneração do título da dívida do tesouro norte-americano que mais se assemelhe em prazo, forma de pagamento de juros e amortizações;

III – as revisões quinquenais subsequentes deverão seguir os mesmos conceitos definidos no inciso II acima.”

### 2.2.3. Custo de Capital de Terceiros – CAPM da Dívida

Para determinação do custo de capital de terceiros, pode-se utilizar o custo da dívida efetivamente observado ou comparar o custo do endividamento de outras empresas com risco similar. Entretanto, se as concessionárias pertencem a grupos econômicos mais amplos que centralizam a dívida, a utilização do custo de alavancagem observado deixa de ser adequada (AGN, 2015).

Neste contexto, a alternativa é estimar o custo do capital de terceiros pelo CAPM da dívida. Por esta perspectiva, considerando o CAPM para países emergentes, a taxa de

retorno da dívida ( $r_d$ ) é determinada pela taxa de retorno do ativo livre de risco ( $r_f$ ), acrescida do risco de crédito ( $r_c$ ) – definido como o diferencial entre o custo de financiamento da concessionária regulada e a rentabilidade do ativo sem risco – e do prêmio de risco do país ( $R_B$ ), refletindo o risco soberano em relação ao mercado de referência (ANEEL, 2015; AGN, 2015):

$$r_d = r_f + r_c + R_B \quad (5)$$

O prêmio de risco de crédito da empresa depende da capacidade de financiamento, refletindo a sua situação financeira e o seu risco de *default*. Assim, pode ser estimado pelo *rating* de crédito atribuído pelas agências de risco.

#### 2.2.4. Cálculo do Custo de Capital

Para determinação da taxa de remuneração do capital a ser aplicada sobre a base regulatória de ativos, a prática regulatória recomenda a utilização do custo médio ponderado de capital (WACC), levando em conta o custo de oportunidade do capital próprio e o benefício do endividamento na estrutura de capital das empresas. Como apontado acima, para o cálculo da remuneração de cada fonte de capital utiliza-se usualmente o modelo de precificação de ativos de capital (CAPM). Para países em desenvolvimento, é recomendável e usual a incorporação do risco país e a utilização do mercado norte-americano como referência.

Os contratos de concessão (Cláusula Sétima, parágrafo 9º) preveem a utilização do CAPM para determinação da taxa de remuneração do capital. Entretanto, não especificam explicitamente a consideração do capital de terceiros no cálculo da taxa de remuneração, desconsiderando o benefício do endividamento para as concessionárias.

Dentre as contribuições recebidas na Consulta Pública já realizada no âmbito da 4ª Revisão Tarifária Quinquenal das Concessionárias CEG e CEG RIO em andamento, destaca-se o entendimento da ABRACE que o WACC poderia ser utilizado pela AGENERSA sem necessidade de adaptação contratual. Recomenda-se estudo

específico sobre o tema para que o benefício de endividamento das concessionárias seja incorporado ao cálculo da taxa de remuneração do capital, compartilhando-o com os consumidores.

Para o cálculo da taxa de remuneração do capital próprio é necessário estabelecer os parâmetros do CAPM: taxa livre de risco; prêmio de risco de mercado; beta; e risco país. Os contratos de concessão apenas determinaram os parâmetros para a segunda revisão tarifária, embora mesmo nessa revisão tenham sido alvo de controvérsias ao longo do processo. As controvérsias, em geral, giram em torno da forma de cálculo de cada componente de risco e, especialmente, das janelas temporais a serem consideradas. Ou seja, qual título ou índice considerar, a duração do título e o período tomado como referência.

Em nota recente sobre a metodologia para o cálculo do custo de capital a ser utilizado na taxa de remuneração das concessionárias de transmissão de energia elétrica, a ANEEL (2017) apresenta critérios utilizados por diferentes avaliadores em processos de compra e venda de empresas entre 2016 e 2017 (Tabela 1), para taxa livre de risco, prêmio de risco de mercado e risco país (desconsiderando o beta por se tratar de setores diferentes). A Tabela 2 apresenta os parâmetros utilizados por reguladores nacionais e internacionais para o cálculo do custo de capital próprio, evidenciando diversidade de janelas temporais adotadas.



Tabela 1. Critérios CAPM Utilizados por Diferentes Avaliadores em Processos de Compra e Venda de Empresas entre 2016 e 2017

| Ano registro laudo | Empresa avaliada    | Avaliador      | Taxa livre de risco                     | Prêmio de risco de mercado  | Risco país |
|--------------------|---------------------|----------------|---|---|------------|
| 2016               | Arteris             | BNP Paribas    | Titulos de 10 anos do governo americano | Média de 3 meses dos retornos totais das ações de grandes empresas americanas menos a média do rendimento de um título do governo americano de 10 anos em US\$ (fonte: BNP Paribas Arbitrage) | EMBI+ BR   |
| 2016               | Daycoval            | Santander      | Titulos de 10 anos do governo americano | Média aritmética da diferença S&P 500 e Titulos 10 anos no período 1926-2014 - Relatório 2015 Ibbotson S&P Market Report  | EMBI+ BR   |
| 2016               | Vigor               | Credit Suisse  | Titulos de 10 anos do governo americano | Financial Strategies Group do Credit Suisse, considerando a média nos últimos 6 meses do prêmio calculado pela metodologia de <i>Dividend Discount Model</i>                                  | EMBI+ BR   |
| 2016               | Tempo Participação  | Modal          | Titulos de 10 anos do governo americano | Média aritmética da diferença S&P500 e Titulos 10 anos no período 1928-2014, conforme cálculo de Damodaran  | EMBI+ BR   |
| 2016               | Tereco Participação | Bradesco BBI   | Titulos de 10 anos do governo americano | Média aritmética da diferença S&P 500 e Titulos 10 anos, nos últimos 50 anos  | EMBI+ BR*  |
| 2016               | Banco Sofisa        | Brasil Plural  | Titulos de 10 anos do governo americano | Média aritmética da diferença S&P500 e Titulos 10 anos no período 1928-2015   | EMBI+ BR   |
| 2016               | Tectoy              | Grant Thornton | Titulos de 10 anos do governo americano | Média aritmética da diferença S&P500 e Titulos 10 anos no período 1928-2010, conforme cálculo de Damodaran  | EMBI+ BR   |
| 2016               | Brasmotor           | Santander      | Titulos de 10 anos do governo americano | Estudo independente Ibbotson  | EMBI+ BR   |
| 2016               | Whirlpool           | Santander      | Titulos de 10 anos do governo americano | Estudo independente Ibbotson  | EMBI+ BR   |
| 2017               | Gerdau              | Bradesco BBI   | Titulos de 10 anos do governo americano | Média aritmética da diferença S&P 500 e Titulos 10 anos nos últimos 50 anos   | EMBI+ BR   |
| 2017               | Banco Indusval      | KPMG           | Titulos de 30 anos do governo americano | Média aritmética da diferença S&P500 e Titulos 10 anos no período 1928-2015   | EMBI+ BR   |
| 2017               | Unipar Uniclora     | Santander      | Titulos de 10 anos do governo americano | Estudo independente Ibbotson  | EMBI+ BR   |
| 2017               | ANEEL presente NT   | ANEEL          | Titulos de 10 anos do governo americano | Média aritmética da diferença S&P e Titulos 10 anos no período 1968-2017  | EMBI+ BR   |

Fonte: ANEEL (2017)



Tabela 2. Prática Regulatória dos Parâmetros Utilizados no Cálculo do CAPM

|  | Taxa Livre de Risco ( $r_f$ )   | Beta ( $\beta$ )   | Premio de Risco  | Risco Brasil                              | Inflação Norte Americana   |
|--|---|--|--|---|--|
| CEG/CEG RIO 4º REV                                   | T Bond de 10 anos - média dos retornos anuais de 1987 a 2016 (4,94%)        | Beta desavaliado, banco de dados ORBIS (0,537) + Risco regulatório (0,2) | S&P500 de 1926 a 2016 (6,94%)  | EMBI+BR mediana de 1995 a 2016            | CPI US média de 2007 a 2016  |
| ANEEL (2017)<br>Nota Técnica nº 180/2017 - SRM/ANEEL | T Bond 10 anos - média 1987 - 2017 (4,94%)                                  | Beta avaliado, Lisa PRORET (0,7258)                                      | S&P500 1987-2017 (6,58% a.a.)  | EMBI+BR mediana de 2003-2017 (2,62% a.a.) | Inflação norte-americana, média 2003-2017 (1,90% a.a.)                 |
| ANEEL (2017)<br>Nota Técnica nº 161/2017 - SRM/ANEEL | T Bond 10 anos - média 1995 - 2017 (4,04%)                                  | Beta avaliado, Edison Eletric Institute (0,4630)                         | S&P500 1987-2017 (6,6% a.a.)   | EMBI+ Brazil mediana de 1995-2017 (3,87%) | Inflação norte-americana, média 1995-2017 (2,03% a.a.)                 |
| MG SEDE/SPME Nº 01/2016                              | T Bond 10 anos - média (sem outlier) 1928 - 2015 (4,82%)                    | Beta avaliado, Revenues "Natural Gas Utilities" (0,704)                  | S&P500 1928-2015 (6,44% a.a.)  | EMBI+ Brazil média 2000-2015 (4,05%)      | Inflação norte-americana, projeção FMI (2,2% a.a.)                     |
| ARSESP CONGÁS NOTA TÉCNICA Nº RTC/01/2009            | T Bond 10 anos - média 2004-2008 (4,33%)                                    | Beta avaliado, utilizando beta desavaliado OFGEM (0,71)                  | S&P500 1926-2006 (7,97% a.a.)  | EMBI+ Brazil média 2004-2008 (3,30%)      | Inflação norte-americana, projeção FMI (1,4% a.a.)                     |
| Comissão Reguladora de Energia (CRE) México          | T Bond 20 anos - média anual (7,05%)  | Beta desavaliado (0,45) + Risco Regulatório (0,2) (0,65)                 | Diferença entre S&P500 (12,22%) e taxa livre de risco (5,17%)                            | EMBI+ Spread México média diária (2,14%)  | Inflação Esperada EE.UU (2,48%)  |
| Comissão Nacional de Energia (CNE) Chile             | Bonos del Banco Central de Chile reajustados em UF a 10 anos BCU-10 (1,42%) | Beta com ajuste de Blume desavaliado (0,5)                               | S&P 500 (8,90%)  |   | Inflação Esperada EE.UU (média entre junho e novembro de 2016) (1,57%) |
| ENERGÁS - Argentina                                  | T Bond 10 anos  | Beta desavaliado + Risco regulatório                                     | Média da série Valuation Handbook- Guide to Cost of Capital de Duff & Phelps (1926-2015) | EMBI+ Argentina                           | Inflação Esperada EE.UU  |

Fonte: elaboração própria

### 2.3. Projeção de Demanda

No modelo regulatório pelo preço-teto (*price-cap*), o risco de demanda (ou volume) é suportado pela concessionária. As tarifas máximas estabelecidas em cada revisão são determinadas de modo a cobrir os custos de operação, de expansão e de capital da concessão, considerando um volume de demanda projetado para o ciclo tarifário, o que resulta em um valor médio de tarifa de distribuição em reais por metro cúbico. Ou seja, a margem obtida efetivamente no ciclo tarifário seguinte depende da evolução da demanda futura, pois a margem máxima admitida (R\$/m<sup>3</sup>) é calculada com base em um volume de vendas esperado.

A partir da margem máxima estabelecida na revisão tarifária, a concessionária define uma estrutura tarifária para determinar a margem específica que incidirá sob o volume consumido de cada segmento de mercado. Desta forma, a margem máxima é definida considerando todos os custos projetados e o volume de vendas esperado, porém a margem obtida depende da estrutura tarifária e da evolução da demanda de cada segmento. Em geral, as variações no volume total de vendas projetado para cada segmento são consideradas risco inerente ao negócio da concessionária, podendo resultar em margem obtida maior ou menor do que a projetada e, portanto, em remuneração mais ou menos elevada.

No sistema *price-cap*, o risco associado à evolução da demanda de gás é normalmente alocado à concessionária, visando-se conferir incentivos em ampliar esforços de venda e de expansão do mercado, já que o bônus tarifário pela superação da demanda projetada é absorvido pela concessionária. Ao alocar a o risco demanda para a concessionária cria-se um desafio importante para o processo de revisão tarifária, que é uma previsão acurada da demanda. Em teoria, a concessionária é o agente com mais informação disponível para melhor projetar a demanda dos seus mercados e propor a estrutura tarifária mais adequada para obter a sua margem de distribuição, em função dos custos médios e marginais de cada segmento de consumo. Entretanto, é importante salientar que existem incentivos importantes para a concessionária estimar uma demanda abaixo do potencial, de maneira a se apropriar de ganhos com superação da demanda estimada. Desta forma, cabe ao regulador avaliar e estimar de forma mais robusta possível a demanda para o próximo ciclo tarifário.

Neste aspecto, os contratos de concessão do estado de São Paulo apresentam uma particularidade importante referente ao ajuste entre a margem máxima e a margem obtida a cada ano durante os ciclos tarifários. A margem de distribuição máxima estabelecida em cada revisão é atualizada anualmente dentro do ciclo tarifário considerando (i) a variação anual da inflação (IGPM); (ii) o Ftor de eficiência X para compartilhamento dos ganhos de produtividade esperados; e (iii) um Fator K de ajuste entre a margem máxima permitida e a margem obtida, apenas aplicado se a margem obtida exceder a máxima permitida. Assim, o Fator K paulista reduz a margem máxima no ano t quando a margem obtida no ano anterior ( $MO_{t-1}$ ) exceder a margem máxima então permitida ( $MM_{t-1}$ ), atualizando a diferença pela taxa de juros do ano ( $r_{t-1}$ ) e ponderando o montante pelo fator entre volume efetivamente distribuído no ano anterior ( $V_{t-1}$ ) e o volume esperado para aquele ano ( $V_{t-1}^e$ ):

$$\text{fator } K = (MM_{t-1} - MO_{t-1}) \times (1 + r_{t-1}) \times [V_{t-1}/V_{t-1}^e] \quad (6)$$

Para reduzir a variabilidade do Fator K e torná-lo mais previsível, o regulador estadual (ARSESP) passou a não considerar os desvios entre os volumes previstos e observados para o segmento termelétrico e de cogeração, mitigando a variabilidade originada pela diferença entre o despacho térmico projetado e observado. Ou seja, o fator de ajuste não se aplica para o volume termelétrico. A ARSESP justifica esta exceção pelo fato do despacho térmico depender exclusivamente das decisões do Operador Nacional do Sistema elétrico brasileiro (ONS) que, por sua vez, dependem do regime hídrico de chuvas.

Desta forma, o Fator K em São Paulo, previsto contratualmente, procura corrigir as distorções decorrentes das projeções da demanda e da estrutura tarifária ao longo do ciclo tarifário. A exclusão dos volumes termelétricos tem por objetivo reduzir a variabilidade e a incerteza do ajuste tendo em vista a dificuldade de previsão deste segmento.

No Rio de Janeiro não está previsto o termo de ajuste K ao longo do ciclo e tampouco as revisões tarifárias levam em conta a discrepância entre margem máxima e margem obtida no ciclo tarifário anterior. O risco de volume é considerado um risco inerente ao



negócio da concessionária, que pode se beneficiar ou se prejudicar com a evolução da demanda.

Entretanto, o peso do segmento termelétrico no estado do Rio é muito elevado. Consequentemente, os desvios entre o volume térmico projetado e o efetivo podem impactar consideravelmente a margem obtida ao longo do ciclo tarifário. As vendas para este segmento não dependem de esforços das concessionárias e sua evolução é de difícil projeção, uma vez que o consumo de gás das térmicas depende da hidrologia futura, da demanda de eletricidade, da expansão do parque elétrico, das decisões do operador, dos níveis dos reservatórios, entre outros fatores. A alocação do risco do volume termelétrico para as concessionárias de gás natural no Brasil não tem respaldo teórico e ainda resulta em prejuízos para os consumidores.

Neste contexto, há incentivos para que as concessionárias subdimensionem a demanda termelétrica projetada, reduzindo o risco de volume incorrido ao longo do ciclo tarifário seguinte. Ao reduzir o volume projetado para este segmento, a margem máxima se eleva, onerando todos os demais segmentos de consumo com aumento tarifário maior do que seria obtido em contexto de menor incerteza futura. Se o volume futuro superar a demanda projetada, o que tende a ocorrer com maior probabilidade dado o incentivo à projeção subdimensionada, as concessionárias ainda absorvem os ganhos com a margem obtida potencialmente superior à esperada.

Desta forma, dada a peculiaridade da demanda do segmento termelétrico no Brasil e o peso deste segmento nas vendas das distribuidoras de gás no estado do Rio de Janeiro, **sugere-se estudo da AGENERSA para introduzir mecanismo regulatório que torne neutra a demanda termelétrica em termos de efeitos tarifários para as concessionárias e os consumidores.** Assim, a demanda termelétrica frustrada não teria impactos negativos para a obtenção da margem de distribuição ao longo dos ciclos, bem como a demanda superada não teria impactos positivos. A neutralidade da demanda térmica traria benefícios para todos os consumidores, ao expurgar da revisão tarifária o superdimensionamento da margem pela estratégia de mitigação de efeitos adversos da incerteza termelétrica.

A regulação na União Europeia reforça a diretriz de não alocar risco de volume nas concessionárias de distribuição de gás e eletricidade, enfatizando que apenas riscos que estejam de fato sob controle das concessionárias devem ser a elas alocados, reduzindo a



exposição a variáveis e eventos que estejam fora de sua ingerência. Na maior parte dos países membros da União Europeia as concessionárias não estão sujeitas ao risco de volume (com exceção da Espanha, Eslováquia e Holanda), seja pelo ajuste da receita durante o intervalo regulatório, seja pela adoção de tarifas amplamente baseadas em capacidade (EU, 2015).

#### **2.4. Fator X**

A aplicação de um fator de produtividade mínima esperada, conhecido por Fator X, é crucial na regulação por incentivo. Ao longo do intervalo regulatório, em que vigora o preço máximo estabelecido na revisão tarifária, os ganhos de produtividade oriundos de operação mais eficiente e redução de custos são apropriados pela concessionária. Para incentivar a busca por maior eficiência e compartilhar parte dos ganhos esperados com os consumidores, aplica-se um Fator X que reduz o preço máximo atualizado a cada período dentro do intervalo regulatório. Ou seja, recompõe-se a inflação do período e aplica-se um fator redutor correspondente ao ganho de produtividade esperado para o período.

O dimensionamento correto do Fator X não é trivial e pode gerar distorções para a concessionária, caso sejam estabelecidas metas não factíveis. A determinação do Fator X pode envolver análise dos custos históricos da concessionária, “olhando para trás” na tentativa de projetar ganhos esperados de produtividade (método de Produtividade Total dos Fatores); ou, alternativamente, pode envolver projeções de custos e mercado futuros, “olhando para frente” para projetar possíveis ganhos (método de fluxo de caixa descontado).

A não utilização do Fator X, por sua vez, no contexto de regulação por incentivo e preço teto, reduz as pressões regulatórias por maior eficiência operativa e pode ainda resultar em sobre remuneração da concessão. Sem o compartilhamento de ganhos por eficiência, a rentabilidade obtida pode exceder a taxa de remuneração de capital definida na revisão, já que os ganhos ao longo do intervalo regulatório por redução de custos são totalmente apropriados pela concessionária.

A tarifa máxima permitida pode ser determinada considerando um ano de referência ou uma projeção de fluxos futuros (receitas e despesas), como utilizado pela AGENERSA. A aplicação explícita do Fator X é crucial no primeiro contexto para garantir redução real dos custos por ganhos de produtividade. Já no segundo contexto, a aplicação do Fator X pode ocorrer de forma implícita ao se impor ganhos de produtividade na projeção de custos que determina o reposicionamento tarifário nas revisões. Porém, neste caso, deve-se estabelecer a meta de produtividade explicitamente por método adequado e, posteriormente, aplicá-la às projeções de custos. A mera utilização de projeção de custos para o quinquênio subsequente não garante que, por hipótese, os ganhos já estejam considerados implicitamente na revisão tarifária.

Embora os contratos das Concessionárias CEG e CEG-Rio contemplem o Fator X nos reajustes tarifários, na Cláusula 7ª, a sua aplicação ainda não foi posta em prática pela AGENERSA. A agência determinou em 2015, através das Deliberações nº 2726 e 2727/2015, que a aplicação do Fator X deveria ser incorporada aos contratos de forma explícita por meio de aditivos, estabelecendo a sua aplicação como um redutor dos reajustes anuais.

## **2.5. Tratamento de Investimentos não Realizados**

A busca por eficiência na operação da concessão é o principal objetivo da regulação por incentivo, compartilhando os ganhos de produtividade com os consumidores. A regulação procura ao mesmo tempo reduzir o poder de mercado do concessionário sem, contudo, retirar a atratividade da concessão e os meios para a sua expansão. Paralelamente à busca por eficiência, pode-se estabelecer incentivos para maior esforço de investimentos da concessionária, principalmente em contexto de redes ou mercados pouco maduros e desenvolvidos ou de ambiente financeiro adverso para vultosos empréstimos. Mesmo em contexto de redes de distribuição maduras e já desenvolvidas, observa-se atualmente demanda crescente por maior investimento em novas e custosas tecnologias, impondo a necessidade de mitigar os riscos e ampliar os incentivos a novos investimentos (EU, 2015). Neste contexto, a regulação passa a também incorporar incentivos à expansão dos serviços (GLACHANT et al., 2013).



Se as concessionárias dispõem de elevada autonomia para selecionar e implementar o seu plano de investimentos, a prática regulatória recomenda que elas arquem com os custos de investimentos irrecuperáveis, que se revelem a posteriori desnecessários para a concessão. Neste contexto, o risco de investimentos – relacionados a seleção e implementação – é alocado inteiramente nas concessionárias.

Em contexto oposto, se os consumidores assumem a maior parte do risco de investimentos, o plano de expansão deve passar por escrutínio prévio de *stakeholders* e reguladores. Na Inglaterra, o regulador avalia minuciosamente o plano de negócios para os próximos oito anos em termos de eficiência, custos e riscos envolvidos (UE, 2015).

Os riscos relacionados à implementação dos investimentos referem-se à possibilidade do custo ultrapassar a receita permitida ou, alternativamente, de apenas uma fração do ativo ser incorporada à base regulatória. Este risco deriva do esquema de incentivos montado para minimizar os custos de expansão, dada a assimetria de informação existente. Neste contexto, no início do período regulatório, os investimentos são previamente acordados entre regulador e concessionária, que se apropria de parte dos ganhos se os custos forem menores ou participa de parte dos custos extras se o valor realizado superar a estimativa aprovada. Portanto, as metas físicas de investimentos não se confundem com os montantes financeiros a serem investidos.

Na maior parte dos países da UE, o processo de revisão tarifária é *forward-looking*, incorporando investimentos que são esperados para ocorrer durante o próximo intervalo regulatório. A diferença entre as metas físicas projetadas e realizadas são compensadas na próxima revisão tarifária. Em vários países, tanto para distribuição de eletricidade quanto para gás natural, a tarifa máxima é atualizada a cada ano durante o intervalo regulatório em função dos investimentos de fato realizados. Este ajuste é conhecido na literatura por Fator K, originalmente estabelecido na Argentina, ajustando o modo *price cap* pela meta de produtividade (Fator X) e pela meta de investimento realizado.

A correção das metas ao longo do intervalo regulatório reduz as distorções que podem ocorrer em contexto de subinvestimento significativo. Neste caso, as diferenças entre as metas anteriormente aprovadas e realizadas devem ser compensadas no processo de revisão tarifária, reembolsando os consumidores pela tarifa a maior obtida pela



antecipação na evolução projetada da base regulatória de investimento não realizado, corrigindo o montante pela taxa de remuneração de capital aprovada para o período.

## **2.6. Perdas**

O tratamento das perdas de gás natural no sistema de distribuição das concessionárias reconhecidas como legítimas ou aceitáveis pelos reguladores, incluindo o repasse de custo para fins de determinação tarifária, revela-se um aspecto essencial para incentivar a maior eficiência e qualidade do serviço. O reconhecimento das perdas tem por consequência direta reduzir os incentivos a sua redução, uma vez que o seu custo é repassado aos consumidores pela tarifa. Neste sentido, a experiência internacional aconselha a estabelecer limites de perdas nos sistemas, com metas de redução gradual ao longo do tempo.

Inúmeros fatores concorrem para explicar as causas das perdas nos sistemas, como vazamentos, erros de medição, poder calorífico e roubo. Para alguns destes fatores as concessionárias têm pouca ingerência, como os roubos que ocorrem à sua revelia ou a diversidade de poder calorífico do gás que é injetado em sua rede. Já para outros fatores, a sua atuação pode mitigar as perdas, como identificação de vazamentos e erros de medição.

