

**CONTRIBUIÇÕES DA ABIVIDRO À CONSULTA PÚBLICA Nº 05 DE 2018 DA
AGÊNCIA REGULADORA DE ENERGIA E SANEAMENTO BÁSICO DO ESTADO DO
RIO DE JANEIRO – AGENERSA**

4ª REVISÃO TARIFÁRIA QUINQUENAL – CEG-RIO

I- Preâmbulo

A Associação Técnica Brasileira das Indústrias Automáticas de Vidro – “ABIVIDRO” – congrega empresas dedicadas à fabricação automática de vidro no país, reunindo uma parcela relevante de consumidores de gás natural no âmbito industrial.

Em razão da abissal importância do preço desse insumo para a produção da atividade-fim de seus associados, a ABIVIDRO tem grande interesse na fiscalização e ciência da composição das tarifas de gás natural, em especial aquelas devidas em função da atuação da Concessionária CEG-Rio (doravante denominada simplesmente como “CEG-Rio” ou “Concessionária”).

Nobilitando a abertura da Consulta Pública nº 05/2018, por parte da AGENERSA, a ABIVIDRO, respeitosamente, oferta suas contribuições relativas às premissas e metodologias inseridas no Relatório Geral da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas 2018-2022, publicado na página eletrônica dessa agência.

Inicialmente, cumpre destacar que a ABIVIDRO contesta a ausência de divulgação precisa de dados imprescindíveis para a plena avaliação da proposta de revisão tarifária aplicável. Dentre referidos dados, destacam-se as informações relativas à projeção de custos de suprimento de gás e dos custos de transporte correlacionados. Referidas variáveis geram impactos diretos na tarifa final cobrada dos consumidores, de forma que sua obscuridade, conforme tratado na Seção IV a seguir, impede a análise de eficiência praticada pela Concessionária Pública.

Por fim, é imprescindível pontuar que a indústria local, incluindo a vidreira, enfrentou, nos últimos tempos, uma profunda crise econômica. Não obstante presente, neste momento, tímidos sinais de recuperação, o cenário ainda não é próprio para que preocupações relativas às tarifas das distribuidoras sejam minimizadas.

Numa perspectiva mundial, a competitividade das indústrias gás-intensivas do Brasil é fortemente afetada caso não haja correção e austeridade na avaliação das tarifas desse insumo.

Nesse contexto, os agentes da cadeia de produção e comercialização de gás natural no país estudam alternativas para um novo arranjo

industrial/comercial/legislativo com vistas ao incremento da competição, ao desenvolvimento prudente das malhas e a transparência do setor.

Pleiteia-se, assim, que essa agência reguladora cumpra com suas atribuições insculpidas no art. 4º da Lei 4.556 de 06 de junho de 2005, em especial a aplicação da modicidade tarifária, a primazia pela eficiência e economicidade dos serviços e o zelo ao Contrato de Concessão e à legislação correlata.

Para subsidiar a análise técnica do Relatório Geral da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas 2018-2022, a ABIVIDRO anexa ao final da presente contribuição uma apresentação elaborada pela empresa de consultoria Gas Energy, parte integrante desta contribuição para todos os fins. Nesse sentido, para maiores informações e justificativas de ordem técnica, a ABIVIDRO pleiteia seja feita uma avaliação detida do conteúdo deste anexo.

II- Elementos da Revisão

a. Data Base

O primeiro ponto que merece destaque, relaciona-se aos valores utilizados como base para as correntes revisões tarifárias (foram empregados dados de dezembro de 2016).

A fim de evitar distorções relativas aos montantes efetivamente realizados pela Concessionária em 2017, sugerimos que a data-base contemple os valores de dezembro de 2017, para a presente revisão. Essa medida conferirá maior precisão e atualidade aos cálculos em comento.

b. Taxa de Remuneração de Capital

Sobre esse aspecto, a ABIVIDRO sugere uma revisão imediata da metodologia utilizada pela Concessionária.

Em primeiro lugar, referida sistemática não está em linha com as práticas utilizadas por outras concessionárias públicas, com base em coerentes noções regulatórias específicas à cadeia do gás natural.

Em segundo plano, não há nenhum impeditivo contratual para a atualização da metodologia dessa variável, para que se adeque a uma taxa de remuneração mais

pertinente, ou seja, que não superestime os ganhos da distribuidora em detrimento dos consumidores.

Em terceiro lugar, a metodologia utilizada por esta agência não leva em consideração a alavancagem a partir do endividamento, o que aumenta o retorno percebido pelas concessionárias. Dessa forma, não há razões para sustentar uma elevação de 25% na TRC do próximo ciclo.

Por fim, observa-se que a TRC proposta no ciclo anterior é muito superior aos valores usuais do mercado. Isso demonstra que os parâmetros usados pela CEG-Rio estão em total desacordo com a função de delegação para prestação de um serviço público por ela exercido.

A seguir, a ABIVIDRO apresenta sua sugestão para este tópico:

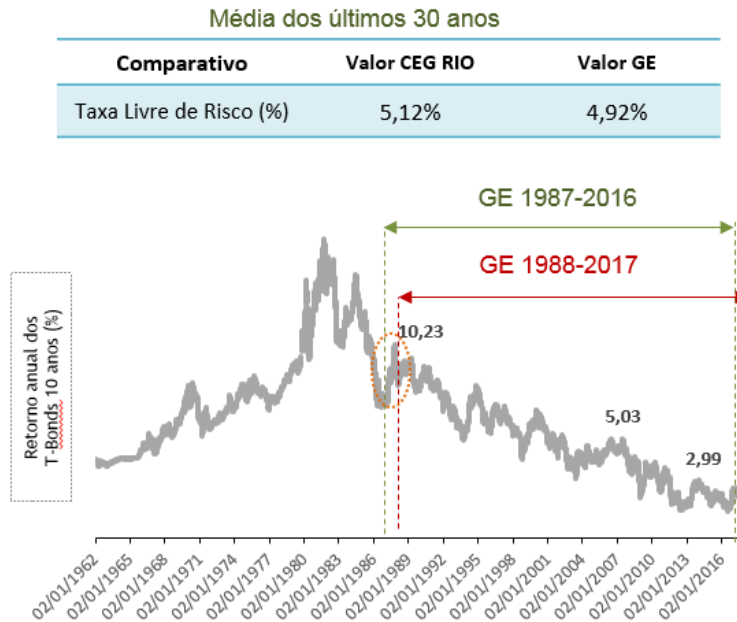
Índice	Critério	Valor GE	Valor CEG
Taxa Livre de Risco (rl)	T. Bound de 10 anos - média dos retornos anuais de 1988 a 2017	4,92%	5,12%
Cálculo do Beta (β)	Beta desalavancado	0,71	0,737
Prêmio de Risco	S&P 500 - média dos retornos anuais de 1988 a 2017	7,24%	6,94%
Risco Brasil	EMBI+BR mediana de 2002 a 2017	2,61%	4,04%
Inflação Norte Americana	CPI US média de 2015 a 2017	2,41%	1,82%
Taxa de Remuneração Nominal		12,67%	14,27%
Taxa de Remuneração Real		10,02%	12,23%

Fonte: Consultoria Gas Energy.

i. Taxa Livre de Risco

Acerca desta variável, a ABIVIDRO ressalta sua divergência com relação ao valor proposto pela CEG-Rio, que contemplou um intervalo entre 1987 e 2016 para análise do comportamento dos títulos norte-americanos.

A ABIVIDRO entende que a metodologia utilizada pela ANEEL na regulação de uma miríade de empresas do setor energético deve ser replicada. No entanto, o intervalo mais adequado seria aquele entre 1988 a 2017, em linha com as disposições descritas no item 'a' desta contribuição.



Fonte: Consultoria Gas Energy.

Vale ressaltar que na revisão anterior, a CEG-Rio sugeriu a adoção de um horizonte de 10 anos apenas. No entender da ABIVIDRO, este intervalo não confere o detalhamento necessário para avaliar o comportamento histórico deste componente.

ii. Beta

Assim como para o caso da taxa livre de risco, o mercado americano também é utilizado como referência para a definição da variável Beta.

Com base em dados de janeiro de 2018 de uma amostra de 16 empresas norte americanas do setor de distribuição de óleo e gás, o valor do índice β desalavancado foi de 0,71¹.

Como o modelo utilizado pela CEG-Rio é o CAPM, ou seja, prevê apenas a taxa de remuneração do capital próprio sem considerar o capital de terceiros, não há necessidade de realavancar o índice β .

Assim, a ABIVIDRO apresenta sua consideração sobre esta variável na tabela a seguir:

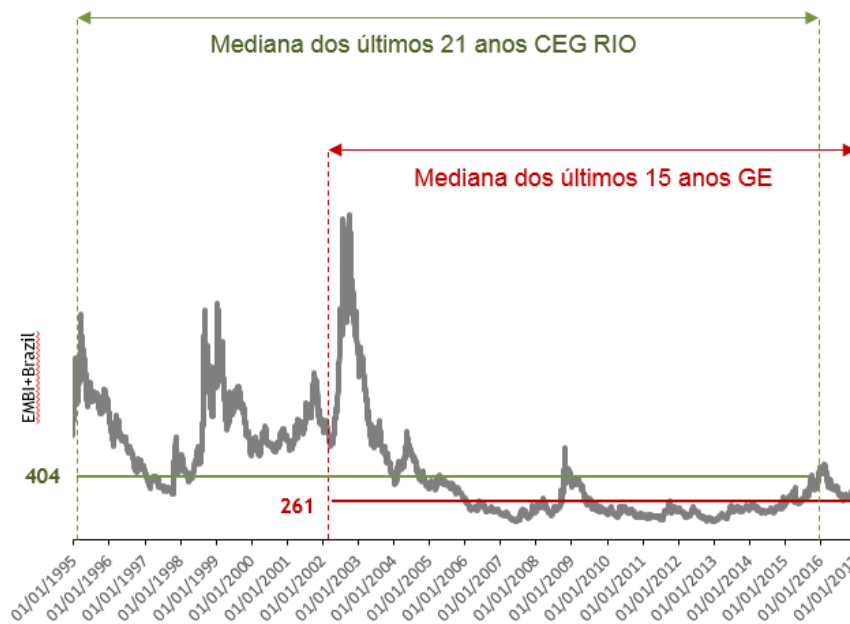
¹ Montante calculado com base em DAMODARAN, Aswath.

Comparativo	Valor CEG RIO	Valor GE	Comgás ¹
Cálculo do Beta (β)	0,737	0,710	0,39

Fonte: Consultoria Gas Energy.

iii. Risco Brasil

A ABIVIDRO sugere que se utilize um horizonte temporal de não mais que 15 (quinze) anos, para, além de garantir maior previsibilidade com o futuro próximo que ora se debate, guardar relação e consistência com práticas bem-sucedidas da ANEEL.