O cálculo das perdas no sistema de distribuição envolve a contabilização das entradas e saídas registradas na rede. Entretanto, para o cálculo das perdas para fins regulatórios, isto é, reconhecimento das perdas aceitas e seu repasse aos usuários via tarifa, recomenda-se (i) considerar a pressão de fornecimento dos clientes (ESC, 2017) e (ii) a exclusão dos volumes de ramais dedicados, independentes da malha de distribuição (NYS, 2015). Consumidores que são abastecidos por ramais de alta pressão percebem menores taxas de escapamento vis-à-vis a consumidores conectados em média e baixa pressão. Os erros de medição nos ramais de alta pressão também são menores, o que sinaliza metas distintas para ramais com alta ou média e baixa pressão. Já a inclusão de volumes de ramais dedicados pode gerar variações indesejadas no computo das perdas do sistema, razão pela qual sugere-se não considerá-los no cômputo geral.

### 3. Caracterização da CEG Rio

A CEG-Rio abastece aos municípios de sua concessão por meio da rede de gás natural canalizado, por meio de Gás Natural Comprimido (GNC) pelo Sistema Ponto a Ponto, no qual as entregas de GNC ocorrem diretamente aos consumidores finais e pelo Projeto Estruturante, onde o gás natural após ser transportado por GNC e descomprimido é distribuído através de rede de distribuição local.

Na primeira modalidade, são atendidos 27 municípios: Arraial do Cabo; Barra do Pirai; Barra Mansa; Cabo Frio; Campos dos Goytacazes; Casimiro de Abreu; Engenheiro Paulo de Frontin; Itatiaia; Macaé; Paraíba do Sul; Petrópolis; Pirai; Porto Real; Quatis; Resende; Rio das Flores; Rio das Ostras, São Pedro D’Aldeia; Três Rios; Volta Redonda; Carapebus, e Quissamã. Municípios localizados nas regiões Norte e Noroeste Fluminense; Baixada Litorânea; Região Serrana; Médio Paraíba e Centro Sul do Estado.

Os municípios de Iguaba Grande, Itaipava (Distrito de Petrópolis), Paty do Alferes, Paraty, Rio Bonito, Santo Antônio de Pádua, Valença e Vassouras são atendidos pelo sistema de Gás Natural Comprimido – GNC, no Sistema Ponto a Ponto.

Seis municípios são abastecidos no projeto estruturante: Cachoeiras de Macacu, Nova Friburgo, Saquarema, Teresópolis, Angra dos Reis e Araruama. Os dois últimos eram atendidos pela modalidade GNC ponto a ponto, mas passaram a contar com rede de distribuição local em 2017.

Tabela 3. Municípios Atendidos pela CEG Rio

| Municípios Atendidos                          | 2017      |
|---|-----------|
| Com rede de gás canalizado e GNC estruturante | 29        |
| Com GNC ponto a ponto                         | 7         |
| <b>Total</b>                                  | <b>36</b> |

Fonte: Informe Anual CEG-Rio, 2017

Ao final do 2017, a CEG Rio atendia a 73.825 clientes nos diferentes segmentos de mercado. Nesse ano, 9.604 novos usuários foram adicionados em toda sua área de concessão. No segmento residencial, a companhia conta com uma base de 72.474 clientes, sendo 9.348 novas famílias adicionadas em 2017.

Quanto ao mercado comercial, a CEG-Rio conta com 1.108 clientes de pequeno porte e 31 de maior porte, sendo 251 novos clientes adicionados em 2017. O segmento de Gás Natural Veicular (GNV) conta com 122 postos na área de concessão. Desde 2013, a CEG-Rio passou a atender a 14 novos postos, três adicionados em 2017.

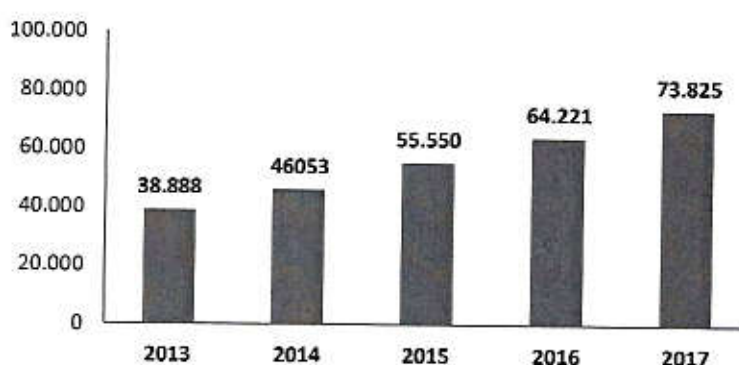
No segmento industrial, a companhia ganhou 2 novos clientes em 2017, acumulando um total de 88 clientes industriais ao final de 2017.

Tabela 4. Total de Clientes CEG Rio

| Número de Clientes | 2017          | 2016          | Variação %   |
|--------------------|---------------|---------------|--------------|
| Residencial        | 72.474        | 63.126        | 14,81        |
| Comercial          | 1.139         | 888           | 28,27        |
| Industrial         | 88            | 86            | 2,33         |
| Postos de GNV      | 122           | 119           | 2,52         |
| Geração Elétrica   | 2             | 2             | 0            |
| <b>Total</b>       | <b>73.825</b> | <b>64.221</b> | <b>14,95</b> |

Fonte: Informe Anual CEG-Rio, 2017.

Gráfico 2. Evolução do Número de Clientes nos Últimos 5 anos



Fonte: Informe Anual CEG-Rio, 2017

### 3.1. Especificidades dos Segmentos de Mercado: Termelétrico, Industrial, Comercial, Residencial e Transporte

Em 2017, as vendas de gás natural cresceram 28,5% frente a 2016, atingindo vendas por um valor de 8,1 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Este resultado está relacionado, principalmente, com



o aumento das vendas para Geração Elétrica, porém todos os segmentos de mercado apresentaram elevação frente a 2016. Quanto às vendas de gás convencional, estas tiveram um incremento de 11,2% em relação ao período anterior.

Em 2017, as vendas para o segmento industrial apresentaram um incremento de 11,9% em comparação a 2016. Os setores deste segmento de mercado que aumentaram seu consumo foram o químico, automobilístico, metalúrgico e fundição/siderurgia (inclui a maior cliente industrial da Companhia, a Siderúrgica Nacional – CSN). Também é de destacar que desde final de 2016, passou a ser atendida a Cervejaria Petrópolis, novo cliente industrial com grande consumo verificado em 2017.

Quando ao mercado residencial, foi registrado um aumento de 12,8% nas vendas de 2017 em comparação com o período anterior. Segundo o Informe Anual da CEG de 2017, isto foi resultado do aumento do número de clientes residenciais.

O mercado comercial teve um incremento de 11,4% nas vendas de 2017 em comparação a 2016. Para o segmento GNV, as vendas em 2017 apresentaram um incremento de 9,2% frente a 2016. Além de uma tarifa mais competitiva a partir de 2014, o frequente aumento dos demais combustíveis contribuíram nesse resultado positivo.

Em 2017, as vendas de gás para as termelétricas situadas na área de concessão da CEG-Rio mostraram um incremento de 37,0% frente a 2016. O despacho para as térmicas no período correspondeu a um consumo de gás 5,8 milhões de m<sup>3</sup>/dia. As termelétricas voltaram a obter elevada taxa de utilização em 2017, quando os reservatórios hidrelétricos se encontraram mais vazios que no ano anterior. O consumo termelétrico em 2017, no entanto, foi inferior ao do triênio 2013-2015.

Tabela 5. Volume de Vendas por Segmento: 2016 - 2017

| Vendas (mil m <sup>3</sup> /dia) | 2017            | 2016           | Variação%    |
|----------------------------------|-----------------|----------------|--------------|
| Residencial                      | 14,22           | 12,61          | 12,77        |
| Comercial                        | 9,91            | 8,90           | 11,35        |
| Industrial                       | 1.698,01        | 1.516,93       | 11,94        |
| Postos de GNV                    | 582,45          | 533,49         | 9,18         |
| Total do mercado convencional    | 2.304,59        | 2.071,93       | 11,23        |
| Geração Elétrica                 | 5.814,46        | 4.244,32       | 36,99        |
| <b>Total</b>                     | <b>8.119,05</b> | <b>6.613,3</b> | <b>28,54</b> |

Fonte: Informe Anual CEG-Rio, 2017

Gráfico 3. Evolução do Volume de Vendas nos Últimos 5 anos em Mil m<sup>3</sup>/dia



Fonte: Informe Anual CEG-Rio, 2017.

### 3.2. Infraestrutura de Atendimento

De acordo com o informe da CEG-Rio de 2017, em maio desse período, o Reforço Itatiaia e o Reforço Resende foram colocados em carga, após a construção de 5,7 Km (5,6 km em 2016 e 0,1 km em 2017) e de 3,5 Km (1,6 km em 2016 e 1,9 km em 2017) de rede de alta pressão respectivamente.

No município de Volta Redonda foi iniciada a construção do Gasoduto Cidade do Aço com a construção de 11,6 Km de rede de alta pressão. Entretanto, em outubro de 2017 foi iniciado o abastecimento de gás natural canalizado no município de Angra dos Reis. Além disso, foram iniciados os projetos de expansão para atender aos municípios de Araruama, Itaperuna, Cachoeira de Macacu e Saquarema.

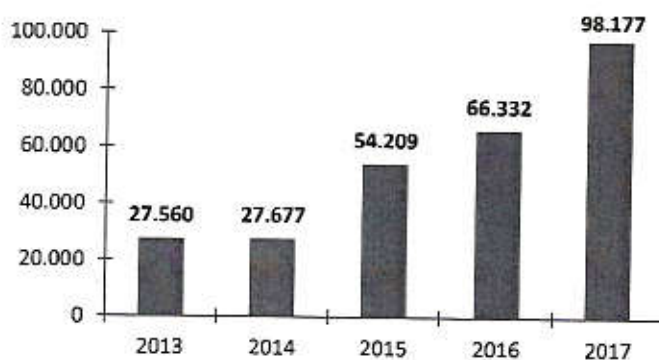
#### 3.2.1. Recursos Investidos

Para o ano 2017, os investimentos operacionais realizados pela CEG-RIO somaram R\$ 98,2 milhões, 48,0% superior a 2016. Dessa forma, a Companhia aumentou seus investimentos em rede, de baixa, média e alta pressão, com um montante total de R\$

57,4 milhões em 2017. De acordo com a CEG-Rio, os investimentos estão em função de incrementar o atendimento a clientes residenciais, industriais e comerciais, tanto nas áreas onde a Companhia já atua, abastecendo por médio de redes de média e baixa pressão, como chegando a novas áreas, com redes de alta pressão, atendendo a novas indústrias e com o objetivo de chegar a novos municípios do interior.

Além dos investimentos em redes, a Ceg Rio investiu na construção de ERMs – Estações de Regulagem e Medição; aquisição de medidores; e construção de bases de descompressão, totalizando R\$ 40,7 milhões no ano.

Gráfico 4. Evolução dos Investimentos Operacionais nos Últimos 5 Anos – R\$ mil



Fonte: Informe Anual CEG-Rio, 2017



### 3.3. Aspectos Econômicos e Financeiros

Para elaborar a análise econômica e financeira da Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro S.A. (CEG) consideramos as demonstrações contábeis auditadas correspondentes aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2013, 2014, 2015, 2016 e 2017. Foram utilizados os índices econômicos e financeiros usuais na análise das informações do Balanço Patrimonial e Demonstração do Resultado do Exercício, conforme descritos e analisados graficamente no Anexo.

#### 3.3.1. Evolução dos Índices Financeiros

A seguir são apresentados os indicadores econômicos e financeiros da CEG RIO e as análises correspondentes.

Tabela 6. Endividamento Total, Endividamento de Curto Prazo e Participação de Capital Próprio

| Índices de Estrutura Patrimonial          | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|---|------|------|------|------|------|
| Endividamento Total                       | 48%  | 71%  | 70%  | 62%  | 60%  |
| Endividamento de Curto Prazo              | 43%  | 46%  | 49%  | 30%  | 23%  |
| Índice de Participação de Capital Próprio | 52%  | 29%  | 30%  | 38%  | 40%  |

Fonte: elaboração própria

Os dados indicam uma estrutura relativamente estável do capital da empresa. A empresa recorre a capital de terceiros para 60% de seu financiamento. Esse é uma composição usual para concessionárias de serviço público. O endividamento de curto prazo era excessivo, chegando a representar 50% da composição de capital, mas foi reduzido nos últimos dois anos.

Tabela 7. Dívidas Financeiras sobre Capital Próprio, Dívidas Totais sobre Capital Próprio, Imobilização do Capital Próprio e Imobilização dos Recursos Permanentes

| Índices de Estrutura Patrimonial                                       | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|--|------|------|------|------|------|
| Índice de Participação das Dívidas Financeiras sobre o Capital Próprio | 14%  | 61%  | 94%  | 109% | 94%  |
| Índice de Participação das Dívidas Totais sobre o Capital Próprio      | 92%  | 249% | 230% | 160% | 152% |

|   |      |      |      |      |      |
|---|------|------|------|------|------|
| Imobilização do Capital Próprio                 | 109% | 207% | 194% | 180% | 170% |
| Índice de Imobilização dos Recursos Permanentes | 100% | 110% | 115% | 98%  | 88%  |

Fonte: elaboração própria

Tendo em vista que a necessidade de recursos de instituições financeiras é essencial para a manutenção das atividades da Companhia, estes têm um grau de representatividade relevante comparados ao patrimônio líquido da Companhia. Porém, vale destacar que mesmo as demais dívidas, bem como o índice de imobilização do capital próprio, se equivalem às de Companhias que tem como objeto social a exploração de concessões públicas. Logo, estão dentro do esperado.

Tabela 8. Liquidez Corrente e Liquidez Imediata

| Índices de Estrutura Patrimonial | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|----------------------------------|------|------|------|------|------|
| Índice de Liquidez Corrente      | 92%  | 84%  | 78%  | 87%  | 119% |
| Índice de Liquidez Imediata      | 25%  | 6%   | 14%  | 31%  | 35%  |

Fonte: elaboração própria

O índice de liquidez corrente indica que somente em 2017 a Companhia teve recursos suficientes para liquidar as suas obrigações de curto prazo. Ainda, os recursos de utilização imediata representados pelos equivalentes de caixa e aplicações financeiras são bem representativos para os anos de 2016 e 2017.

Tabela 9. Cobertura e Juros e Cobertura de Dívidas

| Índices de Estrutura Patrimonial | 2013  | 2014  | 2015 | 2016 | 2017 |
|----------------------------------|-------|-------|------|------|------|
| Índice de Cobertura dos Juros    | 4433% | 2553% | 222% | 130% | 232% |
| Índice de Cobertura de Dívidas   | 599%  | 112%  | 33%  | 4%   | 35%  |

Fonte: elaboração própria

Os índices têm correlação com a capacidade de a Companhia operar considerando a necessidade de financiamentos oriundos de terceiros. Nota-se queda brusca do índice de cobertura dos juros entre 2013 e 2015. No entanto, o lucro líquido é suficiente para que a Companhia arque com despesas financeiras diretamente ligadas à exposição decorrente de captação de empréstimos e financiamentos. O fluxo de caixa oriundo das atividades operacionais esteve em patamares acima do necessário.

Tabela 10. Alavancagem Operacional, Alavancagem Financeira e Alavancagem Total

| Índices de Estrutura Patrimonial | 2013 | 2014  | 2015 | 2016 |
|----------------------------------|------|-------|------|------|
| Grau de Alavancagem Operacional  | 9%   | 6%    | 7%   | 7%   |
| Grau de Alavancagem Financeira   | 68%  | 67%   | 52%  | 57%  |
| Grau de Alavancagem Total        | 756% | 1117% | 743% | 814% |

Fonte: elaboração própria

O grau de alavancagem operacional situou-se abaixo do grau de alavancagem financeira ao longo de todo o período analisado. O grau de alavancagem operacional considera a correlação entre o resultado operacional e as receitas da atividade. Como as receitas são significativamente maiores do que o resultado, o valor do índice é baixo. Quando se observa o grau de alavancagem financeira, percebe-se que a correlação entre lucro líquido e resultado operacional é maior. Considerando os lucros que a Companhia teve e seus resultados operacionais, a alavancagem total indica resultados crescentes no período, exceto no ano de 2016.

Tabela 11. Prazo Médio de Recebimento, Prazo Médio de Pagamentos Operacionais, Ciclo Operacional e Ciclo Financeiro

| Índices de Estrutura Patrimonial      | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|---------------------------------------|------|------|------|------|------|
| Prazo Médio de Recebimento            | 21   | 36   | 32   | 25   | 26   |
| Prazo Médio de Pagamento Operacionais | 26   | 39   | 36   | 30   | 29   |
| Ciclo Operacional                     | 21   | 36   | 32   | 25   | 26   |
| Ciclo Financeiro                      | 5    | 3    | 4    | 5    | 3    |

Fonte: elaboração própria

Tendo o ciclo financeiro em todo o período analisado ficado bem superior ao esperado (quanto mais próximo de zero melhor), está claro que a Companhia não é dependente de capital de terceiros para manter as suas atividades. Ratifica o que já foi demonstrado nos índices anteriores.

Tabela 12. Necessidade de Capital de Giro, Capital de Giro Disponível e Saldo de Tesouraria

| Estrutura Patrimonial            | 2013     | 2014      | 2015      | 2016      | 2017      |
|----------------------------------|----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Necessidade de Capital de Giro   | 19.500   | 70.16     | 101.389   | 34.000    | (43.260)  |
| Capital de Giro Disponível - CDG | (5.913)  | (225.063) | (173.878) | (231.615) | (313.822) |
| Saldo de Tesouraria              | (13.587) | 154.903   | 72.489    | 197.615   | 357.082   |



Fonte: elaboração própria

A necessidade de capital de giro inferior ao capital de giro disponível indica que o saldo de tesouraria é deficitário somente em 2013, porque conta com recursos de terceiros para se manter. Pode ser observado que os montantes dos saldos de tesouraria a disposição da companhia se mantiveram em excelentes patamares nos anos de 2014 a 2017.

Tabela 13. Rentabilidade do Patrimônio Líquido

| Estrutura Patrimonial               | 2013   | 2014   | 2015   | 2016   | 2017   |
|-------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Rentabilidade do Patrimônio Líquido | 47,20% | 40,40% | 30,90% | 18,70% | 24,10% |

Fonte: elaboração própria

A análise indica queda da rentabilidade do patrimônio líquido da empresa no período 2013-2017, ainda assim a taxa de rentabilidade é bastante elevada para uma concessionária de serviços públicos exposta a pouco risco. É possível observar que embora a empresa venha realizando captação de recursos no mercado para suprir as necessidades de investimento em itens operacionais e administrativos, pode se concluir que a CEG tem suas atividades adequadas às suas necessidades operacionais e financeiras, não apresentado quaisquer indícios de descontinuidade operacional.

#### 3.4. Aspectos institucionais e jurídicos

A exploração do gás canalizado é de competência dos Estados da Federação, de forma direta ou mediante concessão, nos termos do artigo 25, § 2º da Constituição Federal:

Art. 25. Os Estados organizam-se e regem-se pelas Constituições e leis que adotarem, observados os princípios desta Constituição.  
(...)  
§ 2º Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação.

O artigo 175 do mesmo diploma legal complementa a forma de atuação do Estado na prestação de serviços públicos:

Art. 175. Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

Para atuar na regulação e fiscalização dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado no estado do Rio de Janeiro, foi criada pela Lei Estadual nº 2.686, de 13 de fevereiro de 1997, a Agência Reguladora de Serviços Públicos Concedidos do Estado do Rio de Janeiro – ASEP-RJ. Posteriormente, a agência foi sucedida pela Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro – AGENERSA, Lei nº Estadual nº 4.556, de 06 de junho de 2005.

A AGERNESA é uma autarquia especial, exerce o poder regulatório dos Contratos de Concessão e Permissões de Serviços Públicos licitados e elaborados pelo Poder Executivo Estadual, através das Secretarias de Estado, nas áreas de energia e saneamento básico.

#### **3.4.1. Contrato de Concessão**

Mediante tais apontamentos, o estado do Rio de Janeiro, em cumprimento às normas legais, e aplicando as regras contidas na Lei nº 8.987/95, em 21 de julho de 1997 celebrou com a CEG Rio o contrato de concessão de serviço público de distribuição de gás canalizado.

O contrato tem como objeto a exploração pela Concessionária (CEG Rio), dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado no Estado do Rio de Janeiro, cujos termos de concessão foram aprovados pelo Decreto nº 23.227, de 12 de junho de 1997.

O Contrato de concessão da CEG Rio prevê que ela terá exclusividade para a distribuição do gás canalizado para qualquer utilização, em qualquer quantidade, nas Regiões Norte Fluminense, Noroeste Fluminense, nas Baixadas Litorâneas, Serrana, no Médio Paraíba, Centro-Sul e na Baía da Ilha Grande, todas do Estado do Rio de Janeiro.

O prazo contratual de concessão foi de 30 (trinta) anos, deixando claro, no § 1º da cláusula terceira, que a critério exclusivo do Estado, para assegurar a continuidade e qualidade do serviço público, este prazo poderá ser prorrogado, por igual período.

Os termos previstos na cláusula sexta do contrato de concessão preveem que o estado poderá, desde que comprovado relevante interesse público, determinar que as Concessionárias passem a prestar os serviços concedidos em determinadas áreas que não tenham sistema de distribuição em funcionamento, ou que passem a atender as necessidades dos consumidores especiais.

O Estado do Rio de Janeiro e a CEG Rio, celebraram os seguintes Termos Aditivos ao Contrato de Concessão para melhor atenderem os consumidores.

#### **3.4.2. Primeiro Termo Aditivo – 14 de Julho de 2004**

Objeto: anuência às alterações societárias apresentadas pela Concessionária e expansão do serviço de gás canalizado, através da construção de ramais de distribuição de alta pressão, para o Município de Quatis, Engenheiro Paulo de Frontin, Teresópolis, paraíba do Sul, Itatiaia, Três Rios, Cachoeira de Macacu e Nova Friburgo.

As redes de distribuição dos Municípios de Três Rios, Cachoeira de Macacu e Nova Friburgo, deverão, em caráter excepcional, ser supridas, ao menos até o final do ano de 2005, através de GNC (Gás Natural Comprimido) ou através de GNL (Gás Natural Liquefeito), até a conclusão definitiva dos ramais de distribuição nos prazos previstos acima.

#### **3.4.3. Segundo Termo Aditivo – 04 de Agosto de 2005**

Objeto: fixar os valores de margens calculadas e as respectivas tarifas limites (*price cap*) para os setores ceramistas, salineiros e barrilistas.

Firmar novas metas de expansão do serviço do gás canalizado aos Municípios de Angra dos Reis e Saquarema.

No Município de Saquarema a rede de dutos necessária expansão do serviço de gás canalizado, e seus valores, deverão ser qualificados e os impactos dos investimentos no fluxo de caixa utilizado para os efeitos da Deliberação ASEP-RJ/CD n.º 611/05, e no cronograma das metas físicas de expansão dos serviços da rede de distribuição de gás,



visando manter a equação econômico-financeira do CONTRATO neste e no próximo quinquênio.

#### **3.4.4. Terceiro Termo Aditivo – 02 de Dezembro de 2014**

Objeto: autorização de distribuição de gás canalizado por meio de gás natural comprimido (GNC) e/ou gás natural liquefeito (GNL), com a implantação de novas redes de distribuição de gás canalizado através de gasodutos virtuais, assim considerada a ligação de dois gasodutos físicos por meio de sistema de distribuição de gás natural comprimido (GNC) e/ou gás natural liquefeito (GNL), sem necessidade de um duto intermediário entre ambos, com capacidade para atender a demanda dos Municípios de Saquarema, Angra dos Reis, Teresópolis, Nova Friburgo e Cachoeira de Macacu.

#### **3.4.5. A Companhia Distribuidora de Gás do Estado do Rio de Janeiro – CEG-RIO**

A Lei nº 2367, de 1994, criou uma sociedade de economia mista, a Companhia Estadual de Gás do Rio de Janeiro – RIO GÁS SA, controlada pela Companhia Estadual de Gás - CEG, detentora de 51% do capital. Privatizada em julho de 1997, passou a ter como operador técnico o Grupo Gas Natural, acionista controlador. Conforme se depreende do Contrato de Concessão de Serviços Públicos de Distribuição de Gás Canalizado – CEG RIO, Decreto nº 23.227, de 12 de junho de 1997:

O ESTADO DO RIO DE JANEIRO, doravante designado apenas ESTADO,, no uso do PODER CONCEDENTE que lhe confere o artigo 25,, §2º,, da Constituição Federal,, neste ato representado pelo Excelentíssimo Senhor GOVERNADOR DO ESTADO,, MARCELO NUNES DE ALENCAR,, e a COMPANHIA ESTADUAL DE GÁS DO RIO DE JANEIRO – RIO GÁS S. A. ,, doravante designada CONCESSIONÁRIA,, neste ato representada,, na forma do seu estatuto social,, com a intervenção de seus acionistas controladores GÁS NATURAL SDG S.A.,, sociedade constituída e existente de acordo com as leis da Espanha,, com sede na Av. Portal de L'Angell,, nº 22,, Barcelona,, Espanha, [...]