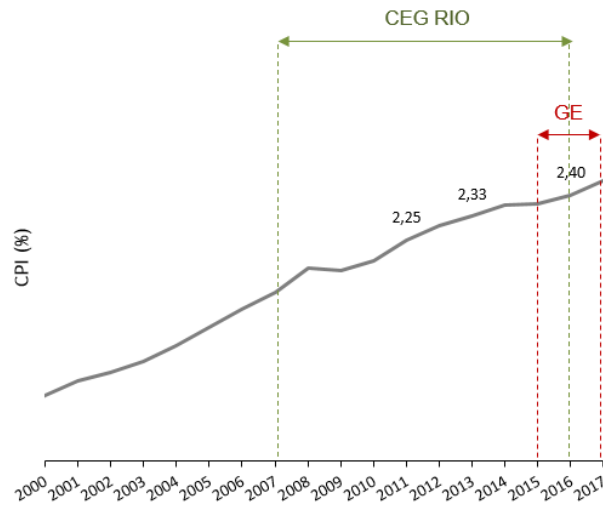


Fonte: Consultoria Gas Energy.

iv. Inflação americana

A janela utilizada para o desconto da taxa da inflação americana é extensa e impede noções realísticas acerca de expectativas futuras.

Assim, sugere-se a adoção de um intervalo de 3 (três) anos, tal como é praticado pela ANEEL.



Fonte: Consultoria Gas Energy.

c. Demanda

As projeções de demanda propostas pela Concessionária parecem ter sido pinçadas a partir de escolhas aleatórias, sem consistência com o histórico recente e sem bases realistas para o ciclo futuro.

Ademais, não se verifica na proposta da CEG-Rio correlações com prudência nos investimentos. Se não há aumento de volume, os investimentos mostram-se inconsistentes.

Nota-se que a proposta da CEG-Rio para a 3ª Revisão Tarifária no tocante à demanda foi muito aquém do que de fato ocorreu em referido quinquênio.

A premissa considerada pela distribuidora para o próximo ciclo é de estagnação do consumo para o segmento industrial. Ocorre que o mercado todo espera, ainda que paulatinamente, uma retomada da atividade econômica, amparada, inclusive, nas recentes (e vindouras) quedas das taxas de juros de mercado.

Assim, a ABIVIDRO entende que a expectativa de montante da demanda proposta está subestimada e não se encontra lastreada em fundamentos históricos e técnicos resolutos para sua escolha. Dessa forma, sugere a adoção dos parâmetros a seguir:

Demanda (mil m ³ /dia)	2016	2017*	2018	2019	2020	2021	2022
<i>Residencial</i>	13	15	18	22	26	31	38
<i>Comercial</i>	9	10	12	13	15	18	20
<i>Automotivo</i>	533	556	579	604	629	655	683
<i>Cogeração</i>	0	0	1,5	3,2	5,4	8,3	9,7
<i>Industrial</i>	1.517	1.694	1.733	1.773	1.814	1.855	1.898
<i>Termelétrico</i>	4.244	5.864	6.210	6.210	6.210	6.210	6.210

Fonte: Consultoria Gas Energy.

Em derradeiro, a ABIVIDRO suscita preocupações relativas ao ressarcimento aos consumidores com relação à absoluta imprecisão/falha na projeção de demanda do ciclo anterior, que impactou sobremaneira o cálculo da margem autorizada na revisão passada. Caso isso se repita, a agência estará dando guarida para que a margem da distribuidora seja calculada com base em premissas irreais, que afastam o atendimento ao princípio da modicidade tarifária.

Em vista disso, essa Associação sugere a adoção de mecanismos anuais de compensação em favor dos consumidores, para corrigir erros de projeção de demanda por parte da Concessionária.

d. Custos Operacionais

A ABIVIDRO ressalta novamente a ausência de informações detalhadas com relação aos custos operacionais da CEG-Rio. É possível observar apenas que os custos estão em patamares superiores aos da última revisão, acima, inclusive, da inflação do período.

A tendência que se espera para essa variável é a de decréscimo, em função do alcance da maturidade dos serviços e das implicações relativas a escala operacional e busca de eficiência.

A ABIVIDRO sugere, para esse tópico, a adoção de métodos de *benchmarking*, utilizados amplamente no mundo por uma série de agências reguladoras. Referidos métodos incluem a comparação dos custos incorridos por outras concessionárias e a definição de fronteiras de eficiência (que utilizam empresas com melhor relação custo *versus* produtividade como referência). Neste último caso, a definição das fronteiras é baseada em técnicas de programação linear ou em análises estatísticas e foram empregados, por exemplo, pela ANEEL como parâmetro nas respectivas revisões.

Em vista disso, pleiteia-se a aferição, por parte da agência reguladora, do histórico detalhado de custos operacionais da concessionária (considerando aqueles diretamente vinculados aos serviços prestados) para avaliação da projeção atual.

Além disso, a ABIVIDRO aproveita a oportunidade para ressaltar que custos com construção de ramais específicos devem ser alocados exclusivamente para os consumidores que deles se beneficiarão, nos termos do Contrato de Concessão em vigor e da legislação correlata.

No que se refere ao OPEX, a ABIVIDRO sugere a adoção da metodologia empregada pela ANEEL, que prima pelo incremento de eficiência da concessionária, em linha com as determinações legais vigentes. Referida metodologia relaciona-se à utilização do Componente T (fator de ajuste), nos moldes em debate por esta agência ou conforme metodologia do chamado Fator X (utilizado pela agência reguladora do Estado de São Paulo, com base em premissas internacionais, primando pela busca da eficiência operacional).

Nota-se que referido componente deveria ter sido aplicado nas revisões anteriores, dada sua evidente adequação no que se refere aos ditames de eficiência insculpidos na legislação aplicável às concessionárias de serviço público, em especial àquelas que atuam na cadeia de distribuição de gás natural.

Por fim, a ABIVIDRO ressalta sua discordância com relação à proposta da CEG-Rio para os custos operacionais, em função de:

- (i) uma indevida/incongruente elevação dos patamares propostos,
- (ii) dissonância com relação à projeção de demanda acima referida (que prevê um cenário de estagnação econômica para o próximo ciclo),
- (iii) distanciamento a qualquer fronteira de eficiência, e
- (iv) confronto com noções relativas a ganho de escala inerentes a indústrias de rede (após um determinado nível de custos, o aumento na produção não ocasiona um aumento proporcional no OPEX).

Por fim, insta ressaltar que a auditoria acerca dos custos operacionais de 2016 incorridos pela CEG-Rio não foi devidamente publicada, de forma que a ABIVIDRO não logra avaliar sua dimensão de forma precisa.

Proposta CEG RIO

Milhões R\$	2018	2019	2020	2021	2022
Custos com GNC	10,61	11,22	12,52	12,92	13,78
Custos Restantes	83,42	83,42	84,85	87,44	89,45
Custos Operacionais	94,03	94,64	97,37	100,36	103,23

Em processo regulatório realizado em 2015, a Agerensa deliberou¹ sobre a aplicação ou não de um Fator X sobre os custos operacionais das distribuidoras CEG e CEG RIO, decidindo que após o 4º Ciclo Tarifário, o método escolhido deveria ser aplicado. Ponderou, contudo, que um aditivo contratual deveria ser firmado para garantir as bases legais de sua aplicação.

Os patamares requeridos para este que poderá ser o último ciclo sem aplicação obrigatória de um fator formal de eficiência, sugerem a busca por definir previamente o maior nível possível de custos, ainda que sem bases que o sustentem. Além de combater a prática de ações desarrazoáveis contra os consumidores, é papel da Agência garantir níveis de custo prudentes e ajustados à real necessidade operacional da concessão do serviço.

Considerando os parâmetros corrigidos pela Gas Energy de forma integral, o impacto desta revisão nos custos operacionais acarretaria em uma redução na margem de aproximadamente 9%.

Proposta Gas Energy

Milhões R\$	2018	2019	2020	2021	2022
Custos com GNC	4,07	4,43	5,03	5,15	5,16
Custos Restantes	68,18	67,04	65,92	64,82	63,74
Custos Operacionais	72,25	71,47	70,95	69,98	68,90

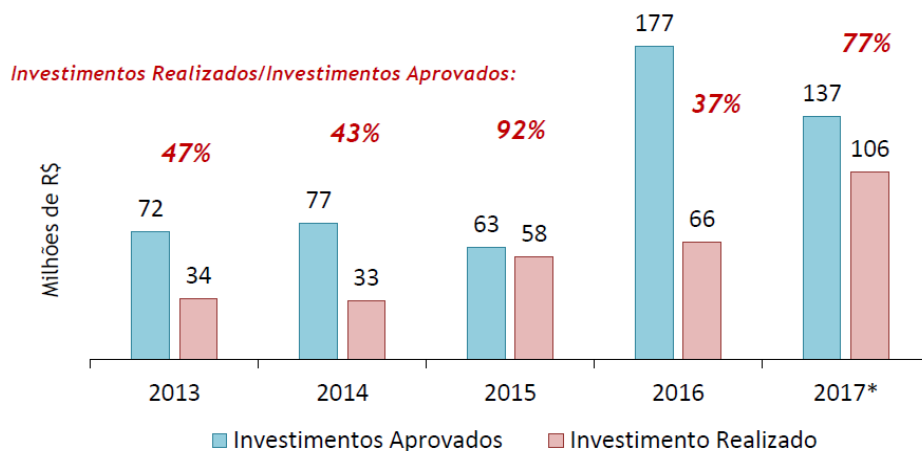
¹Deliberação Agerensa 2.727/2015.

Fonte: Consultoria Gas Energy.

e. Investimentos

Referido tema é de extrema relevância nesse contexto revisional, principalmente, em razão dos reiterados desencontros entre os investimentos previstos nas revisões anteriores e aqueles efetivamente realizados.

Historicamente, a CEG-Rio não tem cumprido as metas propostas nas respectivas revisões. De acordo com o gráfico a seguir, é possível notar as disparidades entre o que é realizado e o que foi aprovado pela agência reguladora.



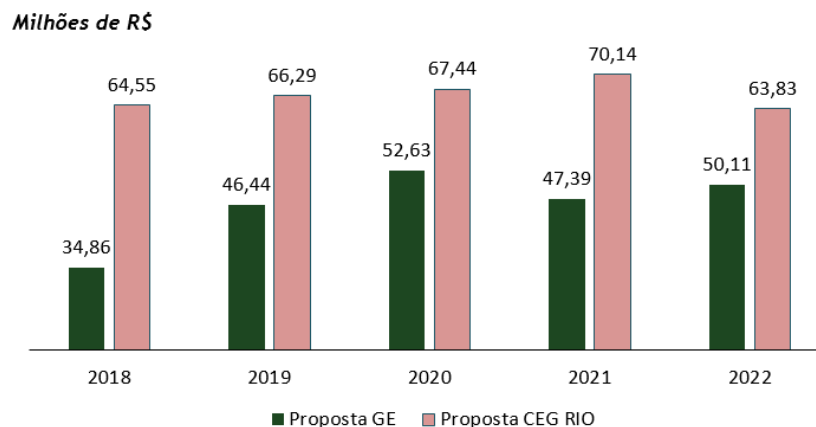
*Investimento projetado para 2017.

Fonte: Consultoria Gas Energy.

Assim, considerando que os investimentos propostos são reiteradamente calculados de forma dilatada, sugere-se, na presente revisão, um maior comedimento no montante autorizado, que guarde relação com o realizado nos anos anteriores.

A ABIVIDRO, ainda, aproveita a oportunidade para pleitear uma revisão (e a devida publicação) dos patamares reais de investimentos realizados pela concessionária, para que seja possibilitada a compensação dos investimentos não verificados, nos termos da Deliberação AGENERSA 3.188/2017 atualmente em vigor, conforme cálculos realizados nos slides 54 a 56 do Anexo desta contribuição. Referido pleito decorre do descompasso entre os investimentos realizados e os valores inseridos nos informes anuais das concessionárias.

Para o futuro, a ABIVIDRO sugere a autorização dos montantes descritos na tabela a seguir para os investimentos da CEG-Rio, baseados em premissas de prudência, eficiência e correlacionados com o potencial crescimento de volume acima comentado:



Fonte: Consultoria Gas Energy.

III- Índice de Reposicionamento Tarifário

Ante todo o exposto, a ABIVIDRO sugere a adoção dos parâmetros delineados na tabela a seguir:

- A proposta da CEG RIO contempla um incremento de 24,57% na margem atual da distribuidora;
- Aplicando as análises realizadas nas seções anteriores, a Gas Energy chega a um fator de redução de 24,34% na margem, frontalmente o oposto do que o requerido pela concessionária.

moeda dez/16	Taxa de Remuneração: 10,02%					Valor Presente
	Ano					
CEG RIO	2018	2019	2020	2021	2022	
Valores em Milhões R\$						
I = 0,66*Margem Não Reposicionada	182,35	188,91	196,37	204,67	213,74	741,55
II = 0,66* Custos e Despesas Operacionais	47,68	47,17	46,83	46,18	45,48	177,21
III = 0,66* Receitas Correlatas	0,66	0,71	0,75	0,79	0,84	2,81
IV = 0,34* Depreciação	15,08	15,54	16,10	16,64	17,18	60,65
V = 0,34* Juros s/Capital Próprio	9,49	10,72	12,11	12,11	12,11	42,35
VI = Investimentos	34,86	46,44	52,63	47,39	50,11	173,00
VII = Compensação de Retroatividade	2,22					
VIII = Gastos Processos Regulatórios	0,30					
IX = Base Inicial	918,60					
X = Base Final					913,15	566,48
XI = Ajuste Investimentos não realizados 2013-2017	37,96					
m = Receita Requerida/Magens Não Reposicionadas						
m = [IX + VP(II) - VP(III) - VP(IV) - PV(V) + VP(VI) + VII + VIII - VP(X) - XI] / VP(I)						
m =						0,7566

Fonte: Consultoria Gas Energy.

Por fim, a ABIVIDRO pleiteia grande atenção com relação à alocação de custos e investimentos para as classes específicas que deles se aproveitam. Referida alocação deverá ser refletida na respectiva estrutura tarifária aprovada por esta agência.

IV- Transparência

A ABIVIDRO, ao final, reitera seu posicionamento com relação à ausência de publicidade e transparência com relação a dados e informações das atividades das concessionárias públicas, necessárias para o pleno desenvolvimento da presente contribuição.

Para subsidiar suas colocações, a ABIVIDRO apresenta a seguir algumas observações que devem, respeitosamente, nortear a atuação desta agência reguladora em sua atividade fiscalizatória e de regulamentação:

a. Descentralização Administrativa e Dever de Publicidade

A distribuição de gás natural é serviço público, tendo a Constituição Federal estabelecido que esta atividade pode ser prestada por meio de concessão.

A concessão de serviço público caracteriza-se pela transferência, pela Administração Pública, da execução de um serviço ao ente particular, que por sua vez

figurará como componente da Administração Indireta. Dada essa natureza, os atos e contratos que dela decorrem devem observar ao princípio da publicidade, a teor do disposto no art. 37 da Constituição Federal.

Em linha com este dever, a legislação infraconstitucional impõe, ao Poder Público e à concessionária respectiva, a publicidade e a transparência de atos e contratos que envolvem a atividade de transporte de gás. Verificam-se disposições neste sentido:

- i. Constituição do Estado do Rio de Janeiro, artigo 77;
- ii. Lei Estadual nº 2.831/1997, que dispõe sobre o regime de concessão de serviços públicos, artigo 7º, § 1º e artigo 8º, incisos I e II;
- iii. Lei Estadual nº 4.556/05, que criou a AGENERSA, artigo 3º, incisos II, IV, V e VI e artigo 4º, inciso XIV;
- iv. Decreto Estadual nº 31.896/2002 que regula os processos administrativos no âmbito da administração pública estadual, artigo 71;
- v. Lei nº 11.909/09, que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural, artigo 34, § único e artigo 46, §1º e §2º.

A Lei nº 12.527/2011 (“Lei da Transparência”), a seu turno, possibilitou que os usuários de serviço público e administrados em geral coíbam a atuação velada do Estado, contrária ao interesse público.

A doutrina também reconhece a obrigatoriedade na divulgação de informações relacionadas pela administração pública direta e indireta. Nas palavras de Diógenes Gasparini:

“(...) torna obrigatória a divulgação de atos, contratos e outros instrumentos celebrados pela Administração Pública direta e indireta, para conhecimento, controle e início de seus efeitos. Todos os atos, contratos e instrumentos jurídicos devem ser publicados porque, diz Hely Lopes Meirelles (Direito administrativo, cit., p. 94), pública é a Administração que os pratica.”²

A jurisprudência, por fim, é cediça no reconhecimento ao dever de publicidade da Administração Pública, direta ou indireta:

² In Direito administrativo. 13ª ed., Saraiva, SP, 2008, p. 11.

"MANDADO DE SEGURANÇA. ATO QUE INDEFERE ACESSO A DOCUMENTOS RELATIVOS AO PAGAMENTO DE VERBAS PÚBLICAS. INOCORRÊNCIA DE SIGILO. CONCESSÃO DA ORDEM. 1. **A regra geral num Estado Republicano é a da total transparência no acesso a documentos públicos, sendo o sigilo a exceção.** Conclusão que se extrai diretamente do texto constitucional (arts. 1º, caput e parágrafo único; 5º, XXXIII; 37, caput e § 3º, II; e 216, § 2º), bem como da Lei nº 12.527/2011, art. 3º, I. 2. As verbas indenizatórias para exercício da atividade parlamentar têm natureza pública, não havendo razões de segurança ou de intimidade que justifiquem genericamente seu caráter sigiloso. 3. Ordem concedida." (STF, MS 28178, Relator Min. Roberto Barroso, Tribunal Pleno, julgado em 04/03/2015, G. n.)

b. Impacto no preço final do gás e noções sobre o custo do gás:

Outra premissa que contribui para que o dever de publicidade acima discutido seja aplicado ao requerimento em tela relaciona-se aos impactos diretos na tarifa final, cobrada dos administrados, causados pelas variáveis analisadas pela agência reguladora.

Segundo a AGENERSA, em nota técnica³ que teceu esclarecimentos sobre a composição da estrutura tarifária do serviço de distribuição de gás canalizado dentro do Estado do Rio de Janeiro (referindo-se tanto à CEG quanto à CEG-RIO), a tarifa limite é composta pela associação de três elementos: i) o Custo do Gás, ii) a Margem Bruta e (iii) os Tributos que sobre ela incidem. Acerca do custo do gás, especificamente, este valor pode variar em função dos preços praticados pela produtora do gás natural.

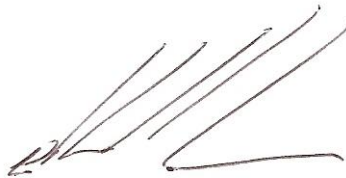
Não bastasse a ocorrência do *Pass-Through* dos custos de aquisição do gás com relação à tarifa final, a obscuridade de seus montantes⁴ e dos investimentos realizados pelas distribuidoras de gás gera dificuldades na fiscalização dos deveres de eficiência, insculpidos na Constituição Federal e nos Contratos de Concessão respectivos.

³ Nota Técnica CAPET nº 049/2010.

⁴ No intuito de aferir a eficiência na atuação da CEG e da CEG-RIO, seus Contratos de Concessão estabelecem que a AGENERSA limitará os aumentos no custo do gás adquirido pela concessionária caso venha a ser verificado que os preços acordados excederam àqueles negociados por outras concessionárias, em situações equivalentes. Referida avaliação não é divulgada de maneira sistemática ao público consumidor.

O artigo 37 da Constituição Federal determina que tanto a administração pública direta como a indireta obedecerão aos princípios de legalidade, impessoalidade, moralidade, publicidade e eficiência. Em atenção ao princípio da eficiência, tem-se que “a administração pública deve utilizar da melhor forma os recursos públicos, evitando-se desperdícios e garantindo uma maior rentabilidade social”⁵.

Em vista do exposto, reitera-se a necessidade de acesso público a (i) todas as variáveis que compõem a equação do custo médio ponderado do gás, relativo às aquisições da CEG e da CEG-Rio, (ii) aos quadros atualizados das contas gráficas das últimas alterações nas tarifas respectivas (iii) à memória de cálculo detalhada do custo do gás, que permita o entendimento da majoração da base tarifária geral e específica para a indústria, e (iv) a análise detalhada dos investimentos realizados em comparação com aqueles autorizados nas últimas revisões tarifárias.