Denominada de CEG RIO S.A., trata-se de uma sociedade por ações, com capital fechado, conforme seu Estatuto em Assembleia, de 27 de abril de 2018. Portanto, além do Estatuto, regida pela Lei no 6.404/76 e pelos Regulamentos da BM&F IBOVESPA. Pode-se verificar forte concentração de poder, com a controladora detendo 59,60% das ações e 70,46 do capital votante.

Tabela 14. Capital Social, Capital Votante e Preferenciais por Acionista

| Acionista                                  | Capital Social (%) | Capital Votante (Ordinárias) | Preferenciais |
|--|--------------------|------------------------------|---------------|
| Gas Natural (grupo)                        | 59,60              | 70,46                        | 54,20         |
| Gas Natural Distribución Latinoamérica S/A | 59,59              | 70,46                        | 54,20         |
| Gas Natural SDG S/A                        | 0,00               | 0,00                         | 0,00          |
| Pluspetrol Energy SA                       | 3,00               | 3,35                         | 2,80          |
| Petrobrás Gas S/A - Gaspetro               | 37,41              | 26,19                        | 43,00         |
| <b>Total de Ações</b>                      | <b>100</b>         | <b>100</b>                   | <b>100</b>    |

Fonte: elaboração própria

#### 3.4.6. A Controladora: Gas Natural Distribución Latinoamérica SA.

A partir dos anos de 1991 a Catalana de Gas SA buscou a fusão com a Gas Madrid SA e a aquisição de ativos da Repsol Butano AS, buscando a integrar o setor de gás da Espanha. Da fusão surgiu a Gas Natural SDG SA, em 1992. Com forte apetite internacional a companhia iniciou o seu processo de internacionalização, sendo atualmente uma gigante, presente em 25 países. No Brasil a sua inserção deu-se pelo processo de privatização da CEG. Por meio de operação societária de fusão entre a Gas Natural e a Unión Fenosa, criou-se o Grupo Gas Natural Fenosa, de cujo grupo participa a Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro – CEG, na qualidade de subsidiária. A atual denominação da controladora é Gas Natural Distribución Latinoamérica SA.

#### 4. Projeção de Mercado 2018-2022

A prática regulatória de projeção de demanda em processos de revisão tarifária leva em consideração sua evolução histórica, as características do mercado potencial da área de

concessão e as projeções macroeconômicas para o ciclo tarifário, utilizando diferentes modelos analíticos, tais como: análise cliente a cliente, modelos tendenciais e modelos econométricos.

A evolução do consumo de gás no segmento termelétrico depende da situação de abastecimento no sistema elétrico. Assim, optamos por utilizar metodologia específica para a análise desse mercado. Nesse caso, foi desenvolvida modelagem para avaliar a perspectiva de utilização de cada central termelétrica na área de concessão.

As projeções de demanda para os segmentos não térmicos (residencial, comercial, industrial e automotivo - GNV) foram estimadas por meio de modelos econométricos. Optamos por uma abordagem univariada, em que o comportamento passado da demanda de gás explica a sua evolução futura.

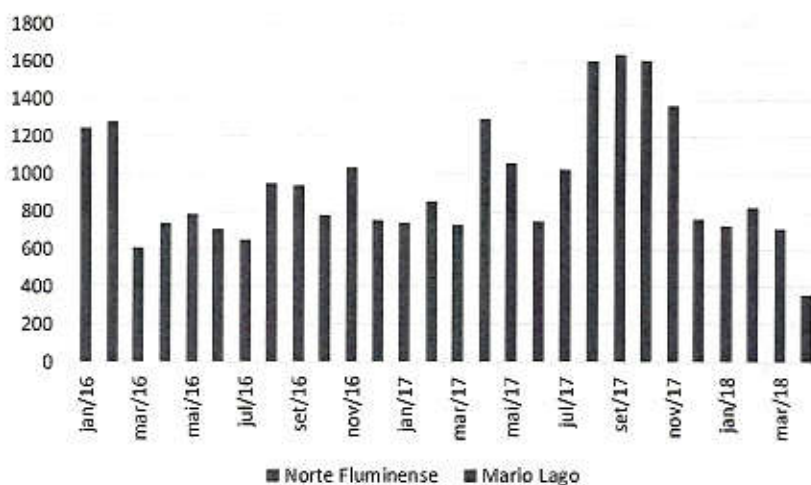
#### **4.1. Termelétrico**

O quinquênio anterior, 2013-2017, foi marcado por um forte despacho termelétrico, principalmente até 2015. No período, o sistema elétrico brasileiro experimentou uma crise de escassez, com esvaziamento dos reservatórios e explosão do preço de curto prazo, PLD.

O preço de curto prazo de eletricidade voltou a aumentar no final de 2016 e o despacho termelétrico voltou a ser significativo (Gráfico 5Gráfico 5. Despacho das Centrais Termelétricas na Área da CEG Rio).



Gráfico 5. Despacho das Centrais Termelétricas na Área da CEG Rio



Fonte: Elaboração Própria. Dados ONS.

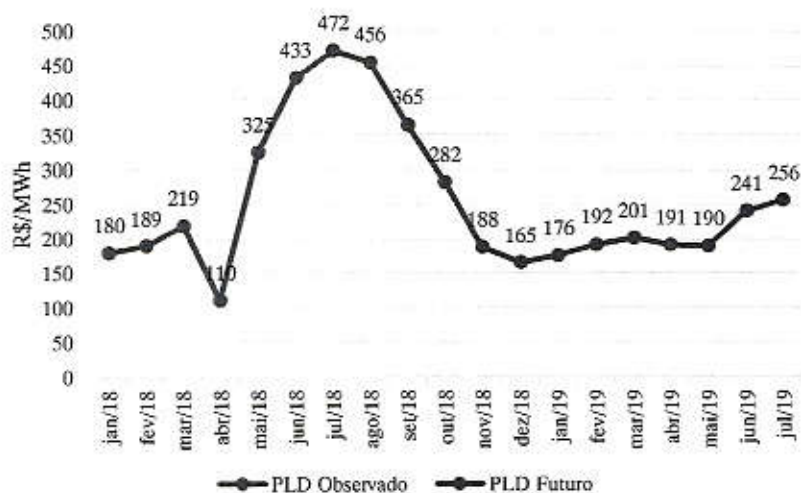
As projeções submetidas pela CEG Rio foram elaboradas com base em um estudo desenvolvido pela PSR. A consultoria indica uma folga de abastecimento de eletricidade no Brasil e um despacho pouco significativo das termelétricas localizados no estado do Rio de Janeiro. O cenário proposto corresponde ao percentil 25 da distribuição de despacho termelétrico, o que corresponde a um fator de utilização de 20% dessas termelétricas.

No cenário proposto pela concessionária, a termelétrica Mario Lago não seria operada durante o quinquênio. A usina Norte Fluminense teria uma utilização intensa, operando em 75% do tempo em 2018 e 68% nos anos seguintes.

No entanto, esse cenário de baixa utilização termelétrica apontado pela PSR não é compatível com a situação atual de operação do sistema elétrico brasileiro. Em função de hidrologia desfavorável na transição do período úmido para seco, o preço de curto prazo se elevou e as termelétricas passaram a ser intensamente utilizadas. Em junho de 2018, o sistema atua em bandeira vermelha patamar 2, o nível mais crítico de abastecimento e com maior acréscimo às tarifas de eletricidade. Na semana operativa de 23/06/2018 a 29/06/2018, o PLD do Sudeste alcançou R\$ 505,18/MWh. Conforme o documento InfoPLD de junho 2018, elaborado pela Câmara de Comercialização de

Energia Elétrica (CCEE), os preços de curto prazo de eletricidade devem permanecer elevados pelo próximo ano (Gráfico 6), o que deve implicar em relevante utilização de termelétricas.

Gráfico 6. PLD Observado e Futuro no Subsistema Sudeste (2018 – 2019)



Fonte: Elaboração própria. Dados CCEE

Para projetar a demanda de gás do segmento termelétrico no quinquênio 2018-2022, assumimos que a situação projetada pela CCEE irá se verificar até o final de 2019. Para os anos seguintes consideramos três cenários: a preservação a situação vigente em 2018-2019 (superior), a convergência para a média de longo prazo (intermediário) e a proposta da CEG Rio (inferior).

A metodologia para estimar o consumo consistiu em simular o despacho das centrais a partir de 2000 séries de Custo Marginal de Operação (CMO) do subsistema Sudeste/Centro Oeste. Foram consideradas as inflexibilidades de operação das centrais. Consideramos os seguintes dados das termelétricas da área da CEG Rio para essa simulação:

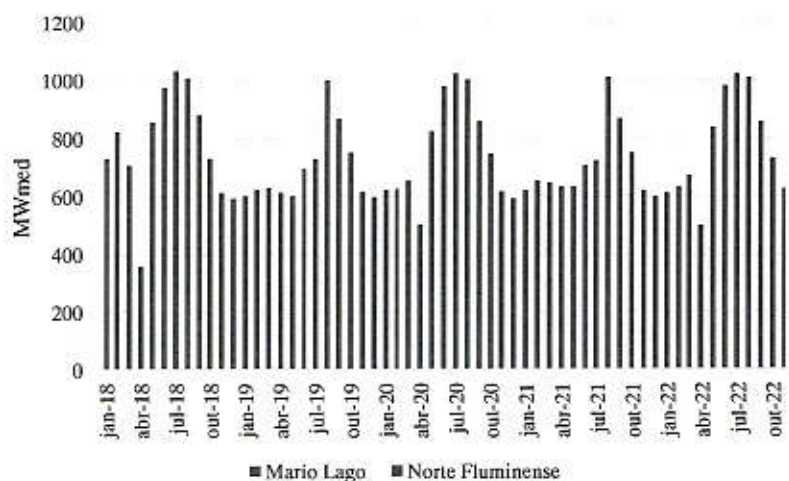
Tabela 15. Característica das Termelétricas – Área CEG Rio

|                    | CVU (R\$/MWh) | Cap. Instalada (MW) | Inflex (MW) | Cons. Específico (mil m <sup>3</sup> /d/MW) |
|--------------------|---------------|---------------------|-------------|---|
| Mario Lago         | 512,3         | 929                 |             | 5,86  |
| Norte Fluminense 1 | 60,6          | 400                 | 358         | 4,74  |
| Norte Fluminense 2 | 71,62         | 100                 |             | 4,74  |
| Norte Fluminense 3 | 135,8         | 200                 |             | 4,74  |
| Norte Fluminense 4 | 364,1         | 127                 |             | 4,74  |

Fonte: Elaboração Própria. Dados CVU, Capacidade Instalada e Inflexibilidade: Programa Mensal de Operação Energética – ONS. Consumo Específico: Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural – MME.

No cenário em que a situação crítica de abastecimento persiste no período 2020-2022, o despacho termelétrico é elevado durante todo quinquênio. O fator de utilização do conjunto de termelétricas da área da CEG Rio é de 43% no período (Gráfico 7).

Gráfico 7. Despacho Esperado das Termelétricas da Área da CEG Rio 2018 – 2022: Cenário Superior em MWmed



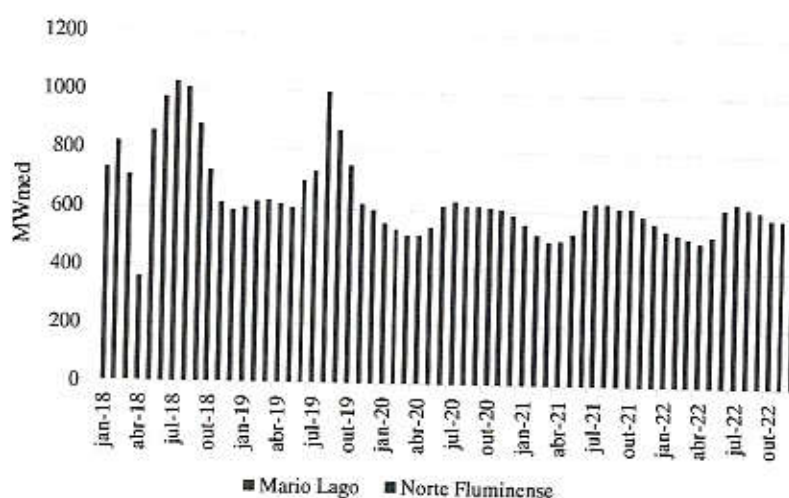
Nota: Valores observados para o período jan-18 a abr-18 (ONS)

Fonte: Elaboração própria.

No cenário em que as condições de abastecimento convergem para a média de longo prazo a partir de 2020, as termelétricas são utilizadas com menor intensidade e o fator de utilização alcança 37% no quinquênio (Gráfico 8).



Gráfico 8. Despacho Esperado das Termelétricas da Área da CEG Rio 2018 – 2022: Cenário Intermediário em MWmed



Nota: Valores observados para o período jan-18 a abr-18 (ONS)  
 Fonte: Elaboração própria.

A partir desses cenários de operação das termelétricas, construímos as projeções de demanda de gás natural do segmento termelétrico na área da CEG Rio. O terceiro cenário foi elaborado a partir da projeção proposta pela CEG Rio, que não aponta o cenário de despacho termelétrico correspondente.

Em função da situação crítica de abastecimento de eletricidade, o consumo de gás das térmicas será bastante elevado em 2018, se aproximando de 4 milhões de m<sup>3</sup>/dia na área da CEG Rio, segundo nossas projeções. No cenário de persistência da situação crítica (superior), o consumo permanecerá por volta de 3,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia nos quatro anos posteriores.

Tabela 16. Projeção Demanda Termelétrica de Gás Natural – Cenário Superior (2018 – 2022) em Mil m<sup>3</sup>/dia

|                      | 2018         | 2019         | 2020         | 2021         | 2022         |
|----------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Mario Lago           | 722          | 520          | 832          | 572          | 815          |
| Norte Fluminense     | 3.093        | 2.868        | 2.904        | 2.886        | 2.937        |
| <b>Total CEG Rio</b> | <b>3.815</b> | <b>3.388</b> | <b>3.736</b> | <b>3.458</b> | <b>3.752</b> |

Fonte: Elaboração Própria

No cenário intermediário, com a normalização do abastecimento de eletricidade no Brasil, o consumo de gás de térmicas diminui após 2020, convergindo para 2,8 milhões de m<sup>3</sup>/dia (Tabela 17).

Tabela 17. Projeção Demanda Termelétrica de Gás Natural – Cenário Intermediário (2018 – 2022) em Mil m<sup>3</sup>/dia

|                      | 2018         | 2019         | 2020         | 2021         | 2022         |
|----------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Mario Lago           | 722          | 520          | 129          | 127          | 153          |
| Norte Fluminense     | 3.093        | 2.868        | 2.634        | 2.611        | 2.582        |
| <b>Total CEG Rio</b> | <b>3.815</b> | <b>3.388</b> | <b>2.763</b> | <b>2.738</b> | <b>2.736</b> |

Fonte: Elaboração Própria

No cenário inferior, o consumo de gás seguiria comportamento semelhante ao cenário anterior, já que as projeções da CEG Rio são bastante próximas à do cenário intermediário. O consumo termelétrico pós 2020 seria de 2,6 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

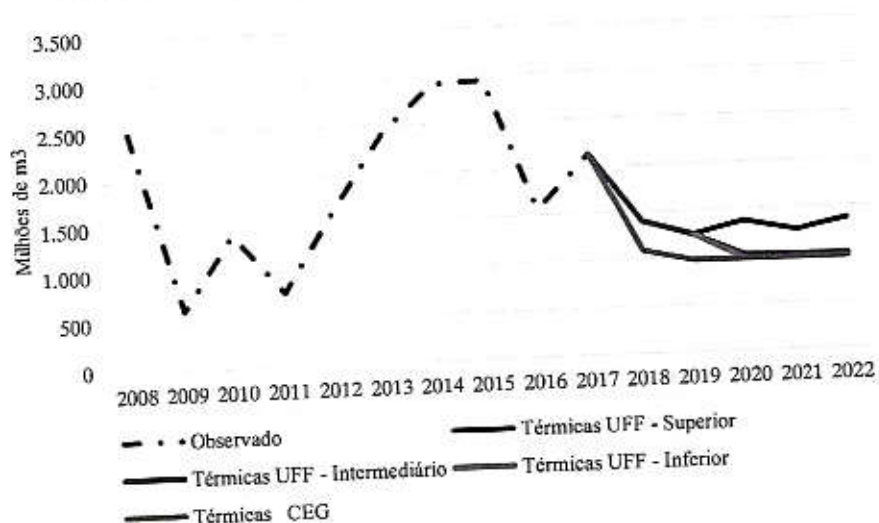
Tabela 18. Projeção Demanda Termelétrica de Gás Natural – Cenário Inferior (2018 – 2022) em Mil m<sup>3</sup>/dia

|                      | 2018         | 2019         | 2020         | 2021         | 2022         |
|----------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Mario Lago           | 722          | 520          | 0            | 0            | 0            |
| Norte Fluminense     | 3.093        | 2.868        | 2.647        | 2.647        | 2.647        |
| <b>Total CEG Rio</b> | <b>3.815</b> | <b>3.388</b> | <b>2.647</b> | <b>2.647</b> | <b>2.647</b> |

Fonte: Elaboração Própria

O Gráfico 9 compara as projeções de consumo anual (milhões m<sup>3</sup>) nos três cenários elaborados pela equipe da UFF e a projeção da CEG Rio. Entre os cenários apontados, o cenário intermediário é o que a consultoria defende como o mais provável.

Gráfico 9. Comparação das Projeções de demanda Termelétricas



Fonte: elaboração própria

#### 4.2. Segmentos Não Térmicos

Sob a abordagem estatística clássica, cada observação de uma série temporal é composta pela combinação de suas componentes não observáveis, denominadas como Tendência, Sazonalidade, Ciclos e Variações Aleatórias. Uma série temporal pode apresentar diferentes formas de dependência entre as observações atuais e passadas, sendo de grande importância a modelagem dessas relações, principalmente, para o desenvolvimento de previsões futuras. É neste contexto que a análise de séries temporais é empregada. Nessa metodologia, modelos estatísticos são ajustados a dados históricos, fazendo uso da ampla classe de modelos propostos por Box e Jenkins (1976), dentre estes SARIMA e ARIMA sazonal.

O procedimento inicial consistiu em análise gráfica e descritiva da série, apresentando o boxplot mensal e algumas estatísticas básicas, como os valores mínimos e máximos, a média, o desvio-padrão e o coeficiente de variação dos dados.

Posteriormente, para a análise de tendência determinística e, ou estocástica na série e, conseqüentemente, verificação de sua estacionariedade, procedeu-se o teste de raiz unitária de Dickey-Fuller aumentado ou ADF (DICKEY e FULLER, 1979) com um



intercepto e um termo de tendência determinística linear, conforme o modelo de regressão em (7).

$$\Delta Y_t = \alpha + \beta t + \delta Y_{t-1} + \sum_{i=1}^p \gamma_i \Delta Y_{t-i} + \varepsilon_t \quad (7)$$

em  $\Delta Y_t$  que são os valores da série em primeira diferença,  $Y_{t-1}$  são os valores da série original defasados um período de tempo,  $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\delta$  são parâmetros a serem estimados por Mínimos Quadrados Ordinários (MQO) e que representam, respectivamente, os efeitos do intercepto, da tendência determinística linear e da raiz unitária na série e são erros ruído branco, isto é,  $\varepsilon_t \sim RB(0, \sigma^2)$ , não autocorrelacionados, com média zero e variância constante. Os termos dentro do operador somatório são defasagens da variável resposta em primeira diferença, incluídas no modelo para remover a autocorrelação residual.

O modelo SARIMA é utilizado para dados com tendência e sazonalidade, sejam essas componentes determinísticas e/ou estocásticas. Além dos operadores autoregressivos e de médias móveis de ordem “ $p$ ” e “ $q$ ” do modelo ARIMA [BOX e JENKINS (1976), BOX, JENKINS e REINSEL (2008) e MONTGOMERY, JENNINGS e KULAHCI (2008)], este modelo consta com operadores autoregressivos e de médias móveis sazonais de ordem “ $P$ ” e “ $Q$ ”, conforme a equações de (2) a (6).

$$\phi_p(B)\Phi_P(B^S)(1-B)^d(1-B^S)^D Y_t = \theta_q(B)\Theta_Q(B^S)\varepsilon_t \quad (8)$$

$$\phi_p(B) = 1 - \phi_1 B - \phi_2 B^2 - \dots - \phi_p B^p \quad (9)$$

$$\theta_q(B) = 1 - \theta_1 B - \theta_2 B^2 - \dots - \theta_q B^q \quad (10)$$

$$\Phi_P(B^S) = 1 - \Phi_S(B^S) - \Phi_{2S}(B^{2S}) - \dots - \Phi_{PS}(B^{PS}) \quad (11)$$

$$\Theta_Q(B^S) = 1 - \Theta_S(B^S) - \Theta_{2S}(B^{2S}) - \dots - \Theta_{QS}(B^{QS}) \quad (12)$$

em que  $\varepsilon_t$  são erros ruído branco,  $\phi_p(B)$  e  $\theta_q(B)$  são, respectivamente, os operadores auto-regressivos e de médias móveis definidos em (3) e (4) e  $\Phi_P(B^S)$  e  $\Theta_Q(B^S)$  são os operadores auto-regressivos e de médias móveis sazonais, conforme em (5) e (6). Os

termos  $(1 - B)^d$  e  $(1 - B^S)^D$  representam diferenças de primeira ordem e de ordem “S” aplicadas sob a série original  $Y_t$ , isto é,  $\Delta^d$  e  $\Delta_S^D$ , para torná-la estacionária, dado a presença de tendências determinísticas ou estocásticas, e para remover o efeito sazonal.

A aplicação do modelo SARIMA consiste em três etapas usuais: identificação dos parâmetros do modelo, estimação e diagnóstico. Com a série estacionária, a identificação dos parâmetros ocorre via funções de Autocorrelação (FAC) e Autocorrelação Parcial (FACP). Essa etapa foi conduzida simulando diversos modelos SARIMA e selecionando o modelo mais parcimonioso via Critérios de Informação Akaike (1974) e de Schwarz (1978), descritos, respectivamente, em (7) e (8).

$$AIC = -2 \log(L) + 2v \quad (13)$$

$$BIC = -2 \log(L) + v \ln(n) \quad (14)$$

em que  $L$  é o máximo da função de verossimilhança,  $v$  é o número de parâmetros do modelo e  $n$  o número de observações da série. A estimação dos parâmetros ocorreu por máxima verossimilhança exata, através do algoritmo proposto por Gardner e Phillips (1980), que utiliza o filtro de Kalman (HARVEY e PHILLIPS, 1976) para obter os coeficientes e suas respectivas variâncias assintóticas.

O diagnóstico consistiu em verificar se os resíduos do modelo são um ruído branco. Para avaliar a presença de autocorrelação utilizou-se o teste proposto por Ljung e Box (1978), cuja hipótese nula é de que os resíduos não são autocorrelacionados.

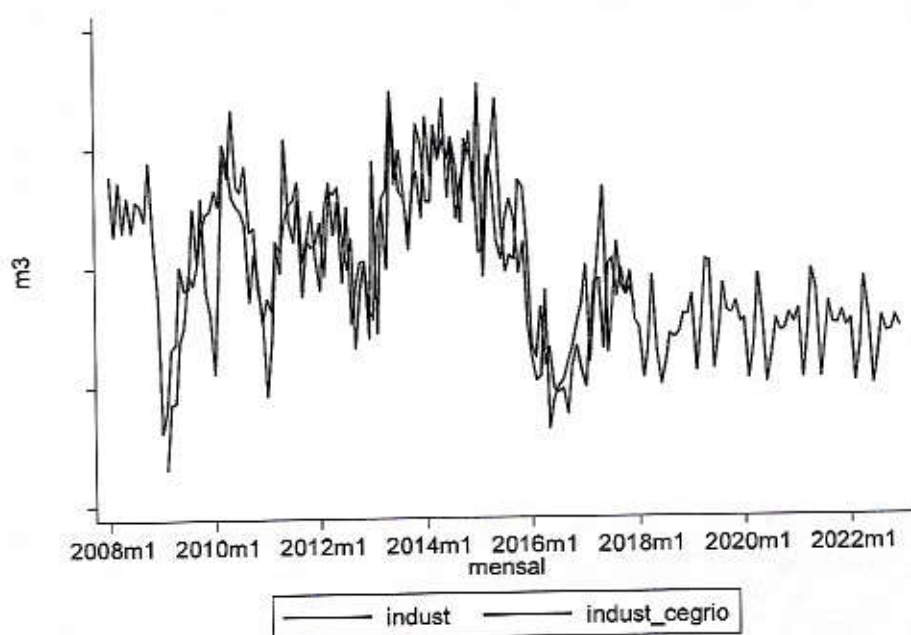
As estimativas foram feitas com as variáveis previamente definidas logaritmizadas, em períodos mensais, e as informações disponíveis para cada caso particular foram levadas em consideração. A partir de um banco de dados por segmento de consumo com um detalhe histórico de pelo menos dez anos (ou seja, 120 observações).