Lucien Belmonte

⁵ MORAES, Alexandre de. Direito Constitucional. 5ª ed. rev., ampl. e atual. São Paulo: Atlas, 1999. P. 294

ANEXO I

APRESENTAÇÃO CONSULTORIA GAS ENERGY

Revisão Tarifária Quinquenal CEG RIO

4º Ciclo tarifário

Relatório Final v.2

23 de Março de 2018

Sumário

- Considerações Iniciais GE
- O Processo de Revisão Tarifária
 - Visão Geral do funcionamento do processo de Revisão no Rio de Janeiro
 - Análise da Taxa de Remuneração de Capital (TRC)
 - Análise da Projeção de Demanda
 - Análise da Projeção de Custos Operacionais
 - Análise da Proposta de Investimentos e Base de Remuneração de Ativos
 - Análise da Compensação dos Investimentos Não Realizados
 - Análise da Compensação da Retroatividade
 - Proposta de Índice de Reposicionamento Tarifário GE (m)
- Conclusões
- Anexos

Considerações Iniciais Gas Energy

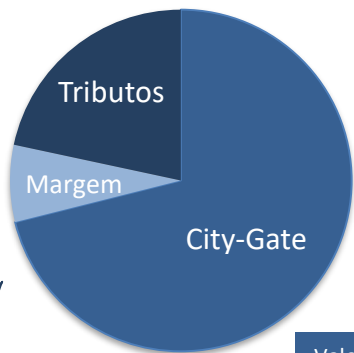
- *Tradicionalmente, os trabalhos de análise e contribuição crítica em revisões tarifárias, a partir de processos públicos, anuais ou quinquenais, têm como principal fonte de informações a proposta da autoridade reguladora, que é construída à luz daquilo que foi requerido pelas concessionárias. Não foi este, contudo, o procedimento adotado no estado do Rio de Janeiro para as tratativas do 4º Ciclo Tarifário das concessionárias Ceg e Ceg Rio.*
- *O trabalho apresentado nas páginas a seguir foca-se, ainda que não exclusivamente, na proposta apresentada pela Ceg Rio à Agenersa, com o auxílio de decisões tomadas pelo regulador em atos correlatos.*
- *De forma geral, há grande espaço para argumentação, em questões relacionadas aos custos operacionais pretendidos pela Ceg Rio, assim como na projeção de demanda para os próximos cinco anos e, ainda que com maior incerteza, na metodologia de “devolução” dos investimentos não realizados pela concessionária.*
- *Os resultados da avaliação e crítica da Gas Energy serão apresentados em diferentes cenários, sendo a composição de todas as sugestões da consultoria, a projeção considerada a mais otimista, por considerar uma revisão profunda dos números apresentados nessa primeira fase.*
- *Inicialmente, o trabalho faz uma contextualização do processo de revisão para, na sequência, iniciar análise item a item dos componentes da fórmula de cálculo da margem.*
- *Como conclusão, a partir da consideração crítica de todos os parâmetros, a Gas Energy sugere a redução da margem cobrada atualmente em pelo menos 24%.*

O Processo de Revisão Tarifária

Visão Geral do funcionamento do
processo de Revisão no Rio de
Janeiro

O Processo de Revisão Tarifária

Composição da Tarifa



Valor repassado ao cliente

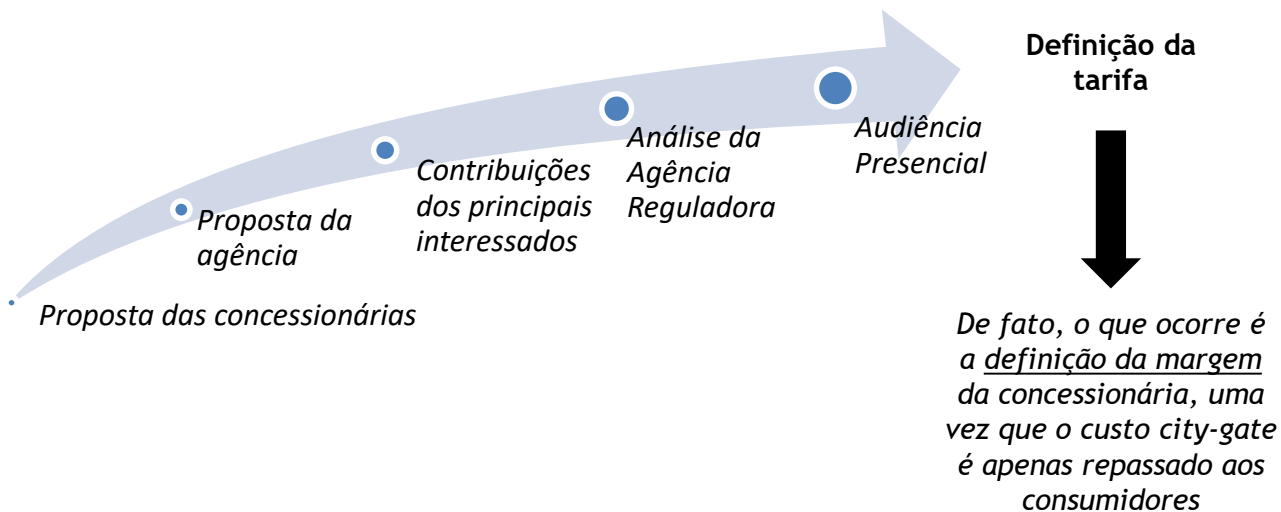
Valor repassado ao cliente

Revisões Tarifárias Periódicas têm por objetivo equilibrar o poder “natural” de monopólio das empresas de distribuição com o direito dos consumidores de receber serviços eficientes com modicidade tarifária. Desta forma, este processo busca definir tarifas que sejam capazes de cobrir os custos incorridos no sistema de distribuição e ao mesmo tempo proporcionar um retorno adequado às concessionárias.

A Agenesra realiza o processo de revisão tarifária no Rio de Janeiro a cada 5 anos. O processo de revisão envolve a seguinte cronologia:

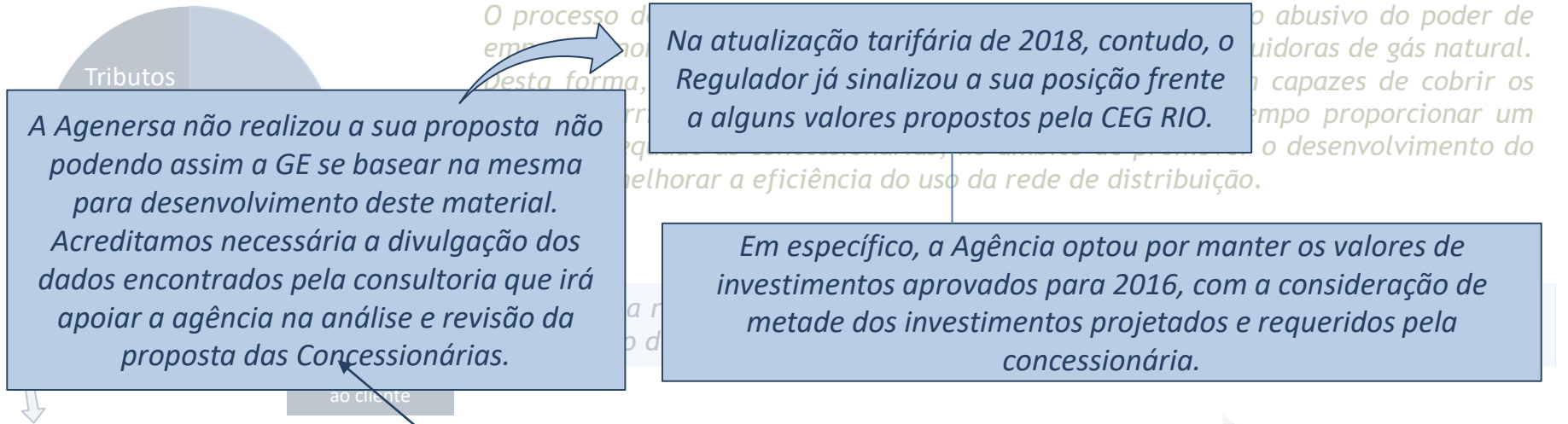
Formação da Margem

- Demanda Prevista
- Custos Operacionais
- Investimentos Futuros
- Base de Remuneração de Ativos
- Taxa de Remuneração de Capital



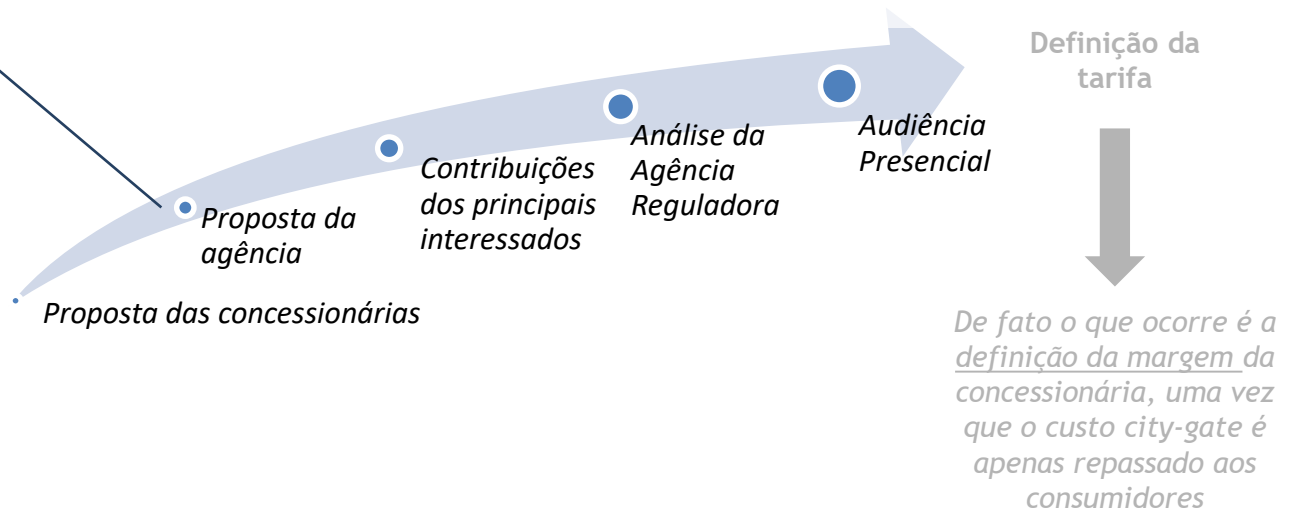
O Processo de Revisão Tarifária

Composição da Tarifa



Formação da Margem

- Demanda Prevista
- Custos Operacionais
- Investimentos Futuros
- Base de Remuneração de Ativos
- Taxa de Remuneração de Capital



O Processo de Revisão Tarifária

Impacto do Atraso da Revisão Tarifária



O contrato de concessão prevê que os valores utilizados como base no processo de revisão tarifária sejam referentes ao mês de dezembro do 4º ano de cada ciclo, tendo em vista que a revisão para o ciclo seguinte deve ocorrer durante o 5º ano de cada ciclo. De forma geral, no processo de revisão, a CEG RIO utilizou como base os valores de Dezembro de 2016, seguindo o que é previsto no contrato de concessão.



Entretanto, dado o atraso do processo, a Gas Energy entende que a Agência deveria utilizar os últimos dados disponíveis, ou seja, valores de Dezembro de 2017, a fim de evitar quaisquer distorções a respeito dos valores efetivamente realizados em 2017.

O Processo de Revisão Tarifária

Impacto do Atraso da Revisão Tarifária



Na 3ª Revisão Tarifária também ocorreram atrasos, fazendo com que as novas tarifas passassem a vigorar somente a partir de Janeiro de 2014, segundo ano do ciclo tarifário "normal".

prevê que os valores utilizados como base no processo de rentes ao mês de dezembro do 4º ano de cada ciclo, tendo a o ciclo seguinte deve ocorrer durante o 5º de cada ciclo. so de revisão, a CEG R segunido o que é previs

Diante da experiência progressa, tudo indica que este mesmo fenômeno venha a se repetir em 2019 para compensar o atraso atual.

Por conta deste atraso, em Dezembro de 2013 foi publicada uma nova deliberação com aplicação das novas tarifas (as quais sofreram redução na época), atualizadas pela variação do IGPM e ainda com adição de uma parcela de retroatividade de - 7,91% devido aos valores praticados em 2013.

o atraso de utilizados os e Dezembro de 2017, a fim de evitar es a respeito dos valores efetivamente realizados em 2017.

gas

O Processo de Revisão Tarifária

A proposta da CEG RIO para a 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

- A proposta da CEG RIO contempla um incremento de 24,57% na margem atual da distribuidora;
- A GE apresentará na sequência uma análise de cada um dos parâmetros que afetam o cálculo do fator m.

moeda dez/16		Taxa de Remuneração:					12,23%
CEG RIO	Ano					Valor	
Valores em Milhões R\$	2018	2019	2020	2021	2022	Presente	
I = 0,66*Margem Não Reposicionada	151,47	151,37	154,09	156,77	159,46	552,52	
II = 0,66*Custos e Despesas Operacionais	62,02	62,46	64,26	66,24	68,13	230,33	
III = 0,66*Receitas Correlatas	0,66	0,71	0,75	0,79	0,84	2,65	
IV = 0,34*Depreciação	15,59	15,99	16,74	17,50	18,24	59,70	
V = 0,34*Juros s/Capital Próprio	9,49	10,72	12,11	12,11	12,11	39,96	
VI = Investimentos	64,55	66,29	67,44	70,17	63,83	237,92	
VII = Compensação de Retroatividade	3,75						
VIII = Gastos Processos Regulatórios	0,30						
IX = Base Inicial	918,60						
X = Base Final					1.030,62	563,67	
XI = Ajuste Investimentos não realizados 2013-2017	36,64						
m = Receita Requerida/Magens Não Reposicionadas							
m = [IX + VP(II) - VP(III) - VP(IV) - PV(V) + VP(VI) + VII + VIII -VP(X) - XI] / VP(I)							
m =						1,2457	

A avaliação que será realizada envolve os dados apresentados na proposta da CEG RIO para a 4ª Revisão Quinquenal de tarifas. É importante ressaltar que muitos valores apresentados não são coerentes.

O Processo de Revisão Tarifária

A proposta da CEG RIO para a 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas



Formação da Margem:

➤ Taxa de Remuneração de Capital (TRC)

A concessionária apresentou uma TRC que apresenta espaços para revisão, sendo que o valor proposto é 25% maior do que o aprovado no processo anterior.

➤ Demanda Prevista

À exceção do segmento de cogeração, geração distribuída e climatização, a CEG RIO apresentou uma proposta de demanda praticamente estagnada em todos os demais segmentos de consumo, o que não reflete a realidade histórica.

➤ Custos Operacionais

Os custos operacionais propostos pela CEG RIO excedem em 70% os custos efetivamente realizados em 2016, de R\$ 55,34 milhões.

➤ Investimentos Futuros

De forma geral, a concessionária não realiza os investimentos propostos na revisão tarifária, sendo que a Agenera já destacou que os valores propostos para o primeiro ano do ciclo não eram razoáveis.

➤ Base de Remuneração de Ativos (BRA)

A BRA da concessionária é composta pela base de ativos atual e os novos investimentos. Portanto, a análise referente à BRA derivada da análise dos investimentos futuros.

O Processo de Revisão Tarifária

Análise da Taxa de Remuneração de
Capital (TRC)

Taxa de Remuneração de Capital

- É a taxa utilizada pela concessionária para remunerar a sua base de ativos;
- A TRC representa o custo de oportunidade da empresa, ou seja, corresponde ao retorno mínimo a que a concessionária deveria receber para que seus investimentos tenham “sentido econômico”.
- É importante ressaltar que o contrato de concessão fluminense é bastante “generoso” nesse sentido, à medida que estabelece uma metodologia que não considera custo de capital de terceiros (alavancagem) no cálculo, que seria o mais adequado e compatível com as melhores práticas.

A fórmula da TRC está estipulada no § 9º da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão de acordo com a metodologia do CAPM

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

Onde:

r_f é a taxa livre de risco

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

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

r_b é o “risco Brasil”

Basicamente, durante o processo de revisão a Agência busca ajustar os parâmetros da fórmula de modo a definir uma taxa de remuneração que seja adequada à distribuidora e aos seus clientes, seguindo os preceitos determinados no contrato de concessão vigente.



Taxa de Remuneração de Capital

Taxa Livre de Risco

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

- Uma mensuração de taxa livre de risco geralmente adotada nos modelos de avaliação são os juros pagos pelos títulos públicos emitidos pelo Tesouro Americano.



Um ativo livre de risco deve ter uma correlação quase nula com o mercado. Estudos estatísticos mostram que a utilização das taxas de retorno dos Treasury Bonds Americanos é a mais adequada.

A ANEEL utiliza a média dos retornos anuais dos Treasury Bonds com duration de 10 anos para um período de 30 anos.

Pela maturidade alcançada pelo setor elétrico brasileiro, e as características compartilhadas entre os setores, as revisões tarifárias da ANEEL são um benchmark natural para as distribuidoras de gás natural do país.

Como a CEG RIO utilizou o mesmo critério da ANEEL (em seu último processo de revisão), a Gas Energy optou por manter o mesmo critério da concessionária, entretanto com os valores revisados para o período 1988 a 2017, em função do atraso do processo de revisão.

Ressalta-se, aqui, que a CEG Rio, no último ciclo, propôs intervalo de tempo de 10 anos, numa clara sinalização de discricionariedade da concessionária.

Média dos últimos 30 anos

Comparativo	Valor CEG RIO	Valor GE
Taxa Livre de Risco (%)	5,12%	4,92%

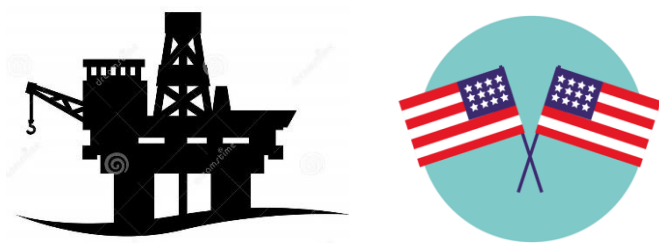


Taxa de Remuneração de Capital

Beta

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

- É uma medida do risco, utilizado para mensurar a volatilidade de um determinado ativo em relação ao mercado como um todo;
- Matematicamente é calculado pela razão covariância entre o retorno do ativo e do mercado e a variância do retorno do mercado.
- Assim como para o caso da taxa livre de risco, o mercado americano também é utilizado como referência para a definição do Beta.



Com base em dados de Janeiro de 2018 de uma amostra de 16 empresas norte americanas do setor de distribuição de óleo e gás, o valor do índice desalavancado foi de 0,71.

Como o modelo utilizado pela CEG RIO é o CAPM, ou seja, prevê apenas a taxa de remuneração do capital próprio sem considerar o capital de terceiros, não há necessidade de realavancar o índice.

$\beta > 1$ Ativo muito volátil (maior risco que o mercado)

$\beta = 1$ Ativo Neutro (risco igual ao do mercado)

$\beta < 1$ Ativo pouco volátil (menor risco que o mercado)



Comparativo	Valor CEG RIO	Valor GE	Comgás ¹
Cálculo do Beta (β)	0,737	0,710	0,39

¹ Parâmetro aprovado para o 3º ciclo tarifário da Comgás (SP). Teve como base estudo realizado por consultorias contratadas pelo regulador da Grã-Bretanha (Ofgem) e respectivas concessionárias para o período de revisão 2010-2015.

Taxa de Remuneração de Capital

Prêmio de Risco

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

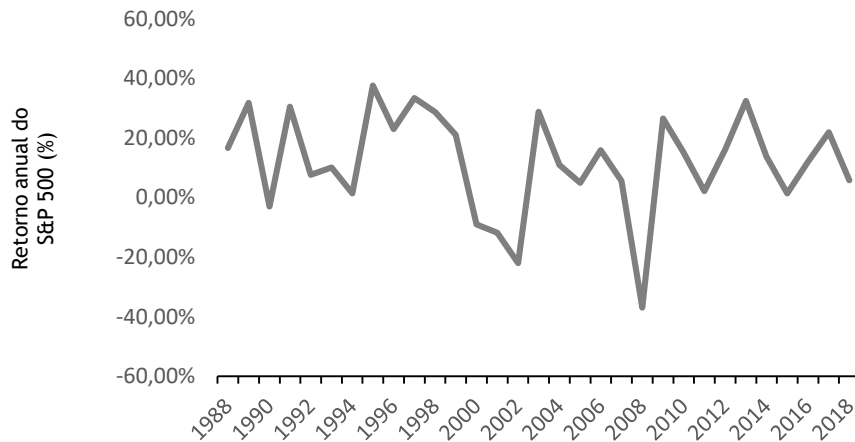
- É a diferença entre o rendimento dos títulos públicos brasileiros em relação à taxa considerada livre de risco;
- Conceitualmente, este “prêmio” reflete o risco incorrido em realizar investimentos em mercados de maior risco ao invés da opção por títulos públicos considerados de zero risco, como os T-Bonds americanos.

$$\text{Prêmio de risco} = r_m - r_f$$

Onde:

r_m é o retorno do mercado como um todo

r_f é a taxa livre de risco



STANDARD & POOR'S 500

Utilizando novamente a Revisão Tarifária da ANEEL como base, o critério que a Gas Energy considera mais adequado para verificar o retorno do mercado é o índice S&P 500 (opção consolidada entre reguladores), que consiste em um índice composto pelas ações das 500 maiores empresas negociadas na bolsa de Nova Iorque para o período de 30 anos (1988 a 2017).

Comparativo	Valor CEG RIO	Valor GE
Prêmio de Risco (%)	6,94%	7,24%

A CEG RIO utilizou janelas temporais distintas para a determinação dos valores de r_m (1926-2016) e de r_f (1987-2016) o que a GE considera uma inconsistência.