#### **4.2.1. Industrial**

O consumo industrial na área da CEG Rio é concentrado em poucos clientes, implicando em instabilidade dos dados. Ainda assim, é possível identificar tendência de

queda. Em nossas projeções, não visualizamos reversão significativa desse quadro. A projeção econométrica do consumo unitário do mercado industrial de gás natural está apresentada no Gráfico 10. A evolução das curvas observada (preto) e estimada (vermelho), que são bem próximas, indica que o modelo de previsão está ajustado.

Gráfico 10. Evolução do Consumo Industrial Mensal Observado e Estimado em m<sup>3</sup>

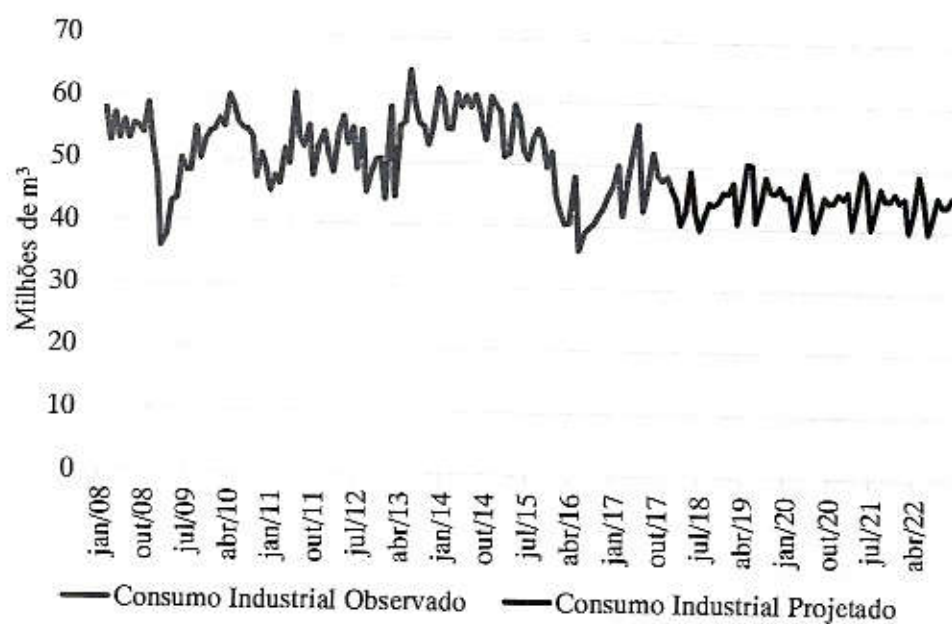


Fonte: Elaboração própria

O Gráfico 11 apresenta a projeção do consumo industrial de gás natural da CEG Rio. Percebe-se que a previsão é de estagnação em nível inferior ao histórico desse mercado.



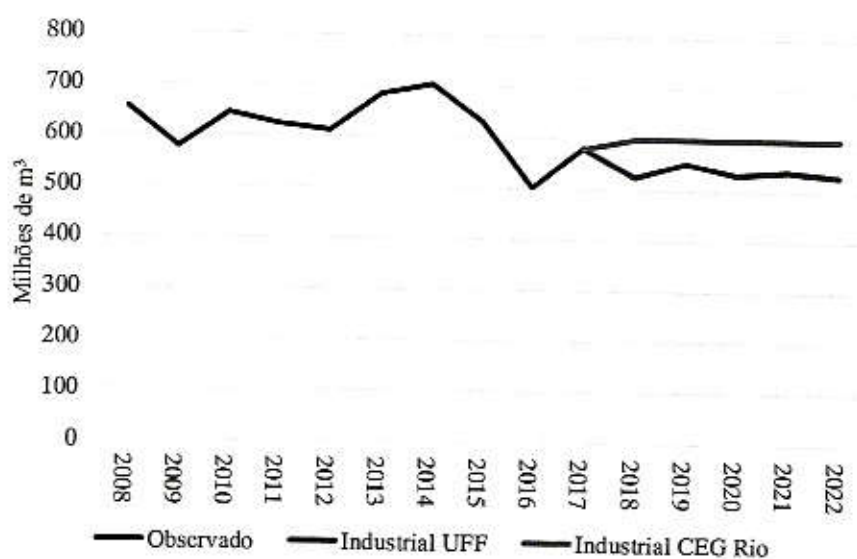
Gráfico 11 – Projeção de Demanda do Mercado Industrial



Fonte: Elaboração própria

O Gráfico 12 apresenta a comparação da projeção anual da demanda industrial proposta pela concessionária (em verde) e a projeção estimada (em azul).

Gráfico 12 – Comparação Projeção de Demanda Proposta pela Concessionária e Estimada



Fonte: Elaboração Própria

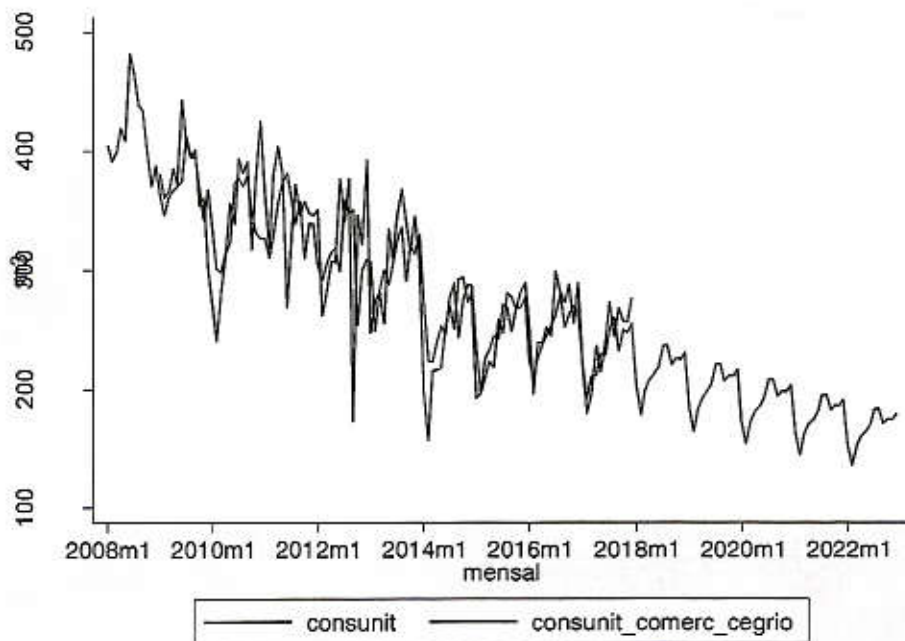
Como pode ser observado no Gráfico 12, o modelo predito indica oscilação do consumo industrial que acarreta em queda do consumo de 2% a.a. a partir do valor observado em 2017. A projeção da CEG Rio é de estagnação após uma recuperação em 2018, resultando em taxa de crescimento de 1% a.a.

Vale destacar que a projeção da concessionária não é resultado de um modelo econométrico, mas de uma análise cliente a cliente, que leva em consideração a previsão de encerramento de unidades fabris e a captação de novos clientes.

#### 4.2.2. Comercial

A dinâmica recente do segmento comercial é caracterizada pela tendência de redução do consumo. A projeção econométrica do consumo unitário do mercado industrial de gás natural está apresentada no Gráfico 13.

Gráfico 13 – Evolução do Consumo Unitário Comercial Mensal Observado e Estimado em m<sup>3</sup>

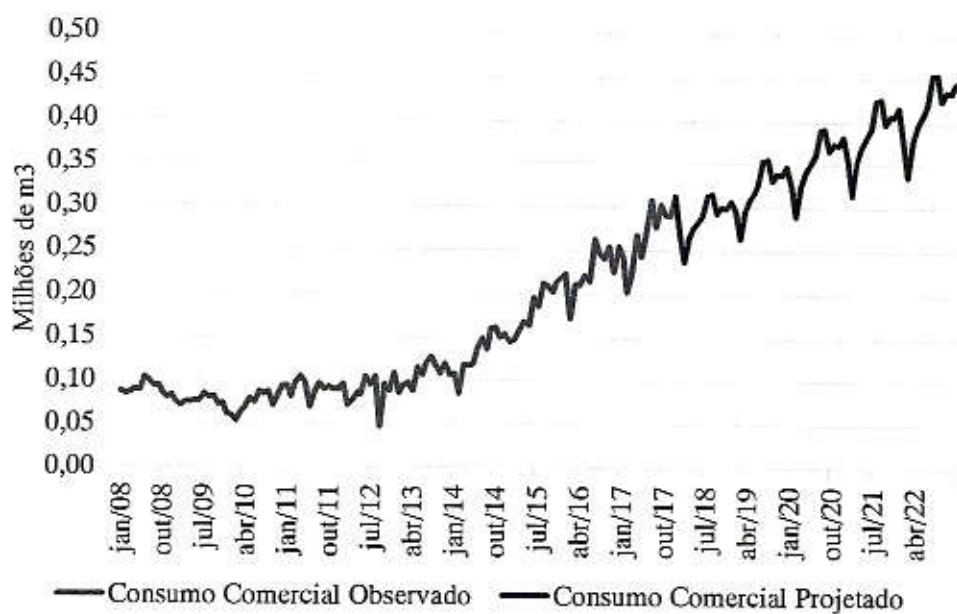


Fonte: Elaboração própria.

A demanda do mercado comercial foi projetada multiplicando a quantidade de clientes apresentada na proposta da concessionária para a CEG Rio pelo consumo unitário do segmento comercial projetado no modelo econométrico empregado. O resultado da projeção está apresentado no Gráfico 14 a seguir.

Gráfico 14 – Projeção de Demanda Mensal do Mercado Comercial – CEG Rio

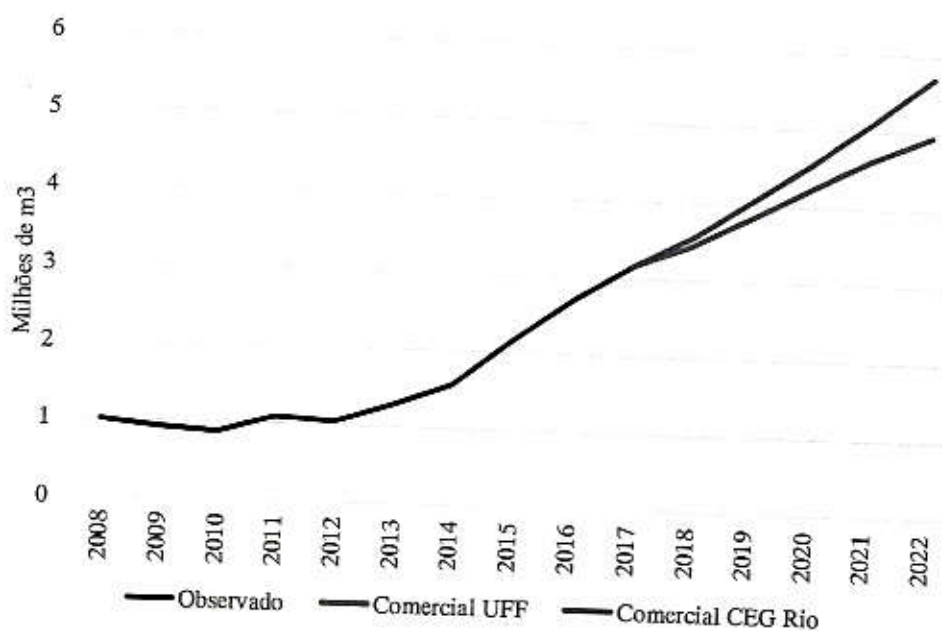




Fonte: Elaboração própria.

O Gráfico 15 apresenta a comparação da projeção anual da demanda comercial proposta pela concessionária (em verde) e a projeção estimada (em azul).

Gráfico 15 – Comparação Projeção de Demanda Proposta pela Concessionária e Estimada



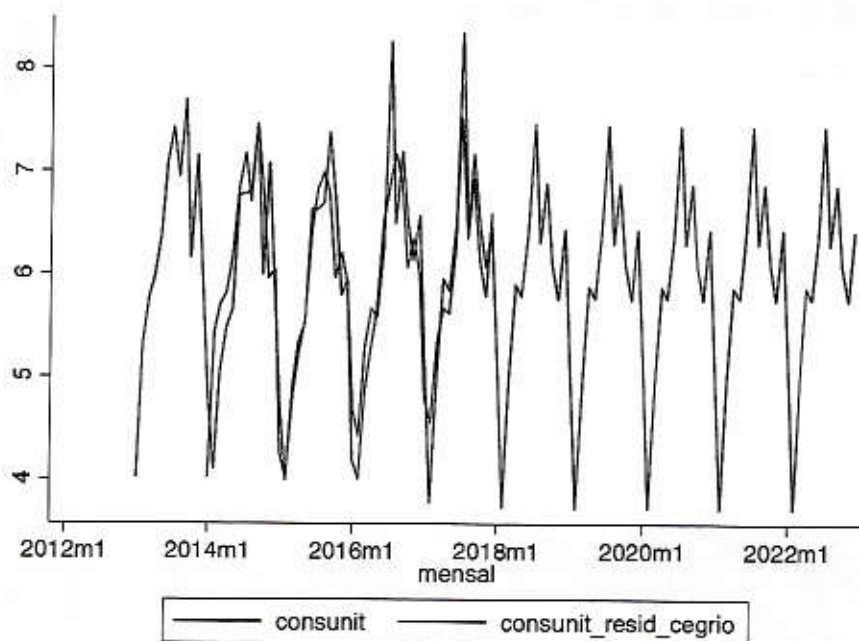
Fonte: Elaboração própria.

Conforme exposto no Gráfico 15, o modelo prevê um crescimento na demanda comercial para o próximo quinquênio, com taxa de crescimento de 7% ao ano. Apesar da trajetória predita ser relativamente otimista, o volume demandado projetado ficou em patamar inferior à projeção apresentada pela concessionária, que cresce a 10% ao ano entre 2018 e 2022.

#### 4.2.3. Residencial

O consumo unitário de clientes residenciais na área da CEG Rio apresenta estabilidade ao longo do período considerado. Por conta do ajuste do modelo, consideramos um período mais curto de análise, no qual não tendência perceptível de queda do consumo unitário. A projeção econométrica do consumo unitário do mercado residencial de gás natural encontra-se no Gráfico 16.

Gráfico 16 – Evolução do Consumo Unitário Residencial Mensal Observado e Estimado em m<sup>3</sup>



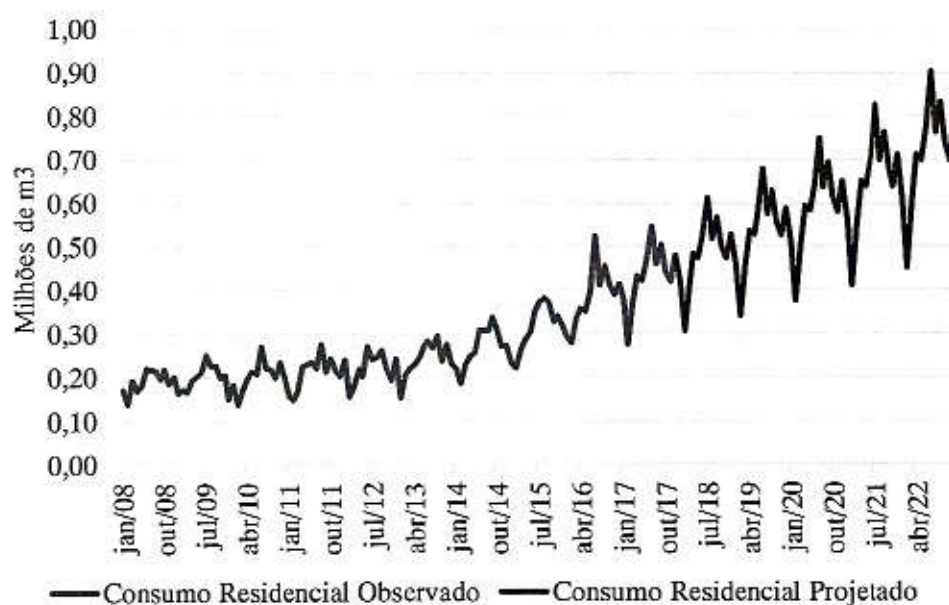
Nota: Residencial Social MCMV  
Fonte: Elaboração própria.

A demanda do mercado residencial foi projetada multiplicando a quantidade de clientes, que inclui Residencial Social MCMV, apresentada na proposta da concessionária para a CEG Rio pelo consumo unitário residencial (que inclui Residencial Social MCM) projetado pelo modelo econométrico empregado.

O resultado da projeção de demanda do mercado residencial está apresentado no Gráfico 17.



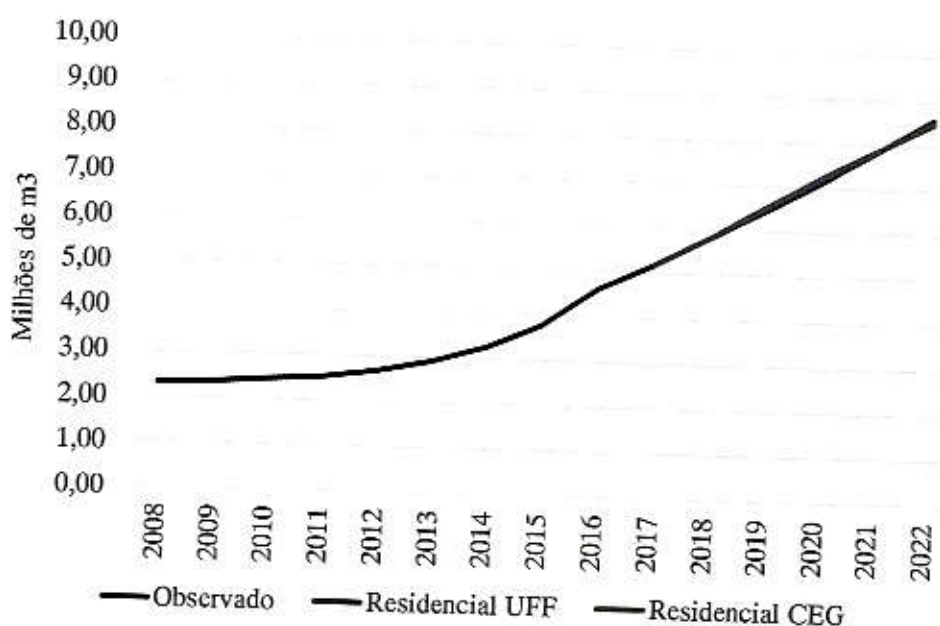
Gráfico 17– Projeção de Demanda Residencial



Nota: Inclui Residencial Social MCMV  
Fonte: Elaboração própria.

O Gráfico 18 apresenta a comparação da projeção anual da demanda residencial proposta pela concessionária (em verde) e a projeção estimada (em azul). Mesmo com metodologias bastante distintas os valores projetados são muito próximos, as taxas de crescimento são de 11% a.a. (UFF) e 10% a.a. (CEG Rio).

Gráfico 18 – Comparação Projeção de Demanda Proposta pela Concessionária e Estimada



Nota: Inclui Residencial Social MCMV

#### 4.2.4. Transporte

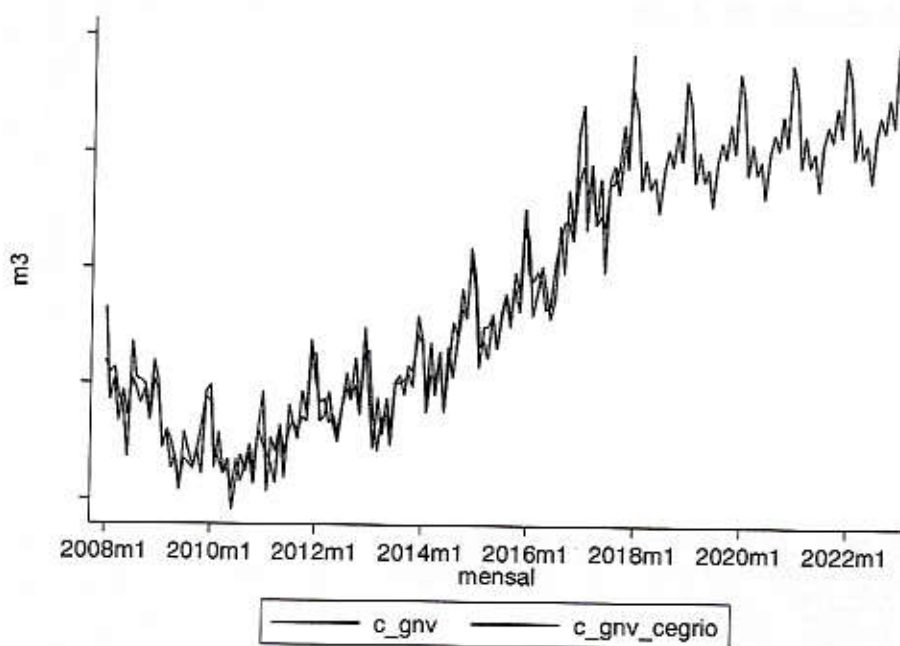
O consumo de gás no segmento de GNV apresenta recuperação recente. Após um longo período de estagnação, a demanda por GNV voltou a crescer. No caso da CEG Rio, a dinâmica de crescimento pode ser observada desde 2011. Com o fim da política de preços administrados em 2015, e com o início da nova política de ajuste de preços dos derivados nas refinarias da Petrobrás em 2016, visando o alinhamento de curto prazo aos preços internacionais, o preço da gasolina perde competitividade, e o consumo de GNV cresceu nos postos de abastecimento. Com a manutenção da política de precificação da Petrobras em vista da tendência de alta do preço do petróleo, conjectura-se para o próximo quinquênio um cenário de elevado preço da gasolina e um aumento da procura por GNV.

Outro sinal de crescimento da demanda por GNV decorre da recente crise do óleo diesel, provocada pela greve dos caminhoneiros. Com a crise de abastecimento nos

postos devido a paralização nacional dos caminhoneiros, aumentou a procura por instalação do kit de GNV, principalmente, por taxistas, motoristas de aplicativos (Uber, 99 e outros), motoristas de frotas e vendedores.

A projeção econométrica do consumo unitário do segmento de transporte (GNV) encontra -se no Gráfico 19.

Gráfico 19 – Evolução do Consumo GNV Mensal Observado e Estimado em m<sup>3</sup>

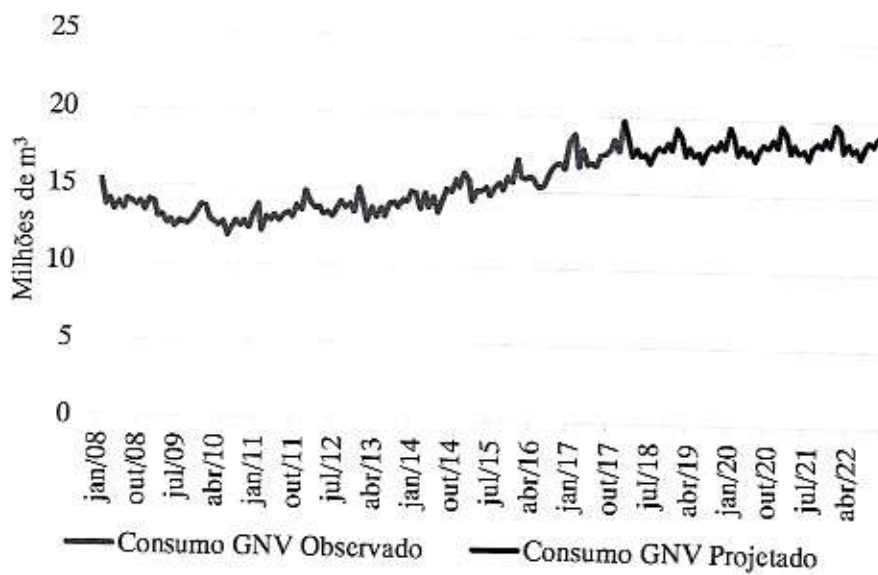


Fonte: Elaboração própria.