Taxa de Remuneração de Capital

Risco Brasil

$$TRC = r_1 + [\beta \times (\text{prêmio de risco})] + r_b$$

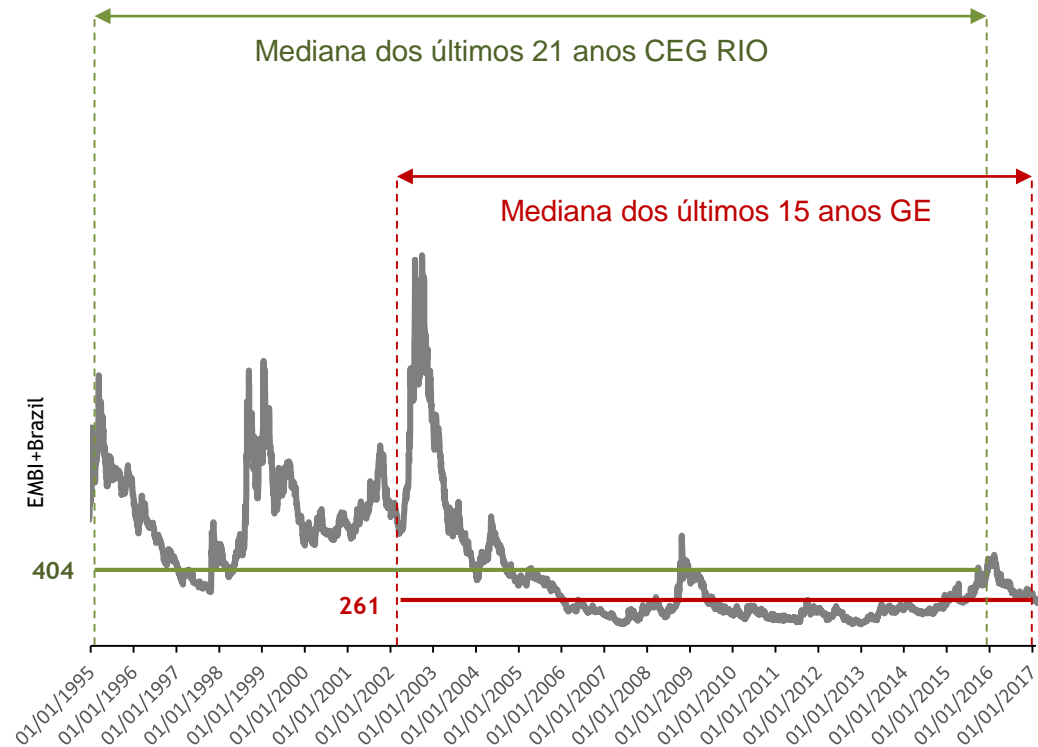
- O risco-país é um indicador que tenta determinar o grau de instabilidade de uma economia a partir do cálculo do prêmio demandado pelo mercado para comprar ativos de um país em relação ao seu correspondente na economia americana. Trata-se de um parâmetro de grande importância, principalmente para países emergentes;
- O JP Morgan vem publicando estes dados, através do índice denominado Emerging Markets Bond Index Plus (EMBI+).

A ANEEL utiliza como base a mediana da série histórica diária do EMBI+Brazil dos últimos 15 anos.



A CEG RIO optou por utilizar um intervalo mais abrangente, com base em um período de 21 anos. Por se tratar de um índice muito volátil, a GE considerou mais adequado aplicar os parâmetros propostos pela ANEEL.

Destaca-se que, assim como no caso da Taxa Livre de Risco, a CEG Rio propôs intervalo de 10 anos no último ciclo, o que demonstra que não há busca por coerência em suas proposições, mas, tão somente, por resultados mais favoráveis.



Comparativo	Valor CEG RIO	Valor GE
Risco Brasil (%)	4,04	2,61

Taxa de Remuneração de Capital

Inflação Norte Americana

- A partir dos parâmetros abordados, obtém-se a taxa de remuneração de capital nominal. Para chegar-se à taxa de remuneração de capital real é aplicada a Equação de Fischer, apresentada abaixo.

$$Ke_{Real} = \left(\frac{1 + Ke_{nominal}}{1 + \text{inflação norte americana}} \right) - 1$$

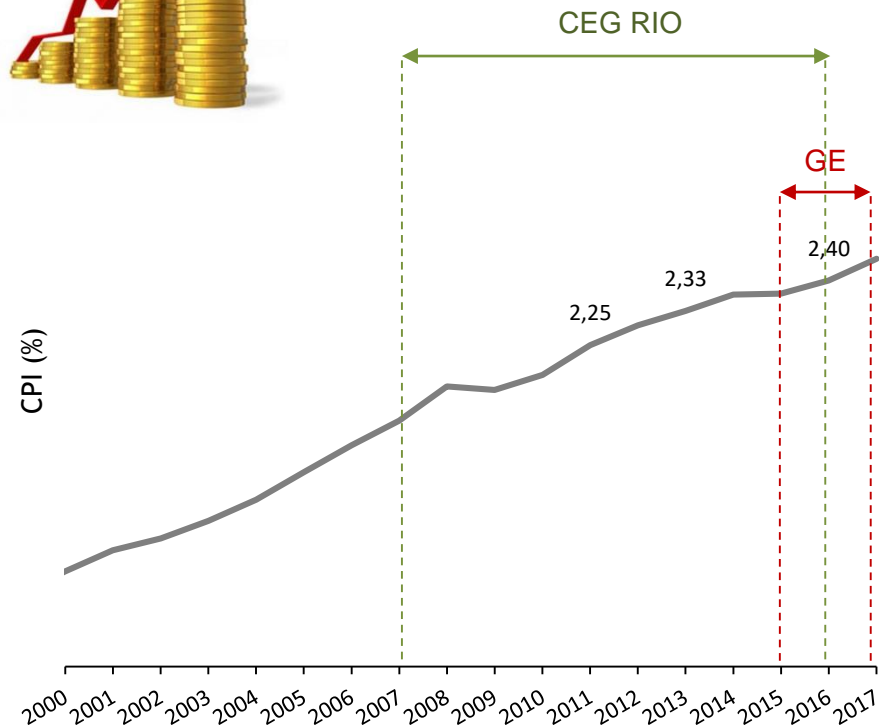
Onde:

Ke_{Real} é a taxa de remuneração de capital real

$Ke_{Nominal}$ é a taxa de remuneração de capital nominal

O índice que mede a inflação nos Estados Unidos é o CPI (Consumer Price Index).

A GE optou por utilizar os mesmos parâmetros da ANEEL para determinar a inflação, utilizando portanto uma janela de 3 anos.



Comparativo	Valor CEG RIO	Valor GE
Inflação Norte Americana (%)	1,82	2,41

Taxa de Remuneração de Capital

Proposta GE

Índice	Critério	Valor GE	Valor CEG
Taxa Livre de Risco (rl)	T. Bound de 10 anos - média dos retornos anuais de 1988 a 2017	4,92%	5,12%
Cálculo do Beta (β)	Beta desalavancado	0,71	0,737
Prêmio de Risco	S&P 500 - média dos retornos anuais de 1988 a 2017	7,24%	6,94%
Risco Brasil	EMBI+BR mediana de 2002 a 2017	2,61%	4,04%
Inflação Norte Americana	CPI US média de 2015 a 2017	2,41%	1,82%
Taxa de Remuneração Nominal		12,67%	14,27%
Taxa de Remuneração Real		10,02%	12,23%

TRC Beta Comgás	TRC Vigente ANEEL	TRC Proposta 3° Ciclo	TRC Aprovada 3° Ciclo
7,76%	10,90%	11,17%	9,757%

Realizando comparações com outros processos, verifica-se que a TRC proposta no 4° ciclo é superior aos valores verificados em processos de igual natureza do mercado, seguida pelo valor proposto no 3° ciclo. O fato de os valores propostos pela CEG RIO se mostrarem superiores aos demais, e a partir das análises realizadas anteriormente, é possível concluir que a distribuidora está utilizando parâmetros que sejam mais convenientes, e não aqueles que guardam coerência com critério transparente e objetivo.

Taxa de Remuneração de Capital

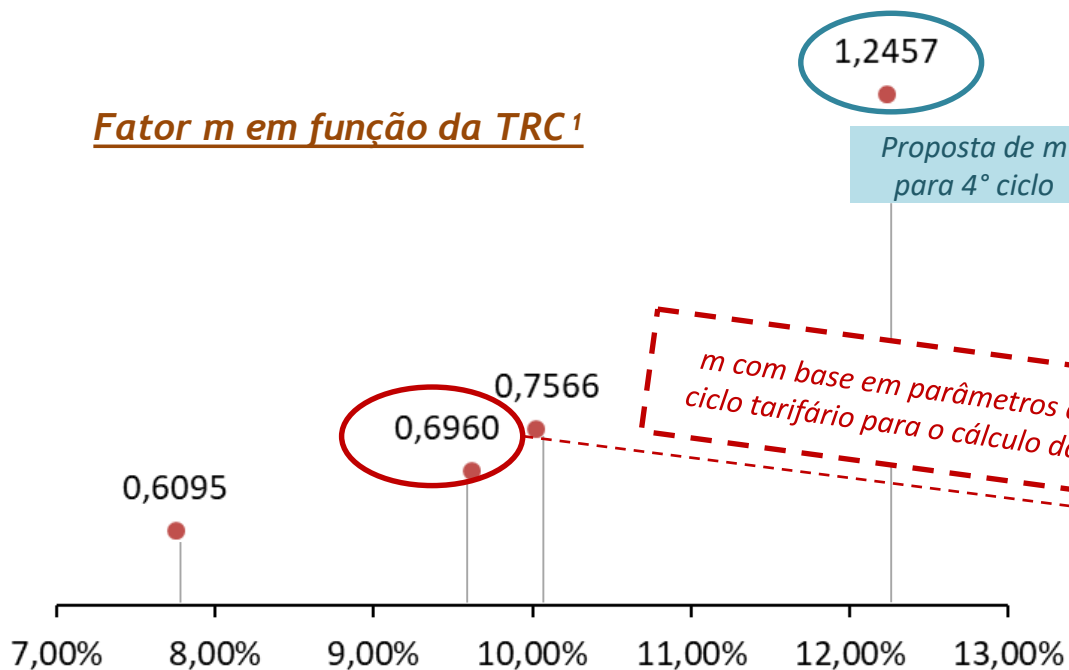
Impacto no m

Índice	Ceg Rio 3° Ciclo	GE	Ceg Rio 4° Ciclo
Taxa Livre de Risco (rl)	2,78%	4,92%	5,12%
Cálculo do Beta (β)	0,71	0,71	0,737
Prêmio de Risco	9,68%	7,24%	6,94%
Risco Brasil	2,61%	2,61%	4,04%
Inflação Norte Americana	2,41%	2,41%	1,82%
Taxa de Remuneração Nominal	12,26%	12,67%	14,27%
Taxa de Remuneração Real	9,62%	10,02%	12,23%

Uso de parâmetros do 3° ciclo:

- TB 10 anos (últimos 10 anos);
- Retorno S&P 500 últimos 85 anos;
- EMBI + Brasil últimos 10 anos.