A demanda do segmento de transporte foi projetada multiplicando a quantidade de clientes apresentada na proposta da concessionária para a CEG pelo consumo unitário de GNV projetado no modelo econométrico empregado. O resultado da projeção está apresentado no Gráfico 20.



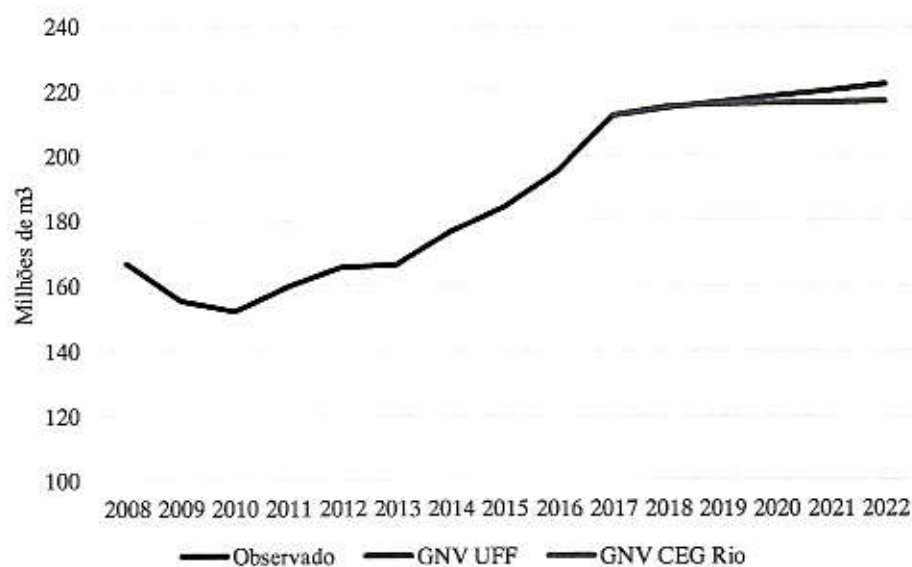
Gráfico 20– Projeção de Demanda de GNV



Fonte: Elaboração própria

O Gráfico 21 apresenta a comparação da projeção anual da demanda do segmento de transporte proposta pela concessionária (em verde) e a projeção estimada (em azul).

Gráfico 21 – Comparação Projeção de Demanda Proposta pela Concessionária e Estimada



Fonte: Elaboração própria

Mediante este cenário, a taxa de crescimento predita pelo modelo (0,9% a.a.) para a demanda por GNV é superior à projetada pela CEG Rio (0,4% a.a.).

### 4.3. Consolidação

A Tabela 19 apresenta as comparações das projeções de demanda estimada por mercado.

Tabela 19. Comparação Projeção de Demanda CEG e UFF

| Milhões de m³          | Cenários | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | TOTAL | Δ Cenário CEG |
|------------------------|----------|------|------|------|------|------|-------|---------------|
| <b>Residencial (*)</b> | CEG RIO  | 5,8  | 6,5  | 7,2  | 7,9  | 8,5  | 36,0  | -0.4%         |
|                        | UFF      | 5,8  | 6,5  | 7,1  | 7,8  | 8,6  | 35,8  |               |
| <b>Comercial</b>       | CEG RIO  | 3,6  | 4,1  | 4,6  | 5,1  | 5,7  | 23,0  | -8%           |
|                        | UFF      | 3,5  | 3,8  | 4,2  | 4,6  | 4,9  | 21,1  |               |
| <b>GNV</b>             | CEG RIO  | 216  | 216  | 216  | 217  | 217  | 1.082 | 1%            |
|                        | UFF      | 215  | 217  | 219  | 220  | 222  | 1.094 |               |

|                   |               |       |       |       |       |       |       |      |
|-------------------|---------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|
| <b>Industrial</b> | CEG RIO       | 599   | 599   | 600   | 600   | 600   | 2.999 | -11% |
|                   | UFF           | 526   | 552   | 531   | 539   | 529   | 2.678 |      |
| <b>Térmicas</b>   | CEG RIO       | 1.085 | 966   | 966   | 966   | 966   | 4.949 | -    |
|                   | Superior      | 1.392 | 1.237 | 1.367 | 1.262 | 1.369 | 6.628 | 34%  |
|                   | Intermediário | 1.392 | 1.237 | 1.011 | 999   | 999   | 5.638 | 14%  |
|                   | Inferior      | 1.392 | 1.237 | 969   | 966   | 966   | 5.530 | 12%  |

Nota: (\*) Inclui Residencial Social MCMV

Fonte: Elaboração própria

O modelo estimado projeta um cenário de demanda residencial 0,4% inferior a projeção proposta pela concessionária para todo o quinquênio. A projeção para o mercado comercial também é inferior ao cenário proposto pela concessionária, totalizando uma redução de 8%. Enquanto que para o segmento de transporte o modelo projetou um aumento total de demanda por GNV 24%, e de 3% para o segmento industrial.

Dado que a projeção da demanda industrial proposto pela concessionária não é resultado de um modelo econométrico, mas de uma análise cliente a cliente, propõe-se que seja adotado o cenário sugerido pela concessionária para esse segmento. Assim, as próximas Tabelas (21 – 23) apresentam os diferentes cenários propostos de projeção de demanda de gás natural para o quinquênio 2018 – 2022.



Tabela 20. – Demanda Projetada UFF – Cenário Superior

| CEG RIO                               | Demanda Projetada (Mm <sup>3</sup> /ano) - Cenário Superior |                |                |                |                |
|---------------------------------------|---|----------------|----------------|----------------|----------------|
|                                       | 2018  | 2019           | 2020           | 2021           | 2022           |
| <b>Mercado</b>                        |   |                |                |                |                |
| Residencial (*)                       | 5,8   | 6,5            | 7,1            | 7,8            | 8,6            |
| Comercial                             | 3,5   | 3,8            | 4,2            | 4,6            | 4,9            |
| Climatização                          | 0,1   | 0,1            | 0,1            | 0,1            | 0,1            |
| Geração Distribuída                   | 0,1   | 0,5            | 1,0            | 1,4            | 1,9            |
| Cogeração                             | 0,3   | 0,5            | 0,8            | 1,5            | 1,5            |
| GNV                                   | 215,2   | 216,9          | 218,6          | 220,5          | 222,4          |
| Industrial                            | 598,8   | 599,4          | 600,0          | 600,1          | 600,4          |
| Salinarias                            | 10,4  | 10,3           | 10,3           | 10,3           | 10,2           |
| Barrilista                            | 0,0   | 0,0            | 0,0            | 0,0            | 0,0            |
| Cerâmicas                             | 0,1   | 0,1            | 0,1            | 0,1            | 0,1            |
| Vidreiras                             | 40,7  | 40,7           | 40,5           | 40,4           | 40,2           |
| Petroquímico                          | 0,0   | 0,0            | 0,0            | 0,0            | 0,0            |
| Térmicas                              | 1.392,5   | 1.236,6        | 1.367,3        | 1.262,2        | 1.369,5        |
| Térmicas CL, AP e AI (**)             | 0,0   | 0,0            | 0,0            | 0,0            | 0,0            |
| <b>Total Vendas Projetada UFF</b>     | <b>2.267,4</b>  | <b>2.115,4</b> | <b>2.250,2</b> | <b>2.148,9</b> | <b>2.259,9</b> |
| <b>Total Vendas Projetada CEG RIO</b> | <b>1.960,6</b>  | <b>1.844,3</b> | <b>1.847,1</b> | <b>1.849,7</b> | <b>1.852,0</b> |
| <b>Variação CEG RIO</b>               | <b>16%</b>  | <b>15%</b>     | <b>22%</b>     | <b>16%</b>     | <b>22%</b>     |

Nota: (\*) Inclui Residencial Social MCMV

(\*\*) CL: Consumidor Livre; AP: Auto produtor; e AI: Auto importador

Tabela 21. – Demanda Projetada UFF – Cenário Intermediário

| CEG RIO<br>Mercado                    | Demanda Projetada (Mm³/ano) - Cenário Intermediário |                |                |                |                |
|---------------------------------------|---|----------------|----------------|----------------|----------------|
|                                       | 2018  | 2019           | 2020           | 2021           | 2022           |
| Residencial (*)                       | 5,8   | 6,5            | 7,1            | 7,8            | 8,6            |
| Comercial                             | 3,5   | 3,8            | 4,2            | 4,6            | 4,9            |
| Climatização                          | 0,1   | 0,1            | 0,1            | 0,1            | 0,1            |
| Geração Distribuída                   | 0,1   | 0,5            | 1,0            | 1,4            | 1,9            |
| Cogeração                             | 0,3   | 0,5            | 0,8            | 1,5            | 1,5            |
| GNV                                   | 215,2   | 216,9          | 218,6          | 220,5          | 222,4          |
| Industrial                            | 598,8   | 599,4          | 600,0          | 600,1          | 600,4          |
| Salinarias                            | 10,4  | 10,3           | 10,3           | 10,3           | 10,2           |
| Barrilista                            | 0,0   | 0,0            | 0,0            | 0,0            | 0,0            |
| Cerâmicas                             | 0,1   | 0,1            | 0,1            | 0,1            | 0,1            |
| Vidreiras                             | 40,7  | 40,7           | 40,5           | 40,4           | 40,2           |
| Petroquímico                          | 0,0   | 0,0            | 0,0            | 0,0            | 0,0            |
| Térmicas                              | 1.392,5   | 1.236,6        | 1.011,3        | 999,4          | 998,6          |
| Térmicas CL, AP e AI (**)             | 0,0   | 0,0            | 0,0            | 0,0            | 0,0            |
| <b>Total Vendas Projetada UFF</b>     | <b>2.267,4</b>                                      | <b>2.115,4</b> | <b>1.894,2</b> | <b>1.886,1</b> | <b>1.889,1</b> |
| <b>Total Vendas Projetada CEG RIO</b> | <b>1.960,6</b>                                      | <b>1.844,3</b> | <b>1.847,1</b> | <b>1.849,7</b> | <b>1.852,0</b> |
| <b>Variação CEG RIO</b>               | <b>16%</b>  | <b>15%</b>     | <b>3%</b>      | <b>2%</b>      | <b>2%</b>      |

Nota: (\*) Inclui Residencial Social MCMV

(\*\*) CL: Consumidor Livre; AP: Auto produtor; e AI: Auto importador

Tabela 22. – Demanda Projetada UFF – Cenário Inferior

| CEG RIO<br>Mercado                    | Demanda Projetada (Mm³/ano) - Cenário Inferior |                 |                 |                 |                 |
|---------------------------------------|--|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
|                                       | 2018   | 2019            | 2020            | 2021            | 2022            |
| Residencial (*)                       | 5,82   | 6,46            | 7,13            | 7,84            | 8,58            |
| Comercial                             | 3,46   | 3,84            | 4,25            | 4,62            | 4,94            |
| Climatização                          | 0,15   | 0,15            | 0,15            | 0,15            | 0,15            |
| Geração Distribuída                   | 0,14   | 0,52            | 1,04            | 1,42            | 1,90            |
| Cogeração                             | 0,25   | 0,48            | 0,79            | 1,47            | 1,50            |
| GNV                                   | 215,24   | 216,87          | 218,61          | 220,46          | 222,43          |
| Industrial                            | 598,78   | 599,42          | 600,00          | 600,07          | 600,39          |
| Salinarias                            | 10,36  | 10,34           | 10,31           | 10,27           | 10,24           |
| Barrilhista                           | 0,00   | 0,00            | 0,00            | 0,00            | 0,00            |
| Ceramicas                             | 0,05   | 0,05            | 0,05            | 0,05            | 0,05            |
| Vidreiras                             | 40,69  | 40,65           | 40,50           | 40,37           | 40,24           |
| Petroquímico                          | 0,00   | 0,00            | 0,00            | 0,00            | 0,00            |
| Térmicas                              | 1.392,48                                       | 1.236,62        | 968,80          | 966,16          | 966,16          |
| Térmicas CL, AP e AI (**)             | 0,00   | 0,00            | 0,00            | 0,00            | 0,00            |
| <b>Total Vendas Projetada UFF</b>     | <b>2.267,41</b>                                | <b>2.115,40</b> | <b>1.851,63</b> | <b>1.852,88</b> | <b>1.856,58</b> |
| <b>Total Vendas Projetada CEG RIO</b> | <b>1.960,60</b>                                | <b>1.844,29</b> | <b>1.847,14</b> | <b>1.849,73</b> | <b>1.852,05</b> |
| <b>Variação CEG RIO</b>               | <b>16%</b>                                     | <b>15%</b>      | <b>0%</b>       | <b>0%</b>       | <b>0%</b>       |

Nota: (\*) Inclui Residencial Social MCMV  
 (\*\*) CL: Consumidor Livre; AP: Auto produtor; e AI: Auto importador

## 5. Projeção da Oferta

Atualmente, a oferta de gás natural para as distribuidoras no Brasil é realizada na forma de um monopólio de fato da Petrobras. Existem fortes barreiras para a entrada para novos fornecedores no mercado atacadista.

A Figura 1 apresenta a estrutura atual da comercialização de gás natural no Brasil.



Figura 1. Estrutura atual da comercialização de gás natural no Brasil



Fonte: Fonte: CNI (2018)

Esta realidade de mercado tende a mudar rapidamente com a evolução das condições de oferta de gás e a esperada aprovação de uma nova lei do gás em discussão no Congresso Nacional, que visa criar um mercado competitivo de gás no país (Projeto de Lei do programa Gás para Crescer).

Apesar das atuais barreiras à competição, um cenário mais favorável à competição começa a se descortinar no horizonte da indústria do gás. A tendência de desconcentração da estrutura da indústria de E&P no país, juntamente com o surgimento de oportunidades de negócios para novos fornecedores de gás importado e o plano de desinvestimento da Petrobras representam uma janela de oportunidade importante para reformar a estrutura de comercialização de gás no Brasil (ver CNI, 2018).

Este potencial competitivo no mercado de gás vem atraindo muitas empresas para o mercado da comercialização. Existem hoje 63 empresas de comercialização de gás natural autorizadas pela ANP<sup>2</sup>. Entretanto, nenhuma delas está operando atualmente e aguardam oportunidades de negócios com a evolução do contexto regulatório e econômico.

<sup>2</sup> <http://www.anp.gov.br/?id=2666>.

## 5.1. Evolução Recente da Oferta de Gás

A oferta de gás natural brasileira é composta por três fontes distintas: i) produção doméstica; ii) importações da Bolívia; iii) e importações do mercado internacional via GNL.

Entre 2000 e 2017, a produção doméstica de gás natural triplicou, passando de 36 MMm<sup>3</sup>/d para de 109 MMm<sup>3</sup>/d (ANP, 2018). A produção offshore vem crescendo rapidamente com a produção do Pré-Sal, que iniciou em 2008 e já representa 46% (51 MMm<sup>3</sup>/d) da produção total de gás natural. Como demonstra a Tabela 1, a produção brasileira de gás natural tem perfil predominantemente *offshore* e associado ao petróleo.

Os campos offshore, especialmente do Pré-Sal, apresentam altos níveis de reinjeção de gás natural<sup>3</sup>. Em função do aumento da taxa de reinjeção nos últimos anos, a oferta nacional de gás ao mercado vem crescendo a um ritmo menor que a produção.

A produção em terra ainda representa uma pequena parte da produção total de gás no país. Em 2017, a produção *onshore* respondeu por menos de 20% da produção, entre 2011 e 2017, a produção de gás natural em terra cresceu 21%. A partir de 2013, esta produção aumentou significativamente com a entrada em produção dos campos Gavião Real e Gavião Azul, na bacia do Parnaíba, e com o crescimento da produção de gás da bacia do Solimões, no Amazonas, após a conclusão do gasoduto Coari-Manaus (ver Tabela 23).

Apesar da maior oferta doméstica, as importações de gás natural provenientes da Bolívia e do mercado internacional via GNL representam uma parcela importante da oferta nacional de gás (alcançando 55,9 MMm<sup>3</sup>/d, ou 53% da oferta total de gás em 2017).

---

<sup>3</sup> Os elevados níveis de reinjeção estão associados às seguintes razões: i) elevados índices de contaminação do gás natural por CO<sub>2</sub>, que requer separação antes do escoamento; e ii) grandes distância e profundidade dos campos até a costa, implicando em custos elevados de escoamento

Tabela 23. Balanço de Gás Natural no Brasil

| valores em milhões m <sup>3</sup> /d | 2011        | 2012        | 2013        | 2014        | 2015        | 2016         | 2017*        | % 2017      | EVOLUÇÃO |
|--------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|--------------|-------------|----------|
| <b>+ Produção Nacional</b>           | <b>66.0</b> | <b>70.6</b> | <b>77.2</b> | <b>87.4</b> | <b>96.2</b> | <b>103.8</b> | <b>107.9</b> | <b>100%</b> |          |
| Em terra                             | 16.8        | 16.7        | 20.6        | 23.3        | 23.0        | 23.8         | 20.4         | 19%         |          |
| Em mar                               | 49.1        | 53.9        | 56.6        | 64.1        | 73.3        | 80.0         | 87.4         | 81%         |          |
| Associado                            | 48.6        | 49.0        | 51.4        | 58.6        | 70.2        | 78.2         | 84.6         | 78%         |          |
| Não-Associado                        | 17.3        | 21.6        | 25.8        | 28.8        | 26.1        | 25.6         | 23.4         | 22%         |          |
| <b>- Reinjeção</b>                   | <b>11.1</b> | <b>9.7</b>  | <b>10.6</b> | <b>15.7</b> | <b>24.3</b> | <b>30.3</b>  | <b>27.5</b>  | <b>25%</b>  |          |
| Em terra                             | 7.8         | 6.8         | 6.1         | 7.3         | 8.4         | 9.1          | 8.8          | 32%         |          |
| Em mar                               | 3.3         | 2.9         | 4.6         | 8.4         | 15.9        | 21.2         | 18.7         | 68%         |          |
| - Queima e perdas                    | 4.8         | 4.0         | 3.6         | 4.4         | 3.8         | 4.1          | 3.9          | 4%          |          |
| - Consumo em E&P                     | 10.2        | 10.6        | 10.9        | 11.5        | 12.2        | 12.9         | 13.4         | 12%         |          |
| - Absorção em UPGNs                  | 3.4         | 3.5         | 3.6         | 3.6         | 3.8         | 4.2          | 4.6          | 4%          |          |
| <b>= Oferta Doméstica</b>            | <b>36.5</b> | <b>42.9</b> | <b>48.6</b> | <b>52.2</b> | <b>52.2</b> | <b>52.4</b>  | <b>58.5</b>  | <b>54%</b>  |          |
| <b>+ Importação - Bolívia</b>        | <b>26.8</b> | <b>27.5</b> | <b>31.8</b> | <b>32.8</b> | <b>32.0</b> | <b>28.3</b>  | <b>23.2</b>  | <b>86%</b>  |          |
| + Importação - Argentina             | 0.0         | 0.0         | 0.2         | 0.2         | 0.5         | 0.0          | 0.0          | 0%          |          |
| + Importação - GNL                   | 1.7         | 8.5         | 14.6        | 19.9        | 17.9        | 3.8          | 3.8          | 14%         |          |
| <b>- Oferta Importada</b>            | <b>28.5</b> | <b>36.0</b> | <b>46.5</b> | <b>52.9</b> | <b>50.4</b> | <b>32.1</b>  | <b>27.0</b>  | <b>100%</b> |          |
| - Perdas em Gasodutos                | 3.4         | 3.9         | 3.7         | 5.8         | 3.9         | 4.3          | 3.9          | 5%          |          |
| <b>= OFERTA TOTAL</b>                | <b>61.6</b> | <b>75.0</b> | <b>91.3</b> | <b>99.3</b> | <b>98.6</b> | <b>80.3</b>  | <b>81.6</b>  |             |          |
| - DD Não-Térmelétrica                | 51.2        | 52.0        | 51.3        | 52.4        | 52.7        | 50.7         | 51.3         | 63%         |          |
| - DD Térmelétrica                    | 10.4        | 23.0        | 40.1        | 46.8        | 45.9        | 29.6         | 30.3         | 37%         |          |

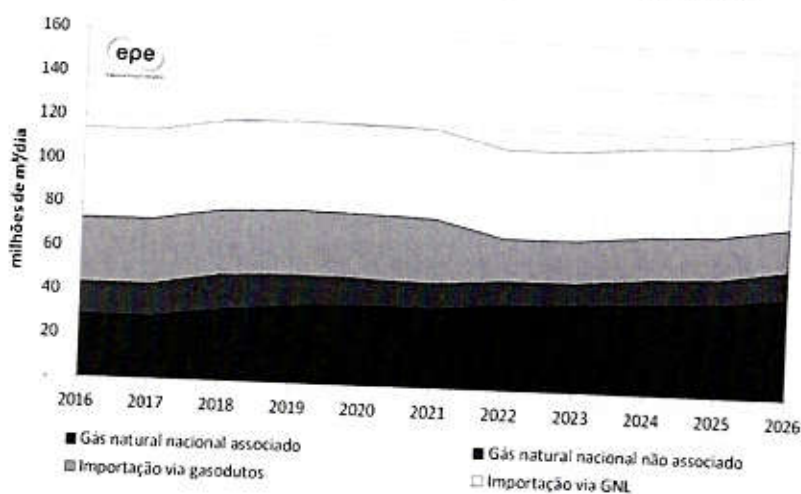
Fonte: CNI (2018)

É incerto o papel das importações na oferta de gás natural no futuro. Por um lado, ainda existem incertezas técnicas e econômicas que dificultam a elaboração de cenários robustos da oferta de gás do Pré-sal. Por outro lado, não está clara qual será a principal fonte de gás importado. As negociações para renovar o contrato de suprimento de gás Boliviano não foram concluídas e existe, no momento, uma sobreoferta de GNL no mercado internacional que favorece a estratégia de sua importação.

A EPE elaborou um cenário de evolução de oferta de gás para a malha integrada de gás para os próximos anos no Plano Decenal 2026. Este cenário aponta para a continuidade da dependência nacional da oferta de gás importada.



Gráfico 22 – Oferta Potencial de Gás para Malha Integrada

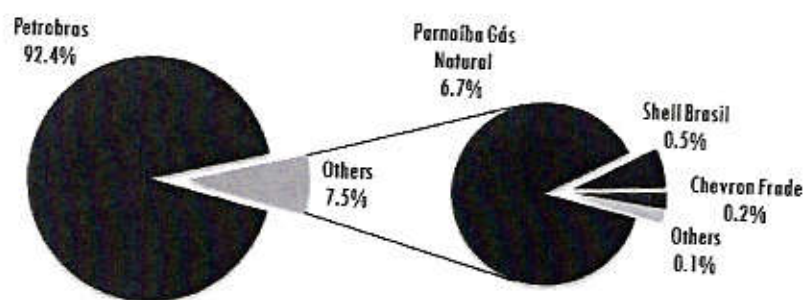


Fonte: EPE (2017).

## 5.2. Tendência de Diversificação dos Supridores de Gás

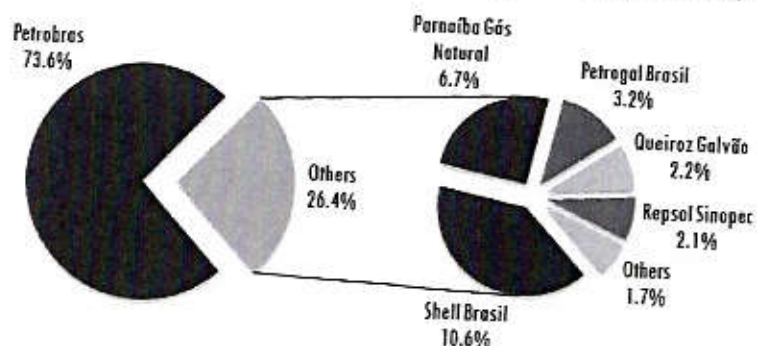
Atualmente, há 88 empresas operando no *upstream*, sendo 49 produtoras de gás natural. Todavia, em 2017, a Petrobras foi responsável por, aproximadamente, 92% da produção de gás como operadora e 73% como concessionária.

Gráfico 23 - Produção Nacional de Gás Natural por Operador (Nov. 2017)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da (ANP, 2017)

Gráfico 24 – Produção Nacional de Gás Natural por Concessionária, (Nov. 2017)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da (ANP, 2017)

A participação dos parceiros privados na produção total de óleo e gás no Pré-sal tende a aumentar, em função da entrada em produção de campos com menor participação da Petrobras e, inclusive, operados por empresas privadas<sup>4</sup>.

A Petrobras é atualmente o único importador de GNL no Brasil, operando três terminais de regaseificação flutuantes no Ceará, Rio de Janeiro e Bahia. Além dos terminais da Petrobras, a iniciativa privada está desenvolvendo três de usinas termelétricas com suprimento via GNL importado, em Sergipe e no Rio de Janeiro.

A capacidade ociosa nos terminais de regaseificação representa um potencial adicional de diversificação da oferta de gás no Brasil. Novos ofertantes de GNL que estão se posicionando no mercado brasileiro através de projetos de geração térmica a gás. Esse é o caso da Total, que adquiriu participação de 50% nas termelétricas Rômulo de Almeida e Celso Furtado, localizadas na Bahia, com capacidade de geração de 322 MW. A transação de aquisição das participações nas termelétricas envolveu também um contrato para o compartilhamento do terminal de regaseificação da Bahia, com capacidade de 14 milhões de m<sup>3</sup>/d (Canazio, 2016).

Por sua vez, a Exxon Mobil tem contrato de fornecimento exclusivo de GNL com a UTE Porto de Sergipe, com capacidade de geração de 1,5 GW. A empresa vai implantar uma unidade flutuante de regaseificação de gás que funcionará no Terminal Marítimo

<sup>4</sup> Este é o caso dos campos de Carcará e Pão de Açúcar operados pela Statoil.

Ignácio Barbosa (Porto de Sergipe) para atender o projeto (G1, 2016). Já a BP assinou termo de compromisso com a Prumo para adquirir 30% do capital da Gás Natural Açú (GNA), subsidiária da Prumo e responsável para construção da termelétrica GNA I. O acordo também inclui o fornecimento de GNL para as operações comerciais da usina<sup>5</sup> (Teixeira, 2017).

Com relação ao gás boliviano, existe uma oportunidade para novos fornecedores através da chamada pública da Transportadora Brasileira do Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG), para alocação de 18 milhões de m<sup>3</sup>/d de capacidade de transporte do Gasbol, que vence em 2019. A empresa já declarou que tem intenção de diversificar sua carteira de clientes ofertando um portfólio diversificado de contratos de transporte. Como a Petrobras sinalizou que não pretende manter os atuais patamares de importação de gás boliviano, novos agentes, entre eles as distribuidoras, terão a oportunidade de contratar diretamente o gás na Bolívia.

O potencial para introdução da competição indústria de gás brasileira ficou comprovado com o processo de chamada pública realizada pela Bahiagás para aquisição de 1 milhão de m<sup>3</sup>/d, prioritariamente na modalidade firme inflexível (Bahiagás, 2017). A Bahiagás recebeu mais de quinze manifestações de interesse e cinco propostas comerciais com diferentes fontes de suprimento e logística de entrega. A maioria das ofertas vem de empresas do exterior e o GNL é a principal opção de entrega. (ABEGÁS, 2017).

### **5.3. A Iniciativa Gás para Crescer**

Neste contexto, o governo brasileiro decidiu em 2016 lançar a iniciativa “Gás para Crescer”, com o objetivo de propor medidas concretas para o aprimoramento do arcabouço normativo do setor de gás natural, a fim de estimular a criação de ambiente de investimento apropriado à iniciativa privada e concorrencial. Esta iniciativa resultou num projeto de lei (PL 6407) que atualmente encontra-se em análise na Comissão de Minas e Energia da Câmara. Este projeto de lei incorporou a grande maioria das propostas identificadas pelos grupos de trabalho da iniciativa Gás para Crescer.

---

<sup>5</sup> A Prumo comprou da Bolognesi Energia o projeto da térmica Novo Tempo (1.238 MW), transferido do Porto de Suape para o Porto do Açú.



Neste âmbito, as principais propostas para a reforma da indústria de gás no Brasil incorporadas no PL 6407 são:

- Promoção da oferta competitiva do gás natural através: i) da remoção de barreiras à entrada a novos ofertantes, através da promoção do acesso não discriminatório a infraestruturas essenciais (aplicação da *essential facilities doctrine*);
- Criação de um sistema de transporte de gás robusto e competitivo através da criação de um mercado de capacidade de transporte, com a adoção do regime tarifário de entrada e saída, e da gestão independente do sistema de transporte;
- Promoção da concorrência na comercialização de gás através da regulação pela ANP da comercialização de gás para as distribuidoras e consumidores finais; além da criação do Mercado Organizado de Gás Natural (hub virtual) e da da Entidade Administradora de Mercado de Gás Natural. Propõe-se ainda medidas para desconcentração do mercado de gás;
- Fortalecimento e competitividade do segmento da distribuição de gás através da Harmonização das regulações estaduais; da criação de agências reguladoras independentes e capacitadas; da adoção mecanismo de contratação competitivo pelas distribuidoras (leilão de compra de gás); e privatização das distribuidoras.

A aprovação do PL 6407 seria um primeiro e crucial passo para substituir o monopólio de fato da Petrobras no suprimento de gás para as distribuidoras por ambiente concorrencial.

#### **5.4. Contrato de Gás da CEG Rio**

O suprimento de gás para a CEG Rio está definido a partir de um contrato assinado com a Petrobras. O contrato foi negociado entre as partes e aprovado pelo órgão regulador e contém cláusulas de confidencialidade que impedem a divulgação do mesmo.

Diante do exposto acima, esta consultoria sugere à Agência Reguladora que considere a revisão da regulação da metodologia de compra de gás por parte da Concessionária. Atualmente, existe potencial competitivo para que o suprimento à concessionária seja submetido a um procedimento licitatório. Este procedimento poderia ser um

instrumento poderoso para dar maior transparência ao processo de definição do preço do gás que é repassado de forma automática aos consumidores finais.

## 6. Investimentos

A proposta da CEG Rio classifica seus investimentos projetados em três classes: Singulares, Fixos e Variáveis. Esses totalizam R\$ 332 milhões no quinquênio 2018-2022 (Tabela 24). Os investimentos singulares correspondem a projetos específicos de expansão da rede, os investimentos fixos são os valores que não dependem da quantidade movimentada e que visam melhor a segurança e qualidade do abastecimento e os investimentos variáveis são voltados para o atendimento de novos clientes.

Tabela 24. Projeção de investimentos CEG Rio – R\$ milhões (2018-2022)

|              | 2018        | 2019        | 2020        | 2021        | 2022        | 2018-2022    |
|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|
| Singulares   | 7,5         | 11,0        | 12,4        | 18,9        | 11,2        | 61,0         |
| Fixos        | 26,6        | 19,1        | 16,4        | 15,7        | 16,5        | 94,3         |
| Variáveis    | 30,5        | 36,2        | 38,6        | 35,5        | 36,2        | 177,0        |
| <b>Total</b> | <b>64,6</b> | <b>66,3</b> | <b>67,4</b> | <b>70,1</b> | <b>63,8</b> | <b>332,3</b> |

Nota: valores deflacionados pelo IGP. Os dados unitários considerando o incremento líquido de clientes.  
Fonte: Elaboração própria. Dados CEG.

Os investimentos singulares correspondem a uma série de projetos de pequena proporção, que envolvem investimentos em estações de compressão, de transferência e regulagem. O investimento total projetado no próximo quinquênio é de R\$ 61 milhões, 18% do investimento projetado pela CEG Rio.

Tabela 25 - Projeção de Investimentos por Projetos em Milhões de Reais (2017-2022)

| CEG RIO - Investimentos Singulares (MRS/ano) - Moeda de Dez/16 |              |      |      |      |             |      |                 |
|--|--------------|------|------|------|-------------|------|-----------------|
| Projeto  | 2017         | 2018 | 2019 | 2020 | 2021        | 2022 | Total 2018-2022 |
| <b>Biometano</b>   | <b>0,17</b>  | -    | -    | -    | <b>6,81</b> | -    | <b>6,81</b>     |
| <b>Reforço de Rede</b>   | <b>7,06</b>  | -    | -    | -    | -           | -    | -               |
| <i>Cliente IBRLAN Itaiaia</i>                                  | <i>2,26</i>  | -    | -    | -    | -           | -    | -               |
| <i>Cliente Nissan</i>  | <i>4,80</i>  | -    | -    | -    | -           | -    | -               |
| <b>PE Cidade do Aço</b>  | <b>16,22</b> | -    | -    | -    | -           | -    | -               |

|   |              |             |              |              |              |              |              |
|---|--------------|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| <b>Estação de GNC<sup>6</sup></b>               | <b>23,10</b> | <b>3,12</b> | -            | -            | <b>2,50</b>  | <b>2,50</b>  | <b>8,12</b>  |
| <i>Estação Angra dos Reis GNC</i>               | 4,71         | 0,24        | -            | -            | -            | -            | 0,24         |
| <i>Estação Araruama GNC</i>                     | 4,70         | 0,24        | -            | -            | -            | -            | 0,24         |
| <i>Estação Cachoeiras de Macacu GNC</i>         | 4,51         | -           | -            | -            | -            | -            | -            |
| <i>Estação Campos GNC</i>                       | 2,26         | 0,87        | -            | -            | 2,50         | 2,50         | 5,87         |
| <i>Estação Guapimirim GNC Ampliação</i>         | 1,71         | 0,67        | -            | -            | -            | -            | 0,67         |
| <i>Estação Itaperuna GNC</i>                    | 1,02         | 1,10        | -            | -            | -            | -            | 1,10         |
| <i>Estação Saquarema GNC</i>                    | 4,19         | -           | -            | -            | -            | -            | -            |
| <b>Projetos de ERD<sup>7</sup></b>              | <b>1,34</b>  | <b>1,75</b> | <b>3,11</b>  | <b>0,79</b>  | <b>0,79</b>  | <b>0,79</b>  | <b>7,23</b>  |
| <b>Projetos de EM ETC</b>                       | -            | <b>0,96</b> | <b>7,40</b>  | <b>9,39</b>  | <b>5,92</b>  | <b>5,19</b>  | <b>28,87</b> |
| <i>Cabiúnas</i>                                 | -            | -           | -            | 1,10         | 2,95         | 5,19         | 9,24         |
| <i>Resende</i>                                  | -            | 0,96        | 7,40         | 2,00         | -            | -            | 10,36        |
| <i>Volta Redonda</i>                            | -            | -           | -            | 6,29         | 2,97         | -            | 9,27         |
| <b>Projetos Menores (Renovação)<sup>8</sup></b> | <b>0,74</b>  | <b>1,63</b> | <b>0,5</b>   | <b>2,26</b>  | <b>2,89</b>  | <b>2,69</b>  | <b>9,96</b>  |
| <b>TOTAL Investimentos Singulares</b>           | <b>48,62</b> | <b>7,46</b> | <b>11,01</b> | <b>12,44</b> | <b>18,91</b> | <b>11,17</b> | <b>60,98</b> |

Fonte: CEG. Relatório Geral da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas.

A recomendação da equipe UFF para os investimentos singulares é que esses só sejam considerados para fins de definição tarifárias quando há certeza de sua execução. Assim, investimentos com incerteza de implementação não deveriam ser incorporados às tarifas, para evitar desequilíbrios e necessidade de ajuste por subinvestimento. Assim, a concessionária deve ser consultada pela agência regulatória para verificar a possibilidade de execução dos projetos elencados, em particular do projeto de Biometano previsto para 2021 com valor de R\$ 6,8 milhões. No caso em que investimentos não computados no cálculo venham a ocorrer dentro do ciclo tarifário, esses devem ser incorporados através de revisão extraordinária. Essa consulta deve ocorrer antes da definição de Base Regulatória de Ativos da CEG Rio no processo da 4ª Revisão quinquenal.

Os investimentos fixos representam 28% dos investimentos totais. Os itens de custo com maiores pesos são instalações auxiliares de rede e novas redes de média e baixa pressão.

<sup>6</sup> GNC – Estação de Compressão e Descompressão de Gás Natural Comprimido

<sup>7</sup> Estação de Regulação Distrital

<sup>8</sup> Projetos Menores: renovação de trechos do gasoduto GASCABO e outros



Tabela 26 - Projeção de Investimentos Fixos em Milhões de Reais (2017-2022)

| CEG RIO - Investimentos Fixo (MR\$/ano) - Moeda de Dez/16 |              |              |              |              |              |              |                 |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-----------------|
| Ítem  | 2017         | 2018         | 2019         | 2020         | 2021         | 2022         | Total 2018-2022 |
| <b>INVESTIMENTOS MATERIAIS</b>                            | <b>24,00</b> | <b>26,57</b> | <b>19,09</b> | <b>16,42</b> | <b>15,71</b> | <b>16,45</b> | <b>94,25</b>    |
| <i>Redes</i>  | <i>11,83</i> | <i>10,25</i> | <i>6,78</i>  | <i>7,29</i>  | <i>6,78</i>  | <i>6,78</i>  | <i>37,88</i>    |
| <i>Novas Redes AP/GNC</i>                                 | 0,20         | 0,28         | 0,28         | 0,80         | 0,28         | 0,28         | 1,92            |
| <i>Novas Redes MP/BP</i>                                  | 10,44        | 8,53         | 5,12         | 5,12         | 5,12         | 5,12         | 29,00           |
| <i>Renovação Redes</i>                                    | 0,30         | 0,86         | 0,86         | 0,86         | 0,86         | 0,86         | 4,30            |
| <i>Outros – Redes</i>                                     | 0,88         | 0,58         | 0,52         | 0,52         | 0,52         | 0,53         | 2,66            |
| <i>Ramais</i>   | <i>0,07</i>  | <i>0,10</i>  | <i>0,10</i>  | <i>0,10</i>  | <i>0,10</i>  | <i>0,10</i>  | <i>0,51</i>     |
| <i>Novos Ramais</i>                                       | -            | -            | -            | -            | -            | -            | -               |
| <i>Renovação de Ramais</i>                                | -            | -            | -            | -            | -            | -            | -               |
| <i>Outros – Ramais</i>                                    | 0,07         | 0,10         | 0,10         | 0,10         | 0,10         | 0,10         | 0,51            |
| <i>Construção de ERM<sup>9</sup> / GNC<sup>10</sup></i>   | <i>0,34</i>  | <i>0,51</i>  | <i>0,51</i>  | <i>0,51</i>  | <i>0,51</i>  | <i>0,51</i>  | <i>2,55</i>     |
| <i>Instalações Auxiliares de Rede</i>                     | <i>4,85</i>  | <i>13,64</i> | <i>8,09</i>  | <i>5,36</i>  | <i>5,14</i>  | <i>5,87</i>  | <i>38,10</i>    |
| <b>Outros Investimentos Materiais</b>                     | <b>6,91</b>  | <b>2,07</b>  | <b>3,62</b>  | <b>3,16</b>  | <b>3,18</b>  | <b>3,18</b>  | <b>15,21</b>    |
| <i>Aquisição de Medidores</i>                             | 1,36         | 0,97         | 1,13         | 1,13         | 1,13         | 1,13         | 5,49            |
| <i>Instalações Comunitárias</i>                           | -            | -            | -            | -            | -            | -            | -               |
| <i>Terrenos e Edifícios</i>                               | -            | -            | -            | -            | -            | -            | -               |
| <i>Máquinas e Equipamentos</i>                            | 1,69         | 0,96         | 2,28         | 1,93         | 1,95         | 1,95         | 9,08            |
| <i>Equipamentos Processos Informatização</i>              | -            | -            | -            | -            | -            | -            | -               |
| <i>Veículos</i>   | 0,40         | 0,14         | 0,21         | 0,10         | 0,10         | 0,10         | 0,63            |
| <i>Outros Investimentos</i>                               | 3,46         | -            | -            | -            | -            | -            | -               |
| <b>INVESTIMENTOS IMATERIAIS</b>                           | <b>-</b>     | <b>-</b>     | <b>-</b>     | <b>-</b>     | <b>-</b>     | <b>-</b>     | <b>-</b>        |
| <b>TOTAL INVESTIMENTOS FIXOS</b>                          | <b>24,00</b> | <b>26,57</b> | <b>19,09</b> | <b>16,42</b> | <b>15,71</b> | <b>16,45</b> | <b>94,25</b>    |

Fonte: CEG. Relatório Geral da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas.

Para avaliar a adequação dos valores projetados pela CEG Rio, comparamos a média anual projetada desses dois principais itens com os valores médios anuais observados no período 2013-2016 (Tabela 27). No item Novas Redes de Média e Baixa Pressão, foram descontados a parcela de valores que estão considerados na projeção de investimentos variáveis, que é mais significativa. Nos dois itens, os gastos projetados são substancialmente superiores aos observados. No item instalações auxiliares de rede, os valores projetados são 75% superiores aos observados entre 2013 e 2016.

<sup>9</sup> ERM – Estação de Regulagem e Medição

<sup>10</sup> GNC – Estação de Compressão e Descompressão de Gás Natural Comprimido

Tabela 27. Investimentos médios observados entre 2013-2016 e projetados entre 2018-2022 (R\$ milhões de 2016) nos 2 principais itens de custo de investimentos fixos

|                                | Realizado<br>2013/2016 | Projetado<br>2018/2022 | Var. %       |
|--------------------------------|------------------------|------------------------|--------------|
| Novas Redes MP/BP              | 3,78                   | 5,80                   | 53,4%        |
| Instalações Auxiliares de Rede | 4,37                   | 7,62                   | 74,5%        |
| <b>Soma</b>                    | <b>8,15</b>            | <b>13,42</b>           | <b>64,7%</b> |

Nota: valores deflacionados pelo IGP. Os valores realizados para Novas Redes MP/BP correspondem a estimativa da parcela correspondente a investimentos fixos.

Fonte: Elaboração própria. Dados CEG Rio.

A consultoria propõe que a concessionária justifique os valores relativos a Instalações Auxiliares de Rede e, eventualmente, os revise para adequá-los aos valores observados.

Os investimentos variáveis são orientados a captação de novos clientes e, portanto, devem guardar correspondência com a evolução da base de clientes. Os investimentos variáveis representam 53% da projeção dos investimentos da CEG Rio para o quinquênio 2018-2022.

Tabela 28 - Projeção de Investimentos Variáveis – Milhões de Reais (2017 – 2022)

| CEG RIO - Investimentos Variável (MRS/ano) - Moeda de Dez/16 |              |              |              |              |              |              |                    |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------------|
| Itens  | 2017         | 2018         | 2019         | 2020         | 2021         | 2022         | Total<br>2018-2022 |
| <b>INVESTIMENTOS MATERIAIS</b>                               | <b>33,20</b> | <b>30,52</b> | <b>36,20</b> | <b>38,58</b> | <b>35,52</b> | <b>36,21</b> | <b>177,02</b>      |
| <i>Redes</i>   | <i>24,26</i> | <i>20,61</i> | <i>26,01</i> | <i>26,96</i> | <i>24,25</i> | <i>24,55</i> | <i>122,38</i>      |
| <i>Novas Redes AP/GNC</i>                                    | -            | -            | -            | 3,31         | -            | -            | 3,31               |
| <i>Novas Redes MP/BP</i>                                     | 24,26        | 20,61        | 26,01        | 23,66        | 24,25        | 24,55        | 119,07             |
| <i>Renovação Redes</i>                                       | -            | -            | -            | -            | -            | -            | -                  |
| <i>Outros - Redes</i>  | -            | -            | -            | -            | -            | -            | -                  |
| <i>Ramais</i>  | <i>2,06</i>  | <i>2,60</i>  | <i>2,61</i>  | <i>3,26</i>  | <i>2,95</i>  | <i>3,04</i>  | <i>14,46</i>       |
| <i>Novos Ramais</i>  | 2,06         | 2,60         | 2,61         | 3,26         | 2,95         | 3,04         | 14,46              |
| <i>Renovação de Ramais</i>                                   | -            | -            | -            | -            | -            | -            | -                  |
| <i>Outros - Ramais</i>                                       | -            | -            | -            | -            | -            | -            | -                  |
| <i>Construção de ERM<sup>11</sup></i>                        | <i>0,24</i>  | <i>0,55</i>  | <i>0,42</i>  | <i>0,72</i>  | <i>0,36</i>  | <i>0,32</i>  | <i>2,36</i>        |
| <i>Instalações Auxiliares de Rede</i>                        | -            | -            | -            | -            | -            | -            | -                  |
| <b>Outros Investimentos Materiais</b>                        | <b>6,64</b>  | <b>6,76</b>  | <b>7,16</b>  | <b>7,64</b>  | <b>7,97</b>  | <b>8,30</b>  | <b>37,83</b>       |
| <i>Aquisição de Medidores</i>                                | 3,11         | 3,46         | 3,60         | 3,74         | 3,92         | 4,11         | 18,83              |
| <i>Instalações Comunitárias</i>                              | 3,53         | 3,30         | 3,56         | 3,89         | 4,05         | 4,20         | 19,00              |
| <i>Terrenos e Edifícios</i>                                  | -            | -            | -            | -            | -            | -            | -                  |
| <i>Máquinas e Equipamentos</i>                               | -            | -            | -            | -            | -            | -            | -                  |
| <i>Equipamentos Processos Informatização</i>                 | -            | -            | -            | -            | -            | -            | -                  |
| <i>Veículos</i>  | -            | -            | -            | -            | -            | -            | -                  |
| <i>Outros Investimentos</i>                                  | -            | -            | -            | -            | -            | -            | -                  |
| <b>INVESTIMENTOS IMATERIAIS</b>                              | -            | -            | -            | -            | -            | -            | -                  |
| <b>TOTAL INVESTIMENTOS VARIÁVEIS</b>                         | <b>33,20</b> | <b>30,52</b> | <b>36,20</b> | <b>38,58</b> | <b>35,52</b> | <b>36,21</b> | <b>177,02</b>      |

Fonte: CEG, Relatório Geral da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas.

Para analisar a adequação da projeção dos investimentos variáveis da CEG, comparamos com os valores observados, considerando sua relação com a número de novos clientes. O item Novas Redes de Média e Baixa Pressão corresponde a 67% dos investimentos variáveis. Em seguida, os itens mais relevantes são Instalações Comunitárias e aquisição de medidores.

<sup>11</sup> ERM – Estação de Regulagem e Medição



Tabela 29. Investimentos médios observados entre 2013-2016 e projetados entre 2018-2022 (R\$ milhões de 2016) nos 3 principais itens de custo de investimentos variáveis

|                          | Realizado<br>2013/2016 | Projetado<br>2018/2022 | Var. %      |
|--------------------------|------------------------|------------------------|-------------|
| Novas Redes MP/BP        | 15,1                   | 23,8                   | 57%         |
| Instalações Comunitárias | 3,3                    | 3,8                    | 12%         |
| Aquisição de Medidores   | 4,3                    | 3,8                    | -12%        |
| <b>Total</b>             | <b>22,7</b>            | <b>31,3</b>            | <b>38 %</b> |

Nota: valores deflacionados pelo IGP.  
Fonte: Elaboração própria. Dados CEG.

Excluindo o item aquisição de medidores, os valores projetados são bem superiores aos observados. O custo projetado para expansão de rede de média e baixa pressão no quinquênio é 57% superior à média observada entre 2013 e 2016.

A projeção do item aquisição de medidores é consistente com a média observada. Avaliamos o valor unitário dos medidores segundo os dados de investimentos realizados e projetados a preços de 2016, e o valor projetado é significativamente inferior ao observado, R\$ 451 e R\$ 607, respectivamente. No entanto, o valor unitário projetado para CEG Rio é 50% superior ao da CEG, evidenciando a possibilidade de redução desse item.

Como o crescimento projetado de mercado residencial é mais intenso que o observado, é interessante analisar os dados unitários por novo cliente. Segundo a Tabela 30 o custo unitário desses três componentes aumentaria em 17% no próximo quinquênio em relação aos valores observados.

A consultoria considera que esse aumento não é razoável e propõe a revisão pela concessionária dos gastos de expansão de novas redes de média e baixa pressão.

Tabela 30. Investimentos médios por novo cliente observados entre 2013-2016 e projetados entre 2018-2022 (R\$ de 2016) nos 3 principais itens de custo de investimentos variáveis

|                          | Realizado<br>2013/2016 | Projetado<br>2018/2022 | Var. %     |
|--------------------------|------------------------|------------------------|------------|
| Novas Redes MP/BP        | 1.791                  | 2.4                    | 34%        |
| Instalações Comunitárias | 397                    | 379                    | -4%        |
| Aquisição de Medidores   | 504                    | 379                    | -25%       |
| <b>Total</b>             | <b>2.692</b>           | <b>3.159</b>           | <b>17%</b> |

Nota: valores deflacionados pelo IGP. Os dados unitários considerando o incremento líquido de clientes.  
Fonte: Elaboração própria. Dados CEG.

## **7. Projeção de Custos Operacionais**

### **7.1. Análise da Evolução do OPEX**

Entre 2013 e 2016, a CEG RIO apresentou redução média de 2% ao ano em termos reais dos seus custos operacionais (OPEX), descontando a inflação do período pelo IGPM (Tabela 31). Em 2016, o OPEX atingiu R\$ 55 milhões, dos quais 97% referentes a despesas operacionais, com destaque para gastos de atividade comercial (27%), manutenção e conservação (13%) e gastos com serviços a clientes (11%). Despesas com pessoal comprometeram 7% do OPEX em 2016, apresentando redução significativa no período. O gasto com GNC apresentou a maior taxa média de crescimento anual nos últimos anos.