Fator m em função da TRC¹



Verifica-se que quando utilizamos os dados propostos pela CEG RIO no 3° ciclo e atualizamos para o ano de 2017, a TRC obtida é ainda menor do que a proposta apresentada pela GE.

É possível observar um grande conforto da concessionária quanto aos parâmetros utilizados na 4ª Revisão e uma notável inconsistência na sua política de escolha dos mesmos. Este fato é evidenciado quando analisamos o TRC que poderíamos alcançar aplicando os parâmetros do processo de revisão anterior.

Taxa de Remuneração de Capital

Proposta GE

Índice	Critério	Valor GE	Valor CEG
Taxa Livre de Risco (rl)	T. Bound de 10 anos - média dos retornos anuais de 1988 a 2017	4,92%	5,12%
Cálculo do Beta (β)	Beta desalavancado	0,71	0,737
Prêmio de Risco	S&P 500 - média dos retornos anuais de 1988 a 2017	7,24%	6,94%
Risco Brasil	EMBI+BR mediana de 2002 a 2017	2,61%	4,04%
Inflação Norte Americana	CPI US média de 2015 a 2017	2,41%	1,82%
Taxa de Remuneração Nominal		12,67%	14,27%
Taxa de Remuneração Real		10,02%	12,23%

A taxa de remuneração proposta pela concessionária é pouco razoável. Avaliando-se o setor de gás canalizado dentro do contexto econômico de momento no Brasil, e também o último quinquênio, faltam elementos que sustentem uma elevação das taxas de remuneração. Um exemplo é a taxa de juros básicos da economia, que está em seu mínimo histórico.

É importante ressaltar que o negócio de distribuição, à maneira como é regulado, está fortemente protegido de crises que afetem seus mercados. Pois, historicamente, os volumes considerados para a definição da margem a ser cobrada dos consumidores nos próximos 5 anos, são bastante conservadores. Em todo caso, o regulador poderá revisar a margem sempre que os volumes estiverem muito abaixo do projetado, de forma a garantir o equilíbrio econômico do contrato de concessão.

Outro fator de análise essencial é o fato de a metodologia de cálculo da taxa de remuneração no estado do RJ não levar em consideração a alavancagem a partir de endividamento, o que aumenta o retorno percebido pelas concessionárias. Por todos esses aspectos, a Gas Energy não verifica condições que justifiquem uma elevação de 25% na TRC do próximo ciclo tarifário.

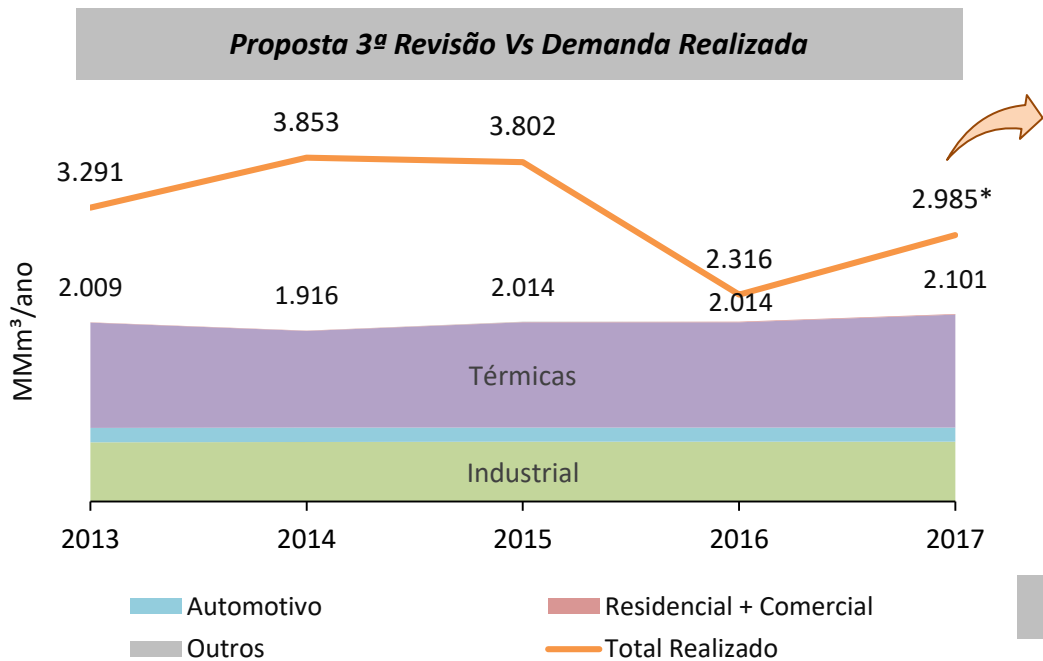


Dessa forma, a GE propõe que a taxa de remuneração de capital seja revista para 10,02%.

O Processo de Revisão Tarifária

Análise da Projeção de Demanda

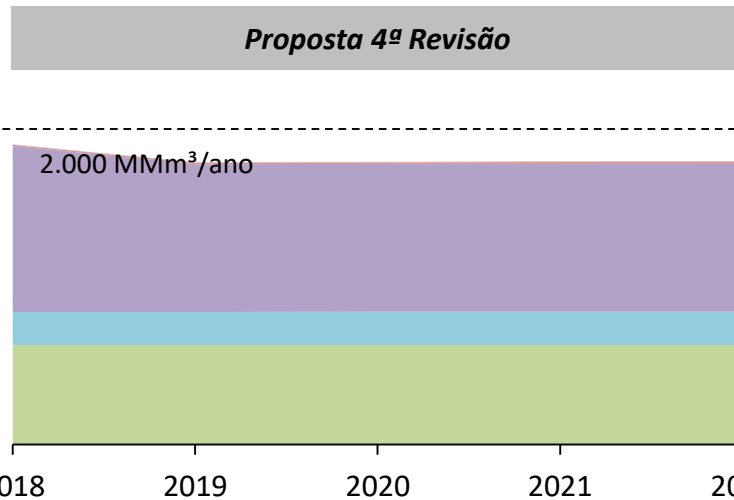
Demanda



A Proposta da 3ª Revisão Tarifária da CEG RIO para demanda do consumo de gás foi muito abaixo do que aconteceu no quinquênio. Enquanto que na proposta da concessionária o mercado de gás permaneceria estagnado, verifica-se que o mercado estava em ascensão até o início da crise econômica, no final de 2015. Para 2017 já é esperada a recuperação de muitos setores relevantes para a economia, e os dados de demanda já apresentam reação.

Para a 4ª Revisão Tarifária, a concessionária mantém o comportamento da projeção da revisão anterior. De acordo com o contrato de concessão da CEG RIO: "A Concessionária obriga-se a prestar serviço adequado, visando sempre expandi-lo, acompanhando o desenvolvimento mundial (...)".

Como será abordado na sequência, a expansão do mercado de gás não acompanha os investimentos previstos pela própria distribuidora, tampouco seus custos operacionais.



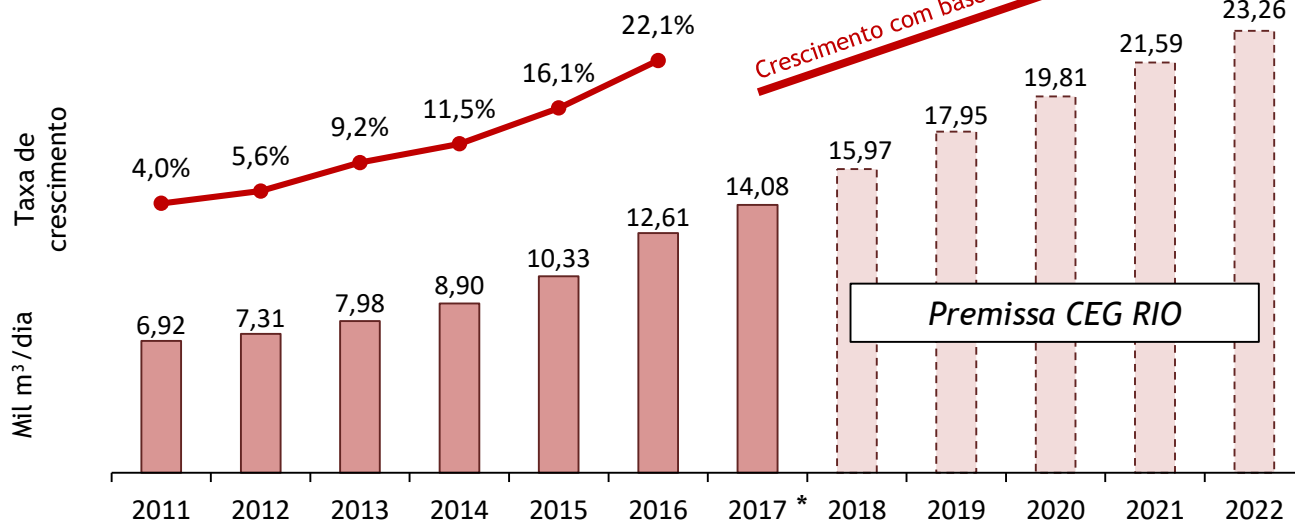
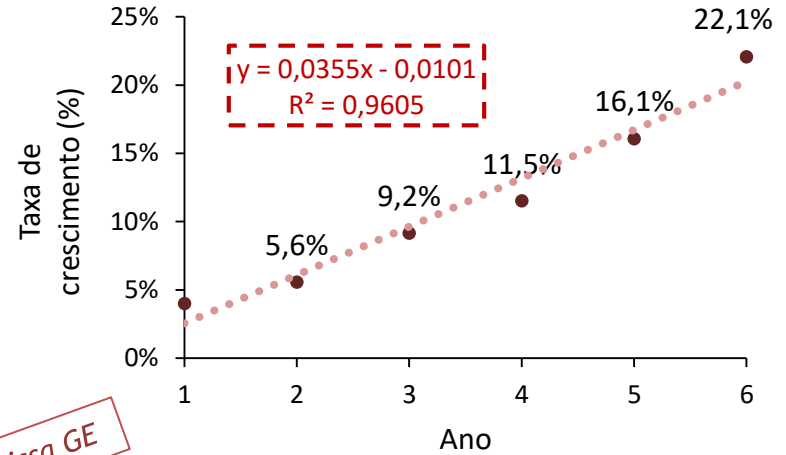
Demanda

Segmento Residencial



O segmento residencial tem apresentado um forte crescimento na área de concessão da CEG RIO. No gráfico à direita é proposta uma correlação entre a taxa de crescimento histórica do segmento com o ano de análise (sendo 2011 o ano 1).