A CEG RIO apresentou custos com perdas de gás negativas no período, o que corresponde a ganhos líquidos para a Concessionária. Este fato pode sugerir ganhos por erros de medição, indicando que não há perdas significativas na rede de distribuição.

Tabela 31. OPEX Realizado, Valores em Mil R\$ dez/2016

|  | 2013          | 2014           | 2015           | 2016           | %<br>2016   | Tx. Cresc.<br>% a.a. |
|--|---------------|----------------|----------------|----------------|-------------|----------------------|
| <b>DESPESAS OPERACIONAIS</b>                         | <b>55.528</b> | <b>51.914</b>  | <b>48.936</b>  | <b>53.948</b>  | <b>97%</b>  | <b>-1%</b>           |
| Aluguéis   | 600           | 674            | 663            | 709            | 1%          | 6%                   |
| Manutenção e Conservação                             | 7.988         | 6.373          | 6.818          | 6.942          | 13%         | -5%                  |
| Bens Imóveis e Construções                           | 526           | 435            | 621            | 625            | 1%          | 6%                   |
| Equipamento de Informática                           | 1             | 0              | 6              | 1              | 0%          | -24%                 |
| Veículos   | 149           | 150            | 118            | 185            | 0%          | 8%                   |
| Instalações Técnicas                                 | 6.821         | 5.309          | 5.430          | 5.382          | 10%         | -8%                  |
| Outro Imobilizado                                    | 490           | 479            | 643            | 750            | 1%          | 15%                  |
| Utilidades e Serviços                                | 1.155         | 1.271          | 1.572          | 2.022          | 4%          | 21%                  |
| Energia Elétrica, Água, Gás e Combustíveis           | 484           | 419            | 535            | 676            | 1%          | 12%                  |
| Telefone e Outras Comunicações                       | 532           | 464            | 641            | 961            | 2%          | 22%                  |
| Correio  | 68            | 310            | 351            | 342            | 1%          | 71%                  |
| Material de Escritório                               | 34            | 39             | 43             | 24             | 0%          | -11%                 |
| Outros   | 37            | 39             | 2              | 20             | 0%          | -18%                 |
| <b>Serviços Gerais e Corporativos</b>                | <b>4.973</b>  | <b>5.504</b>   | <b>5.329</b>   | <b>6.302</b>   | <b>11%</b>  | <b>8%</b>            |
| Serviços Gerais                                      | 1.265         | 1.512          | 1.440          | 1.394          | 3%          | 3%                   |
| Serviços Corporativos                                | 3.449         | 3.577          | 3.451          | 4.472          | 8%          | 9%                   |
| Cotas de Associações                                 | 260           | 415            | 437            | 437            | 1%          | 19%                  |
| <b>Serviços Profissionais Independentes</b>          | <b>6.844</b>  | <b>1.824</b>   | <b>1.868</b>   | <b>1.685</b>   | <b>3%</b>   | <b>-37%</b>          |
| Auditorias   | 121           | 88             | 109            | 111            | 0%          | -3%                  |
| Accessorias Técnicas                                 | 122           | 124            | 50             | -              | 0%          | -100%                |
| Jurídicos  | 5.590         | 759            | 1.029          | 1.140          | 2%          | -41%                 |
| Consultorias e Outros Serviços                       | 1.010         | 853            | 681            | 435            | 1%          | -25%                 |
| <b>Publicidade, Propaganda e Relações Públicas</b>   | <b>4.090</b>  | <b>3.581</b>   | <b>2.750</b>   | <b>2.458</b>   | <b>4%</b>   | <b>-16%</b>          |
| Seguros  | 442           | 373            | 399            | 567            | 1%          | 9%                   |
| <b>Despesas de Viagem, Transporte e Fretes</b>       | <b>75</b>     | <b>53</b>      | <b>141</b>     | <b>29</b>      | <b>0%</b>   | <b>-28%</b>          |
| Despesas de Viagem                                   | 75            | 30             | 22             | 3              | 0%          | -65%                 |
| Transportes e Fretes                                 | -             | 23             | 120            | 25             | 0%          | -                    |
| <b>Gastos de Atividade Comercial</b>                 | <b>9.782</b>  | <b>14.789</b>  | <b>11.770</b>  | <b>14.881</b>  | <b>27%</b>  | <b>15%</b>           |
| Gastos Serviço a Cliente                             | 4.496         | 4.714          | 5.071          | 6.123          | 11%         | 11%                  |
| Leitura de Medidores e Envio de Faturas              | 1.779         | 1.902          | 2.251          | 2.621          | 5%          | 14%                  |
| Gestão de Serviço de Corte e Cobrança                | 355           | 406            | 457            | 498            | 1%          | 12%                  |
| Inspeções Periódicas                                 | 33            | 112            | 127            | 267            | 0%          | 102%                 |
| Serviços de Teleatendimento                          | 417           | 314            | 377            | 552            | 1%          | 10%                  |
| Controle de Qualidade de Leitura, Inspeções e Outras | 1.380         | 1.462          | 1.377          | 1.700          | 3%          | 7%                   |
| Custo de Atendimento ao Cliente                      | 361           | 397            | 366            | 369            | 1%          | 1%                   |
| Controle de Qualidade de Serviços                    | 171           | 122            | 117            | 116            | 0%          | -12%                 |
| <b>Outros Serviços Exteriores</b>                    | <b>9.662</b>  | <b>9.641</b>   | <b>8.909</b>   | <b>9.178</b>   | <b>17%</b>  | <b>-2%</b>           |
| Subscrições, documentos e Outros Serviços            | 9.662         | 9.641          | 8.909          | 9.178          | 17%         | -2%                  |
| Colaborações Externas                                | -             | -              | -              | -              | 0%          | -                    |
| Custo do Pessoal Expatriado                          | -             | -              | -              | -              | 0%          | -                    |
| <b>Outros</b>  | <b>5.272</b>  | <b>1.453</b>   | <b>1.868</b>   | <b>(758)</b>   | <b>-1%</b>  | <b>-152%</b>         |
| Outros Gastos de Exploração                          | 4.433         | 696            | 835            | (309)          | -1%         | -141%                |
| Tributos   | 839           | 757            | 733            | (449)          | -1%         | -181%                |
| Gastos de GNC  | 149           | 1.662          | 2.077          | 3.808          | 7%          | 195%                 |
| <b>DESPESAS DE PESSOAL</b>                           | <b>5.088</b>  | <b>5.153</b>   | <b>4.343</b>   | <b>4.144</b>   | <b>7%</b>   | <b>-7%</b>           |
| <b>OUTRAS DESPESAS</b>                               | <b>1.057</b>  | <b>(1.933)</b> | <b>(3.798)</b> | <b>(2.724)</b> | <b>-5%</b>  | <b>-237%</b>         |
| Provisões  | 2.407         | 3.900          | 6.503          | 1.951          | 4%          | -7%                  |
| Perdas de Gás  | (1.350)       | (5.833)        | (10.301)       | (4.675)        | -8%         | 51%                  |
| <b>Total OPEX</b>                                    | <b>61.674</b> | <b>55.133</b>  | <b>49.482</b>  | <b>55.368</b>  | <b>100%</b> | <b>-4%</b>           |
| Base de Cliente Realizada                            | 38.888        | 46.053         | 55.550         | 64.221         |             |                      |

Fonte: Elaboração própria com dados fornecidos pela CEG RIO



O OPEX realizado entre 2013 e 2016 – a Concessionária não disponibilizou dados referentes a 2017, último ano do quinquênio passado – ficou abaixo do OPEX projetado para o período (3ª Revisão Tarifária), comparando todos os valores para moeda de dezembro de 2016, isto é, já incorporando a inflação observada no período, medida pelo IGPM.<sup>12</sup> Projetou-se um OPEX de R\$ 259 milhões para 2013-2016, porém foi realizado R\$ 221 milhões, cerca de 15% a menos (R\$ 37 milhões) do que foi considerado na última revisão tarifária (Deliberação AGENERSA nº 1.795/2013), como pode ser observado na Tabela 32. As despesas operacionais realizadas foram 8% maiores do que as projetadas para o período, porém as despesas com pessoal foram 13% menores (R\$ 2,7 milhões a menos) e outras despesas 117% menores (R\$ 50 milhões). Nesta rubrica, destaca-se a discrepância entre as perdas projetadas de R\$ 24 milhões e as perdas observadas negativas, correspondentes a ganho de R\$ 22 milhões para o período entre 2013-2016.

---

<sup>12</sup> Para permitir comparação de montantes observados em diferentes instantes de tempo, os valores projetados e realizados devem ser levados para mesma data-base (dezembro de 2016), considerando a inflação do período (IGMP).

Tabela 32. OPEX Projetado *versus* Realizado (valores em mil R\$ dez/2016)

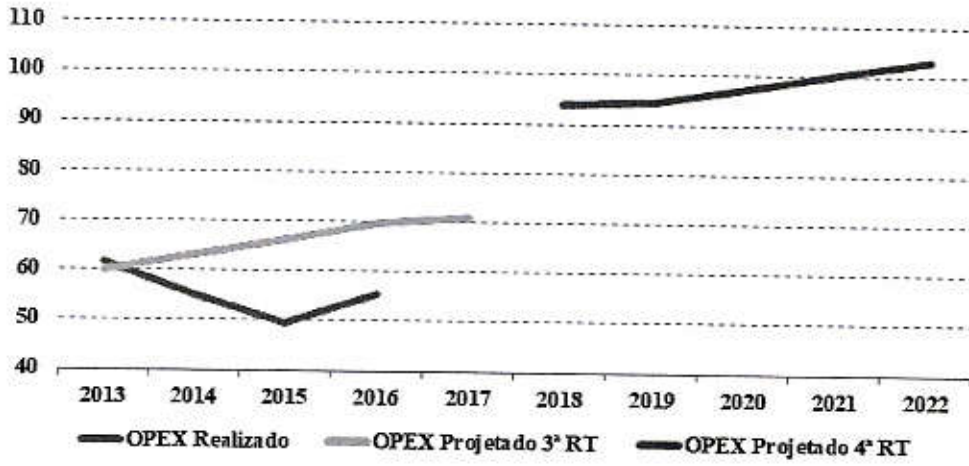
|                                | 2013   | 2014    | 2015    | 2016    | Total   |
|--------------------------------|--------|---------|---------|---------|---------|
| <b>OPEX Projetado</b>          |        |         |         |         |         |
| Operacional                    | 44.245 | 47.068  | 50.169  | 53.334  | 194.815 |
| Pessoal                        | 5.311  | 5.340   | 5.371   | 5.402   | 21.424  |
| Outras                         | 10.646 | 10.809  | 10.829  | 10.851  | 43.135  |
| Total projetado                | 60.201 | 63.218  | 66.369  | 69.587  | 259.375 |
| <b>OPEX Realizado</b>          |        |         |         |         |         |
| Operacional                    | 55.528 | 51.914  | 48.936  | 53.948  | 210.326 |
| Pessoal                        | 5.088  | 5.153   | 4.343   | 4.144   | 18.728  |
| Outras                         | 1.057  | -1.933  | -3.798  | -2.724  | -7.398  |
| Total Realizado                | 61.674 | 55.133  | 49.482  | 55.368  | 221.657 |
| <b>Realizado - Projetado</b>   |        |         |         |         |         |
| Operacional                    | 11.284 | 4.846   | -1.233  | 615     | 15.511  |
| Pessoal                        | -223   | -188    | -1.028  | -1.258  | -2.696  |
| Outras                         | -9.588 | -12.743 | -14.627 | -13.575 | -50.533 |
| Total                          | 1.473  | -8.085  | -16.887 | -14.218 | -37.718 |
| <b>Realizado/Projetado (%)</b> |        |         |         |         |         |
| Operacional                    | 26%    | 10%     | -2%     | 1%      | 8%      |
| Pessoal                        | -4%    | -4%     | -19%    | -23%    | -13%    |
| Outras                         | -90%   | -118%   | -135%   | -125%   | -117%   |
| Total                          | 2%     | -13%    | -25%    | -20%    | -15%    |

Fonte: Elaboração própria com dados fornecidos pela CEG RIO e Deliberação AGENERSA nº 1.795/2013

O Gráfico 25 apresenta a evolução do OPEX projetado na 3ª Revisão Tarifária, o OPEX realizado no período entre 2013 e 2016 e o OPEX projetado pela CEG RIO para o próximo quinquênio, todos os valores em moeda de dezembro de 2016. Nota-se que a proposta para o próximo quinquênio representa uma elevação significativa do patamar projetado para o quinquênio anterior e ainda mais acentuada em comparação com 2016.

A Tabela 33 apresenta o OPEX projetado para o próximo quinquênio, sugerindo elevação média anual de 2% nos próximos cinco anos. Porém, os R\$ 94 milhões pleiteados para 2018 representam um aumento de 70% frente aos R\$ 55 milhões realizados em 2016. A maior parte do aumento deve-se a expansão do mercado via injeção de gás natural comprimido na rede da CEG RIO, o que resultará em gastos operacionais elevados. Enquanto que o GNC respondia apenas a 7% do OPEX em 2016, a CEG RIO projeta participação relativa desta despesa operacional em 2022 de 13%.

Gráfico 25. OPEX Realizado versus Projetado (valores em milhões R\$ dez/2016)



Fonte: Elaboração própria com dados fornecidos pela CEG e Deliberação AGENERSA nº 1.795/2013



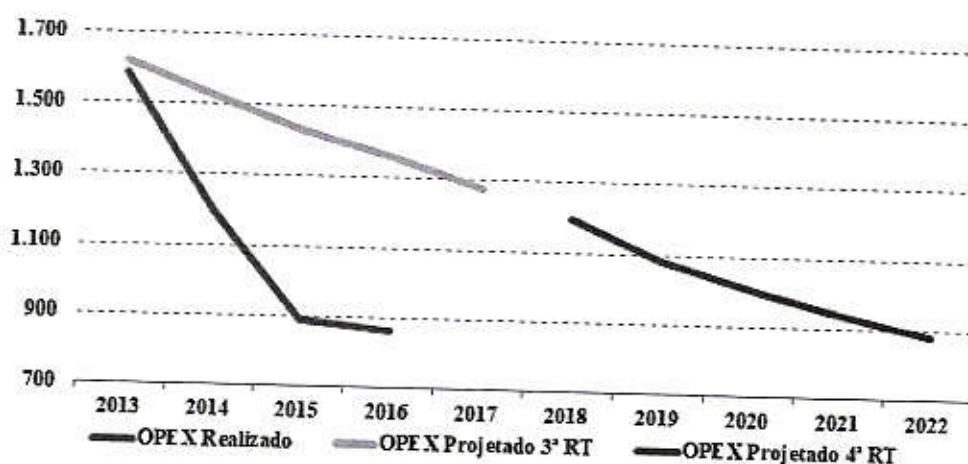
Tabela 33. OPEX Projetado CEG RIO, Valores em Mil R\$ dez/2016

|  | 2018          | 2019          | 2020          | 2021           | 2022           | %<br>2016   | Tx. Cresc.<br>% a.a. |
|--|---------------|---------------|---------------|----------------|----------------|-------------|----------------------|
| <b>DESPESAS OPERACIONAIS</b>                         | <b>82.075</b> | <b>82.144</b> | <b>84.270</b> | <b>86.488</b>  | <b>89.008</b>  | <b>86%</b>  | <b>2%</b>            |
| Aluguéis   | 1.237         | 1.237         | 1.237         | 1.237          | 1.237          | 1%          | 0%                   |
| Manutenção e Conservação                             | 9.419         | 9.494         | 9.498         | 9.755          | 9.765          | 9%          | 1%                   |
| Bens Imóveis e Construções                           | 654           | 654           | 654           | 654            | 654            | 1%          | 0%                   |
| Equipamento de Informática                           | 2             | 2             | 2             | 2              | 2              | 0%          | -3%                  |
| Veículos   | 88            | 88            | 88            | 88             | 88             | 0%          | 0%                   |
| Instalações Técnicas                                 | 6.316         | 6.335         | 6.337         | 6.593          | 6.601          | 6%          | 1%                   |
| Outro Imobilizado                                    | 2.359         | 2.415         | 2.416         | 2.418          | 2.420          | 2%          | 1%                   |
| Utilidades e Serviços                                | 4.239         | 3.966         | 3.997         | 3.999          | 4.003          | 4%          | -1%                  |
| Energia Elétrica, Água, Gás e Combustíveis           | 3.174         | 2.858         | 2.858         | 2.858          | 2.858          | 3%          | -3%                  |
| Telefone e Outras Comunicações                       | 543           | 571           | 600           | 600            | 600            | 1%          | 3%                   |
| Correio  | 483           | 497           | 498           | 499            | 503            | 0%          | 1%                   |
| Material de Escritório                               | 27            | 27            | 28            | 29             | 29             | 0%          | 3%                   |
| Outros   | 13            | 13            | 13            | 13             | 13             | 0%          | 1%                   |
| Serviços Gerais e Corporativos                       | 9.094         | 9.122         | 9.149         | 9.149          | 9.149          | 9%          | 0%                   |
| Serviços Gerais                                      | 1.514         | 1.561         | 1.605         | 1.605          | 1.605          | 2%          | 1%                   |
| Serviços Corporativos                                | 7.061         | 7.042         | 7.024         | 7.024          | 7.024          | 7%          | 0%                   |
| Cotas de Associações                                 | 519           | 519           | 519           | 519            | 519            | 1%          | 0%                   |
| Serviços Profissionais Independentes                 | 5.601         | 3.934         | 3.120         | 3.135          | 3.150          | 3%          | -13%                 |
| Auditorias   | 115           | 115           | 114           | 114            | 114            | 0%          | 0%                   |
| Assessorias Técnicas                                 | 13            | 14            | 15            | 15             | 15             | 0%          | 3%                   |
| Jurídicos  | 3.760         | 2.104         | 1.270         | 1.270          | 1.270          | 1%          | -24%                 |
| Consultorias e Outros Serviços                       | 1.713         | 1.701         | 1.721         | 1.736          | 1.751          | 2%          | 1%                   |
| Publicidade, Propaganda e Relações Públicas          | 4.391         | 4.509         | 4.641         | 4.806          | 4.969          | 5%          | 3%                   |
| Seguros  | 413           | 412           | 411           | 411            | 411            | 0%          | 0%                   |
| Despesas de Viagem, Transporte e Fretes              | 99            | 100           | 102           | 105            | 108            | 0%          | 2%                   |
| Despesas de Viagem                                   | 42            | 42            | 42            | 43             | 44             | 0%          | 1%                   |
| Transportes e Fretes                                 | 56            | 58            | 60            | 62             | 64             | 0%          | 3%                   |
| Gastos de Atividade Comercial                        | 17.938        | 18.606        | 19.392        | 20.206         | 21.052         | 20%         | 4%                   |
| Gastos Serviço a Cliente                             | 7.105         | 7.586         | 8.043         | 8.551          | 9.122          | 9%          | 6%                   |
| Leitura de Medidores e Envio de Faturas              | 3.385         | 3.704         | 4.052         | 4.433          | 4.849          | 5%          | 9%                   |
| Gestão de Serviço de Corte e Cobrança                | 684           | 713           | 744           | 776            | 809            | 1%          | 4%                   |
| Inspeções Periódicas                                 | 181           | 187           | 195           | 202            | 210            | 0%          | 4%                   |
| Serviços de Teletendimento                           | 741           | 854           | 924           | 1.009          | 1.115          | 1%          | 11%                  |
| Controle de Qualidade de Leitura, Inspeções e Outras | 1.447         | 1.447         | 1.447         | 1.447          | 1.447          | 1%          | 0%                   |
| Custo de Atendimento ao Cliente                      | 423           | 422           | 421           | 421            | 421            | 0%          | 0%                   |
| Controle de Qualidade de Serviços                    | 244           | 259           | 261           | 264            | 270            | 0%          | 3%                   |
| Outros Serviços Exteriores                           | 11.471        | 11.506        | 11.543        | 11.593         | 11.645         | 11%         | 0%                   |
| Subscrições, documentos e Outros Serviços            | 11.406        | 11.437        | 11.472        | 11.518         | 11.567         | 11%         | 0%                   |
| Colaborações Externas                                | 66            | 69            | 72            | 75             | 78             | 0%          | 4%                   |
| Custo do Pessoal Expatriado                          | -             | -             | -             | -              | -              | 0%          | -                    |
| Outros   | 458           | 454           | 618           | 618            | 618            | 1%          | 8%                   |
| Outros Gastos de Exploração                          | 211           | 210           | 375           | 375            | 375            | 0%          | 15%                  |
| Tributos   | 246           | 243           | 243           | 243            | 243            | 0%          | 0%                   |
| Gastos de GNC  | 10.611        | 11.218        | 12.519        | 12.923         | 13.779         | 13%         | 7%                   |
| <b>DESPESAS DE PESSOAL</b>                           | <b>1.529</b>  | <b>1.569</b>  | <b>1.594</b>  | <b>1.594</b>   | <b>1.594</b>   | <b>2%</b>   | <b>1%</b>            |
| <b>OUTRAS DESPESAS</b>                               | <b>10.422</b> | <b>10.925</b> | <b>11.507</b> | <b>12.276</b>  | <b>12.626</b>  | <b>12%</b>  | <b>5%</b>            |
| Provisões  | 5.542         | 5.807         | 6.084         | 6.348          | 6.361          | 6%          | 4%                   |
| Perdas de Gás  | 4.539         | 4.778         | 5.082         | 5.586          | 5.922          | 6%          | 7%                   |
| Custos de Odorizantes                                | 341           | 340           | 341           | 342            | 343            | 0%          | 0%                   |
| <b>Total OPEX</b>                                    | <b>94.026</b> | <b>94.638</b> | <b>97.371</b> | <b>100.358</b> | <b>103.228</b> | <b>100%</b> | <b>2%</b>            |
| Base de Cliente Projetada                            | 78.709        | 87.653        | 96.985        | 106.720        | 116.871        |             |                      |

Fonte: Elaboração própria com dados fornecidos pela CEG RIO

A CEG RIO projeta elevação significativa da base de clientes para o próximo quinquênio, alcançando 116 mil clientes em 2022, o que representa um aumento de 82% frente ao patamar verificado em 2016. O Gráfico 26 apresenta o indicador de OPEX anual dividido pela base de clientes (R\$/clientes), comparando o OPEX realizado (considerando a evolução da base) com o OPEX projetado na 3ª Revisão Tarifária e o OPEX projetado para o próximo quinquênio, ambos considerando a base de clientes projetada. Nota-se queda deste indicador, dada a elevação acentuada de clientes esperada para os próximos anos.

Gráfico 26. OPEX Realizado versus Projetado por Clientes (valores em R\$ dez/2016)\*



Nota: \* Considerando OPEX realizado pela evolução realizada de clientes e OPEX projetados pela projeção de clientes.

Fonte: Elaboração própria com dados fornecidos pela CEG e Deliberação AGENERSA nº 1.795/2013

## 7.2. Projeção de Perdas

O nível de perdas totais estimada para a concessionária CEG-Rio no período de 2018 a 2022 foi de 0,24% ao ano. Este valor foi muito inferior ao da concessionária CEG e se deve ao fato do mercado da CEG-Rio estar concentrado no segmento termelétrico e grandes indústria. As redes utilizadas para atender este tipo de consumidor são menos extensas e tipicamente apresentam um nível baixo de perdas.

Tendo em vista que a CEG RIO obteve ganhos nos últimos anos (perdas negativas), a Consultoria UFF recomenda por princípios de razoabilidade e eficiência não projetar

perdas para o próximo quinquênio, contestando a projeção da Concessionária de 0,24% ao ano.

Por fim, esta consultoria sugere ao regulador uma revisão da regulação dos aspectos referentes às perdas. A recente elevação do nível de perdas na CEG transformou esta questão num importante item de custos para o suprimento de gás. Ademais, o simples estabelecimento de um limite máximo para todo o mercado não está de acordo com as melhores práticas regulatórias. A análise da experiência internacional demonstrou que é importante impor limites e metas de redução de perdas por segmento de mercado (nível de pressão), de forma que uma eventual expansão do mercado de geração termelétrica não permita mascarar um problema de eficiência no mercado de baixa pressão.

### 7.3. Projeções OPEX – UFF

A projeção dos custos operacionais da CEG RIO apresenta significativa elevação frente aos valores realizados, principalmente em virtude dos maiores gastos operacionais com gás natural comprimido.

Tabela 34. Projeção de Gastos de GNC em Milhões de Reais (2018-2022)

| CEG RIO                                    | Ano               |                   |                   |                   |                   |
|--|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
|  | 2018              | 2019              | 2020              | 2021              | 2022              |
| <b>Volumes (m³)</b>                        |                   |                   |                   |                   |                   |
| CEG Rio - Angra dos Reis                   | 179.384           | 507.960           | 695.634           | 814.877           | 866.804           |
| CEG Rio - Araruama                         | 39.167            | 67.422            | 84.826            | 96.906            | 110.064           |
| CEG Rio - Cachoeiras De Macacu             | 4.902             | 4.855             | 4.906             | 4.955             | 5.014             |
| CEG Rio - Itaperuna                        | 71.705            | 148.628           | 654.702           | 958.357           | 969.366           |
| CEG Rio - Nova Friburgo                    | 151.224           | 941.651           | 2.949.832         | 3.268.715         | 4.498.859         |
| CEG Rio - Saquarema                        | 60.000            | 360.000           | 360.313           | 360.616           | 360.000           |
| CEG Rio - Teresópolis                      | 5.020.068         | 5.128.845         | 5.238.996         | 5.362.617         | 5.918.512         |
| CEG Rio - Petrópolis                       | 11.036.085        | 11.036.085        | 11.036.085        | 11.036.085        | 11.036.085        |
| <b>Total Volume GNC (m³)</b>               | <b>16.562.535</b> | <b>18.195.446</b> | <b>21.025.294</b> | <b>21.903.128</b> | <b>23.764.704</b> |
| Operação Estação de Compressão             | R\$ 0,118         | R\$ 0,203         | R\$ 0,203         | R\$ 0,203         | R\$ 0,203         |
| Transporte                                 | R\$ 7,846         | R\$ 8,368         | R\$ 9,670         | R\$ 10,073        | R\$ 10,929        |
| Operação Estação de Descompressão          | R\$ 2,647         | R\$ 2,647         | R\$ 2,647         | R\$ 2,647         | R\$ 2,647         |
| <b>Total Custos GNC (Milhões de Reais)</b> | <b>R\$ 10,611</b> | <b>R\$ 11,218</b> | <b>R\$ 12,519</b> | <b>R\$ 12,923</b> | <b>R\$ 13,779</b> |

Fonte: Proposta da CEG RIO



A CEG RIO não apresentou metodologia suficientemente detalhada para embasar a sua projeção para o OPEX referente ao GNC. Apenas informa em sua proposta que: “foram considerados neste item custos fixos das bases de compressão e descompressão, R\$ 216,1 e R\$ 330,8 mil reais respectivamente, bem como o custo variável de transporte, correspondente a 0,46 R\$/m<sup>3</sup>.”. A tabela abaixo extraída de sua proposta apresenta o volume de GNC projetado e valores de custos operacionais referentes às estações de compressão e descompressão e ao transporte.

Nota-se que o custo de descompressão apresentado é significativamente maior que o custo de compressão. Como as estações de compressão consomem gás natural no processo de compressão, espera-se que o custo operacional de descompressão seja menor.

A contribuição da ABIVIDRO no processo de Revisão Tarifária em curso, respaldada por análise da consultoria Gas Energy, apresenta proposta alternativa de custo operacional para o GNC, considerando dois cenários distintos de atendimento com *city-gates* mais próximos ou mais distantes. Pode-se observar que os valores indicados para compressão são mais elevados do que para descompressão (expansão).

Figura 2. OPEX para GNC da CEG RIO indicado pela ABIVIDRO

| Cenário CEG RIO     |              |              |              |              |              |
|---------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Milhões de R\$      | 2018         | 2019         | 2020         | 2021         | 2022         |
| Custo de Compressão | 0,12         | 0,20         | 0,20         | 0,20         | 0,20         |
| Custo de Transporte | 7,85         | 8,37         | 9,67         | 10,07        | 10,93        |
| Custo de Expansão   | 2,64         | 2,65         | 2,65         | 2,65         | 2,65         |
| <b>Total</b>        | <b>10,61</b> | <b>11,22</b> | <b>12,52</b> | <b>12,92</b> | <b>13,78</b> |

| Cidade consumidora |              |     | PE | Distância (km) |
|--------------------|--------------|-----|----|----------------|
| Angra dos Reis     | Pirai        | 103 |    |                |
| C. de Macacu       | Duque de Cx. | 90  |    |                |
| Nova Friburgo      | UTE M.Lago   | 120 |    |                |
| Sequarema          | Geapimirim   | 146 |    |                |
| Teresópolis        | Duque de Cx  | 66  |    |                |

| Cenário assumido pela GE  |             |             |             |             |             |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Cálculo dos Custos para a situação de city-gates mais distantes |             |             |             |             |             |
| Milhões de R\$  | 2018        | 2019        | 2020        | 2021        | 2022        |
| Custo de Compressão   | 0,81        | 0,96        | 1,23        | 1,29        | 1,52        |
| Custo de Transporte   | 2,99        | 3,17        | 3,44        | 3,50        | 3,25        |
| Custo de Expansão   | 0,28        | 0,30        | 0,35        | 0,37        | 0,40        |
| <b>Total</b>  | <b>4,07</b> | <b>4,43</b> | <b>5,03</b> | <b>5,15</b> | <b>5,16</b> |

Fonte: Contribuição da ABIVIDRO para CEG RIO, 4ª Revisão Tarifária

Tendo em vista a relevância do GNC para a expansão da CEG RIO nos próximos anos e as incoerências nos dados apresentados pela Concessionária em sua proposta, a

Consultoria UFF necessita de reuniões adicionais antes de apresentar projeção alternativa. Por este motivo, a proposta da Consultoria UFF para os custos operacionais da CEG RIO apresentada adiante tem caráter preliminar e considera, por hora, os valores apresentados pela CEG RIO para o GNC.

Para os demais gastos operacionais projetados, considera-se prudente aprovar as projeções da CEG RIO referentes aos gastos com manutenção e conservação da rede, bem como outras despesas de caráter administrativo.

Entretanto, dado o crescimento projetado para a base de clientes da CEG RIO e o histórico recente observado (2013-2016), a Consultoria UFF avalia que alguns itens específicos apresentam elevação sem fundamentação, não correlacionada com a expansão esperada para o mercado.

Em relação à projeção da Concessionária, além dos gastos com GNC que serão analisados no próximo relatório e dos gastos com perdas que foram refutados, as seguintes despesas foram contestadas:

- Consultorias e Outros Serviços
- Publicidade, Propaganda e Relações Públicas
- Leitura de Medidores e Envio de Faturas
- Serviços de Teleatendimento
- Subscrições, documentos e Outros Serviços

Os gastos operacionais devem acompanhar, em algum grau, o crescimento da base de clientes da concessão. As despesas assinaladas apresentam crescimento desproporcional e injustificado, razão pela qual se recomenda considerar uma expansão futura atrelada ao crescimento esperado da base de clientes sinalizada pela própria CEG RIO.

Para tanto, deve-se levar em conta o crescimento observado nos últimos anos das despesas em análise vis-à-vis ao crescimento da base de clientes no período, obtendo-se uma sensibilidade histórica entre evolução do gasto e crescimento da base de clientes. Esta sensibilidade representa uma elasticidade clientes-custo que é aplicada ao crescimento esperado da base de clientes futura para gerar a projeção do gasto específico. A seguinte metodologia foi empregada para projetar os gastos operacionais acima indicados:

- Correção dos valores históricos pelo IGPM do período até dezembro de 2016;

- Cálculo da elasticidade cliente-custo de cada gasto para o período passado (2013-2016): *elasticidade =  $\Delta\%$  do gasto /  $\Delta\%$  da base de clientes*;
- Projeção do crescimento da base de clientes, contrastando o valor inicial de 2018 com o valor observado em 2016;
- Aplicação da projeção de clientes ponderada pela elasticidade cliente-custo para os anos do próximo quinquênio, utilizando como base o valor observado em 2016.

A Tabela 35 apresenta os valores propostos para CEG RIO. Sem considerar a avaliação do GNC, a Consultoria UFF propõe preliminarmente redução de 11% do OPEX projetado para o próximo quinquênio.



Tabela 35. Projeção de OPEX – UFF

|  | 2018          | 2019          | 2020          | 2021          | 2022          | SOMA           |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|----------------|
| <b>DESPESAS OPERACIONAIS</b>                         | <b>76.758</b> | <b>76.872</b> | <b>79.009</b> | <b>81.152</b> | <b>83.543</b> | <b>397.333</b> |
| Aluguéis   | 1.237         | 1.237         | 1.237         | 1.237         | 1.237         | 6.186          |
| Manutenção e Conservação                             | 9.419         | 9.494         | 9.498         | 9.755         | 9.765         | 47.931         |
| Bens Imóveis e Construções                           | 654           | 654           | 654           | 654           | 654           | 3.271          |
| Equipamento de Informática                           | 2             | 2             | 2             | 2             | 2             | 11             |
| Veículos   | 88            | 88            | 88            | 88            | 88            | 438            |
| Instalações Técnicas                                 | 6.316         | 6.335         | 6.337         | 6.593         | 6.601         | 32.182         |
| Outro Imobilizado                                    | 2.359         | 2.415         | 2.416         | 2.418         | 2.420         | 12.028         |
| Utilidades e Serviços                                | 4.239         | 3.966         | 3.997         | 3.999         | 4.003         | 20.204         |
| Energia Elétrica, Água, Gás e Combustíveis           | 3.174         | 2.858         | 2.858         | 2.858         | 2.858         | 14.607         |
| Telefone e Outras Comunicações                       | 543           | 571           | 600           | 600           | 600           | 2.912          |
| Correio  | 483           | 497           | 498           | 499           | 503           | 2.479          |
| Material de Escritório                               | 27            | 27            | 28            | 29            | 29            | 140            |
| Outros   | 13            | 13            | 13            | 13            | 13            | 65             |
| Serviços Gerais e Corporativos                       | 9.094         | 9.122         | 9.149         | 9.149         | 9.149         | 45.664         |
| Serviços Gerais                                      | 1.514         | 1.561         | 1.605         | 1.605         | 1.605         | 7.891          |
| Serviços Corporativos                                | 7.061         | 7.042         | 7.024         | 7.024         | 7.024         | 35.176         |
| Cotas de Associações                                 | 519           | 519           | 519           | 519           | 519           | 2.597          |
| Serviços Profissionais Independentes                 | 4.409         | 2.805         | 2.024         | 2.079         | 2.136         | 13.483         |
| Auditorias   | 115           | 115           | 114           | 114           | 114           | 572            |
| Acessorias Técnicas                                  | 13            | 14            | 15            | 15            | 15            | 71             |
| Jurídicos  | 3.760         | 2.104         | 1.270         | 1.270         | 1.270         | 9.674          |
| Consultorias e Outros Serviços                       | 520           | 572           | 625           | 680           | 737           | 3.135          |
| Publicidade, Propaganda e Relações Públicas          | 2.797         | 2.992         | 3.187         | 3.383         | 3.581         | 15.941         |
| Seguros  | 413           | 412           | 411           | 411           | 411           | 2.056          |
| Despesas de Viagem, Transporte e Fretes              | 99            | 100           | 102           | 105           | 108           | 514            |
| Despesas de Viagem                                   | 42            | 42            | 42            | 43            | 44            | 213            |
| Transportes e Fretes                                 | 56            | 58            | 60            | 62            | 64            | 301            |
| Gastos de Atividade Comercial                        | 17.938        | 18.606        | 19.392        | 20.206        | 21.052        | 97.194         |
| Gastos Serviço a Cliente                             | 6.641         | 6.978         | 7.306         | 7.642         | 7.987         | 36.555         |
| Leitura de Medidores e Envio de Faturas              | 3.050         | 3.302         | 3.557         | 3.817         | 4.081         | 17.807         |
| Gestão de Serviço de Corte e Cobrança                | 684           | 713           | 744           | 776           | 809           | 3.725          |
| Inspecões Periódicas                                 | 181           | 187           | 195           | 202           | 210           | 975            |
| Serviços de Teleatendimento                          | 613           | 648           | 682           | 716           | 750           | 3.409          |
| Controle de Qualidade de Leitura, Inspecões e Outras | 1.447         | 1.447         | 1.447         | 1.447         | 1.447         | 7.235          |
| Custo de Atendimento ao Cliente                      | 423           | 422           | 421           | 421           | 421           | 2.107          |
| Controle de Qualidade de Serviços                    | 244           | 259           | 261           | 264           | 270           | 1.297          |
| Outros Serviços Exteriores                           | 9.403         | 9.488         | 9.568         | 9.644         | 9.717         | 47.821         |
| Subscrições, documentos e Outros Serviços            | 9.338         | 9.419         | 9.496         | 9.570         | 9.640         | 47.462         |
| Colaborações Externas                                | 66            | 69            | 72            | 75            | 78            | 358            |
| Custo do Pessoal Expatriado                          | 0             | 0             | 0             | 0             | 0             | 0              |
| Outros   | 458           | 454           | 618           | 618           | 618           | 2.765          |
| Outros Gastos de Exploração                          | 211           | 210           | 375           | 375           | 375           | 1.546          |
| Tributos   | 246           | 243           | 243           | 243           | 243           | 1.219          |
| Gastos de GNC  | 10.611        | 11.218        | 12.519        | 12.923        | 13.779        | 61.049         |
| <b>DESPESAS DE PESSOAL</b>                           | <b>1.529</b>  | <b>1.569</b>  | <b>1.594</b>  | <b>1.594</b>  | <b>1.594</b>  | <b>7.881</b>   |
| <b>OUTRAS DESPESAS</b>                               | <b>5.883</b>  | <b>6.147</b>  | <b>6.425</b>  | <b>6.691</b>  | <b>6.704</b>  | <b>31.850</b>  |
| Provisões  | 5.542         | 5.807         | 6.084         | 6.348         | 6.361         | 30.142         |
| Perdas de Gás  | 0             | 0             | 0             | 0             | 0             | 0              |
| Custos de Odorizantes                                | 341           | 340           | 341           | 342           | 343           | 1.707          |
| <b>Total OPEX</b>                                    | <b>84.170</b> | <b>84.588</b> | <b>87.028</b> | <b>89.436</b> | <b>91.841</b> | <b>437.064</b> |
| Diferença OPEX CEG RIO                               | 90%           | 89%           | 89%           | 89%           | 89%           | 89%            |
| Base de Cliente Projetada                            | 78.709        | 87.653        | 96.985        | 106.720       | 116.871       |                |

Fonte: Elaboração própria com base em dados fornecidos pelas CEG RIO

## 8. Referências:

- ABEGÁS. (2017). Bahiagás recebe cinco propostas de oferta de gás. Acesso em 15 de Dezembro de 2017, disponível em ABEGÁS: <http://www.abegas.org.br/Site/?p=65150>
- AKAIKE, H. A new look at the statistical model identification. *IEEE Transactions on Automatic Control*, v.19, n.6, p.716-723, 1974.
- ALMEIDA, E., LOSEKANN, L., VITTO, W., NUNES, L., BOTELHO, F., & COSTA, F. (2017). Gás do Pré-Sal: Oportunidades, Desafios e Perspectivas. Texto para Discussão, Cooperação e Pesquisa IBP – UFRJ. Acesso em 22 de Novembro de 2017, disponível em Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis: <https://www.ibp.org.br/observatorio-do-setor>
- ANEEL (2013). Nota Técnica nº 452/2013-SRE/ANEEL.
- ANEEL (2015). Nota Técnica nº 22/2015-SGT/ANEEL.
- ANEEL (2017). Metodologia e critérios gerais para definição do custo de capital a ser utilizado no cálculo da taxa de remuneração dos investimentos das concessionárias de transmissão de energia elétrica Nota Técnica nº 161/2017-SRM/ANEEL.
- ANP (2006). “Metodologia de cálculo do custo médio ponderado de capital aplicável a atividade de transporte de gás natural no Brasil”. Nota Técnica nº 027/2006-SCM, Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural.
- ANP (2017). Anuário Estatístico 2017. Acesso em 19 de janeiro de 2018, disponível em Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/publicacoes/anuario-estatistico/3819-anuario-estatistico-2017>
- ARAÚJO, J. L. (2001). Modelos de formação de preços na regulação de monopólios. *Econômica*, v3, n.1, p. 35-66.
- Associação Portuguesa das Empresas de Gás Natural – AGN (2015). Estudo sobre modelos e níveis de remuneração de ativos no Setor do Gás Natural – Relatório Final. Sociedade de Consultores Augusto Mateus & Associados.

- BAHIAGÁS. (2017). Chamada Pública abre oportunidade para produtores de gás natural. Acesso em 15 de Dezembro de 2017, disponível em Governo do Estado da Bahia: <http://www.bahiagas.com.br/chamada-publica-abre-oportunidade-para-produtores-de-gas-natural/>
- BOX, G. E. P.; JENKINS, G. M. (1976) Time series analysis: Forecasting and control. San Francisco: Holden-Day.
- BOX, G. E.; JENKINS, G. M.; REINSEL, G. C. (2008) Time series analysis: forecasting and control. John Wiley & Sons.
- CANAZIO, A. (2016). Petrobras: Total terá participação em térmicas e acesso ao terminal de GNL na Bahia. Acesso em 09 de Fevereiro de 2018, disponível em Agência Canal Energia: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/36487516/petrobras-total-tera-participacao-em-termicas-e-acesso-ao-terminal-de-gnl-na-bahia>
- CNI (2018). Gás Natural: Uma Agenda Para A Competitividade. Disponível em: <https://poder360.com.br/wp-content/uploads/2018/06/28-GAS-NATURAL-ELEICOES-2018.pdf>
- CNI. (2016). Reestruturação do setor de gás natural : uma agenda regulatória. Acesso em 22 de Novembro de 2017, disponível em Confederação Nacional da Indústria: [https://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/18197/reestruturacao\\_do\\_setor\\_de\\_gas\\_natural.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/18197/reestruturacao_do_setor_de_gas_natural.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
- COPELAND, T. E.; WESTON, J. F. (1988). Financial Theory and Corporate Policy. 3rd Ed. EUA: Addison Wiley Publishing Company.
- DAMODARAM, A. (2009). Avaliação de Investimentos. 2ª ed. Qualimark Editora.
- DAMODARAN, A. (2018). Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications – The 2018 Edition.
- DICKEY, D. A.; FULLER, W. A. (1979). Distribution of the estimators for autoregressive time series with a unit root. Journal of the American statistical association, v. 74, n. 366a, p. 427-431.
- ENARGAS (2016). Lineamientos para la determinacion del costo de capital de licenciatarias de distribucion y transporte de gas natural em Argentina. Informe elaborado para ENARGAS por Delta Finanzas S.A.



- EU – European Commission (2015). “Study on tariff design for distribution systems”.
- G1. (2016). Obras da termoeletrica de Sergipe terao inicio em julho. Acesso em 09 de Fevereiro de 2018, disponível em G1: <http://g1.globo.com/se/sergipe/noticia/2016/05/obras-da-termoeletrica-de-sergipe-terao-inicio-em-julho.html>
- GARDNER, G.; HARVEY, A. C.; PHILLIPS, G. D. A. (1980). Algorithm AS 154: An algorithm for exact maximum likelihood estimation of autoregressive-moving average models by means of Kalman filtering. *Journal of the Royal Statistical Society. Series C (Applied Statistics)*, v.29, n.3, p.311-322.
- JOSKOW, P. (2014). Incentive Regulation in Theory and Practice: Electricity Distribution and Transmission Networks. In: ROSE, N. “Economic Regulation and Its Reform: What have we learned?”. National Bureau of Economic Research. University of Chicago Press.
- MME (2017). Princípios para atuação governamental no setor elétrico.
- MME. (2018). Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. Acesso em 07 de Janeiro de 2018, disponível em Ministério de Minas e Energia: <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>
- MONTGOMERY, D. C.; JENNINGS, C. L.; KULAHCI, M. (2008) Introduction to time series analysis and forecasting. John Wiley & Sons.
- SCHWARZ, G. (1978) Estimating the dimension of a model. *The Annals of Statistics*, v.6, n.2, p.461-464.
- STERN, J. (2013). The role of the regulatory asset base as an instrument of regulatory commitment. CCRP Working Paper Series, No. 22. Centre for Competition and Regulatory Policy (CCRP), City University London.
- TEIXEIRA, P. A. (2017). Prumo Logística assina termos de compromisso com BP e Siemens para UTE do Açu. Acesso em 09 de Fevereiro de 2018, disponível em Agência CANAL ENERGIA: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53023001/prumo-logistica-assina-terminos-de-compromisso-com-bp-e-siemens-para-ute-do-acu>.

VISCUSI, W. K.; VERNON, J. M.; HARRINGTON JR., J. E. (2005) “Economics of Regulation and Antitrust”, 4th Edition, MIT Press.

ZANARDO, C. (2015). Projeto ALPHA – rota 4: desafios para desenvolvimento de infraestrutura. Apresentação realizada no 16 Seminário de Gás Natural. Instituto Brasileiro de Petróleo. Rio de Janeiro.

## **ANEXOS CEG RIO**

### **Descrição e análise gráfica dos indicadores financeiros**

1. Endividamento total - Utilizado para identificar a proporção de ativos que uma Companhia possui, mas que estão financiados por recursos de terceiros, ou seja, por dívidas que devem ser liquidados em data futura.
2. Endividamento de curto prazo – Indica o nível de exigibilidade de curto prazo do endividamento. Não existe uma regra geral para determinar qual o ideal para este índice, mas quando menor for o mesmo significa maior “folga” em relação às dívidas e compromissos existentes.
3. Evolução do índice de endividamento - Indica quanto do Patrimônio Líquido da Companhia está aplicado no Ativo Permanente, ou seja, quanto do Ativo Permanente da Companhia é financiado pelo seu Patrimônio Líquido. Evidencia, dessa forma, a maior ou menor dependência de recursos de terceiros para manutenção dos negócios.
4. Evolução do índice de participação do capital próprio - Retrata o grau de endividamento da Companhia em comparação com as dívidas financeiras, devidas por empréstimos e financiamentos, demonstradas nos passivos circulante e não circulante.
5. Evolução do índice de endividamento geral - Demonstra a proteção dos credores contra insolvência e a capacidade de obtenção de financiamento adicional, tendo em vista o aproveitamento de oportunidades de investimento.
6. Imobilização do capital próprio - Representa quanto do Patrimônio Líquido, em termos percentuais, está alocado em ativos não circulantes, exceto realizável em longo prazo.

7. Evolução do índice de imobilização dos recursos permanentes - Retrata o quanto de capital próprio (PL) e capital de terceiros (empréstimos e financiamentos) está investido em ativos não circulantes, exceto realizável em longo prazo.
8. Evolução do índice de liquidez corrente - Demonstra a capacidade de pagamento da Companhia no curto prazo.
9. Evolução do índice de liquidez imediata - Demonstra a capacidade de pagamento da Companhia considerando apenas os valores registrados como caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras.
10. Índice de cobertura dos juros - Indica a capacidade da Companhia de efetuar pagamentos de juros previstos em contratos, tendo como parâmetro o resultado operacional apresentado na demonstração de resultados.
11. Índice de cobertura de dívidas - Indica a capacidade da Companhia de efetuar pagamentos de curto prazo a partir de recursos gerados pelo fluxo de caixa operacional.
12. Grau da alavancagem operacional - Indica a capacidade que a Companhia possui, de acordo com a sua estrutura de custos fixos, para implementar um aumento nas vendas e gerar um incremento nos resultados, ou, para diminuir as vendas e produzir uma redução nos resultados.
13. Grau da alavancagem financeira – Mede a capacidade da empresa impulsionar sua situação financeira, inclusive com recursos de terceiros.
14. Grau da alavancagem total - Determinada em função da relação existente entre as Receitas Operacionais e o Lucro Antes de Juros e Imposto de Renda (LAJIR).
15. Necessidade de capital de giro - Demonstra a necessidade por capital que vem do ciclo operacional da Companhia.
16. Capital de giro disponível - Corresponde a recursos de longo prazo e permanentes necessários para o giro das operações da Companhia.
17. Prazo médio de estocagem - Apura quantos dias, em média, os recursos de curto prazo ficam alocados em estoque (matérias primas, produtos em processamento e produtos acabados).



18. Prazo médio de recebimento - Compreende a razão entre o volume de contas a receber (CR) e as vendas médias diárias (obtidas por meio do volume global de vendas ou receita operacional bruta dividido pelo número de dias no ano).
19. Prazo médio de pagamentos operacionais - Compreende a razão entre contas a pagar (CP) e as vendas médias diárias (obtido por meio do volume global de vendas ou receita operacional bruta dividido pelo número de dias no ano). Ele apura quantos dias, em média, os recursos de curto prazo ficam alocados em contas a pagar, ou seja, quantos dias a Companhia usa recursos dos fornecedores para se financiar.
20. Ciclo financeiro - Indica o período em que a Companhia fica a descoberto, tendo que financiar suas operações com recursos próprios.
21. Ciclo operacional - Índica o período em que a Companhia demanda para produzir, vender e receber recursos provenientes as suas atividades operacionais.
22. Saldo de tesouraria - Demonstra se a Companhia tem dinheiro suficiente para lidar com obrigações financeiras de curto prazo, sem reduzir os recursos alocados no ciclo operacional.