A proposta da concessionária é de um crescimento médio de **9,90%**, sendo que este valor não representa a tendência histórica nem o momento atual. Além disso, a distribuidora apresenta, na sua proposta de revisão, investimentos para expansão da rede para atendimento residencial, o que favoreceria um ritmo maior de crescimento.



De acordo com o comportamento histórico, a Gas Energy propõe que essa taxa seja revista para o patamar de, no mínimo, 20% a.a (tendo em vista que a tendência histórica observado prevê que em 2018 o mercado cresça 27%).

*Média estimada até nov/17

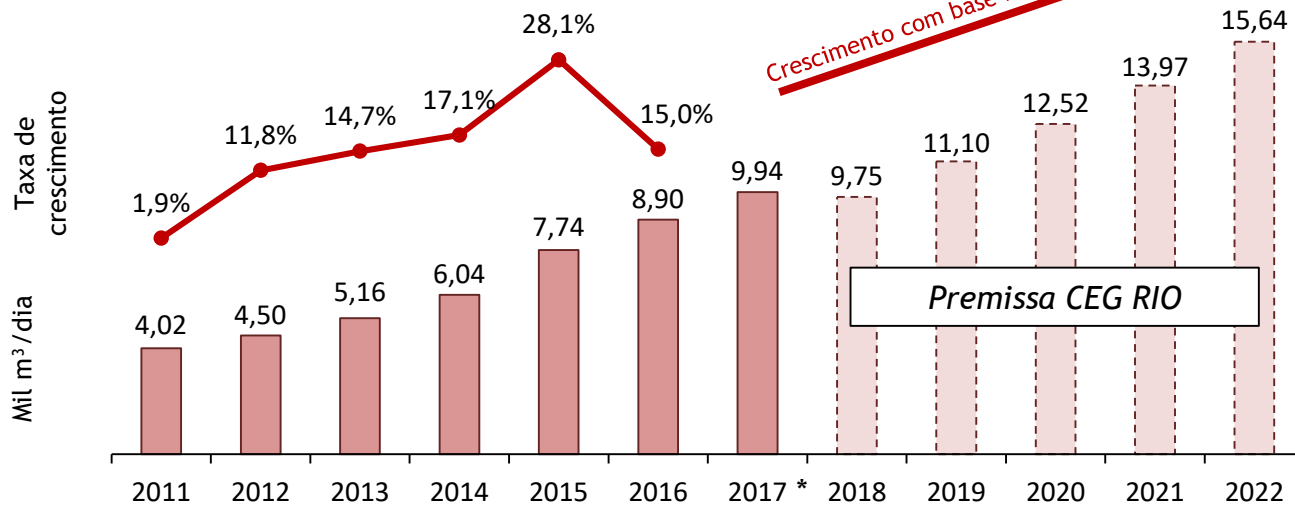
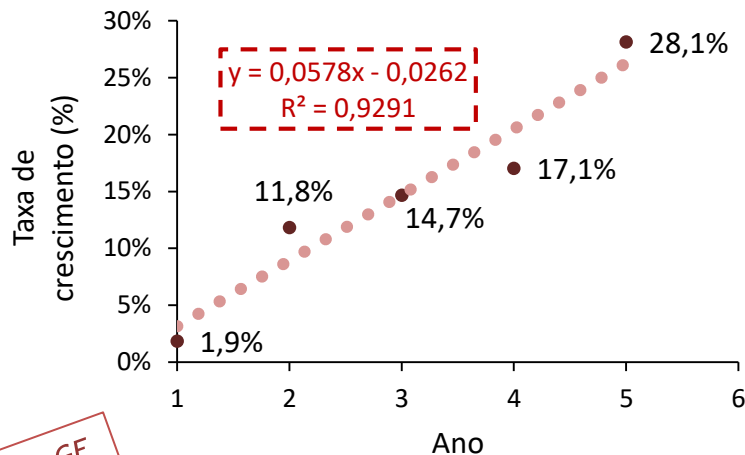
Demanda

Segmento Comercial



À exceção de 2016 (ano de forte recessão econômica), o segmento comercial apresenta um ritmo de crescimento semelhante ao apresentado no residencial. Tendo em vista que 2017 é um ano de recuperação, espera-se a retomada dos padrões anteriores.

O ano de 2016 não segue a correlação proposta, diante disso, a Gas Energy optou por propor um ritmo mais "suave" de crescimento para o mercado comercial, representada pela média de crescimento entre os anos de 2011 e 2016.



Premissa GE
Crescimento com base no histórico: 14,8% a.a.

Premissa CEG RIO

De acordo com essa realidade, a Gas Energy propõe que essa taxa seja revista para o valor de 14,80%.

*Média estimada até nov/17

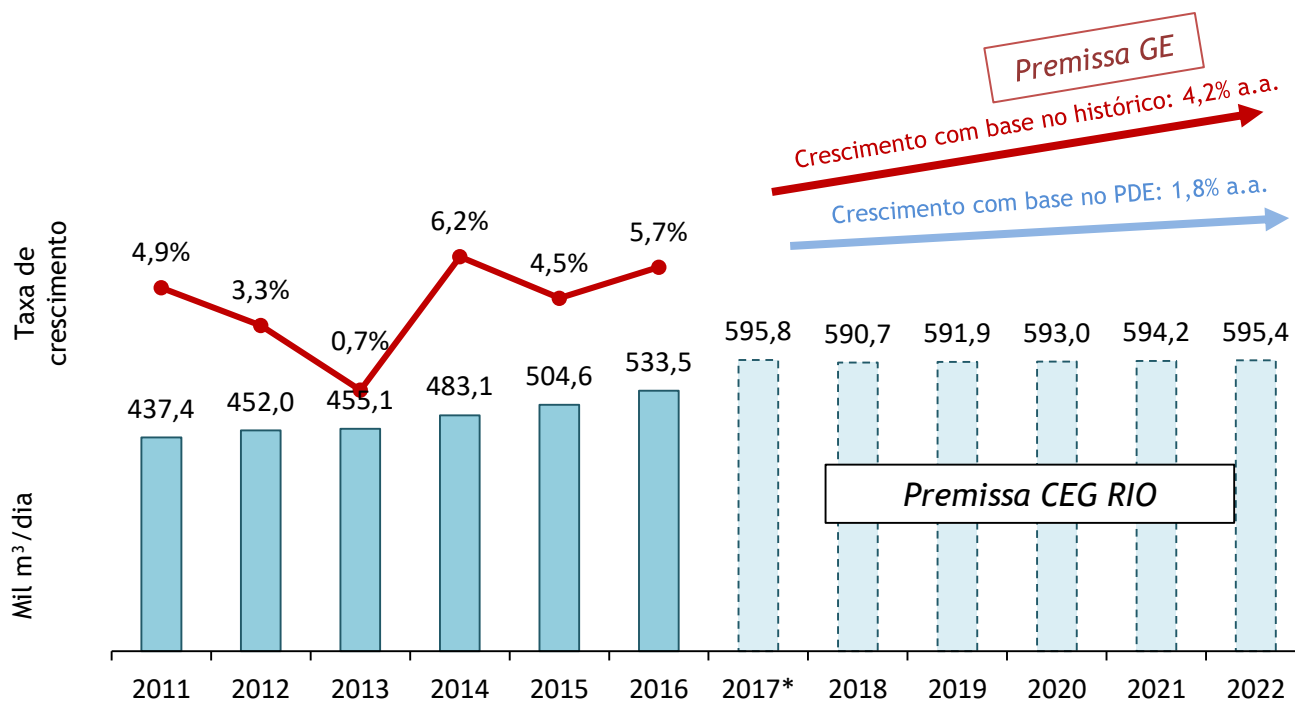
Demanda

Segmento Automotivo

Mesmo em anos de forte recessão econômica (como foi o caso de 2016), a taxa de crescimento do mercado automotivo tem se mantido em terreno positivo na área de concessão da CEG RIO.

PDE 2026

Mesmo o Plano Decenal de Expansão (PDE) 2026, da EPE, que pode ser considerado conservador, indica um crescimento de 1,8% a.a. da demanda de GN para o setor de transporte até 2026.



*Média estimada até nov/17

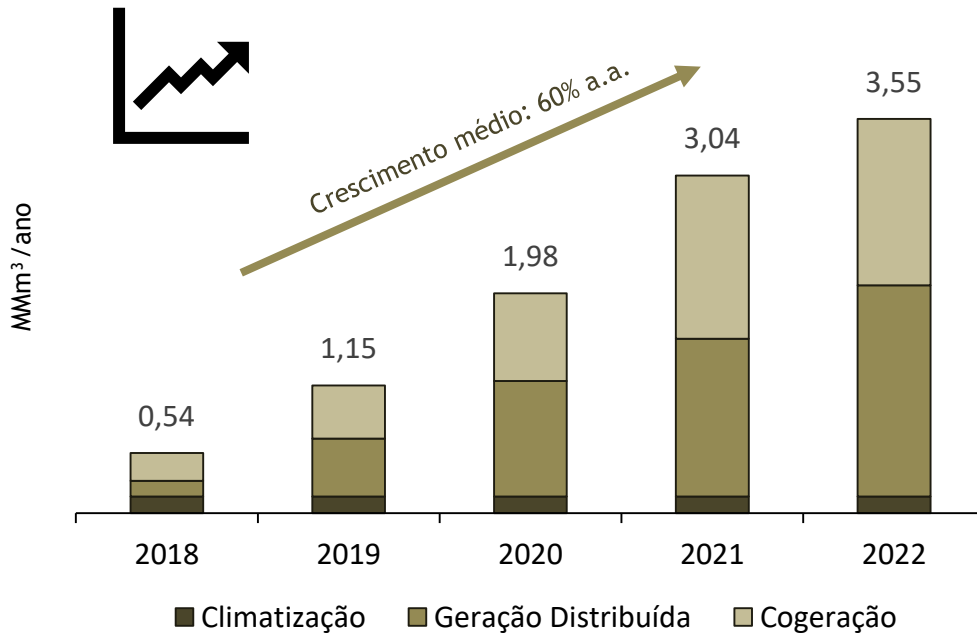
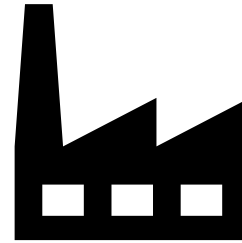
A massificação do uso de aplicativos como Uber, e elevação dos preços da gasolina, estimularam o maior consumo de GNV, principalmente no Rio.

A premissa considerada pela CEG RIO de estagnação do consumo neste segmento não parece razoável com o crescimento histórico do setor nem com crescimento estimado pela EPE e nem se tomado em consideração as projeções para os preços de combustíveis substitutos.

Demanda

Segmento Cogeração

Considerando que a geração descentralizada de energia (GD) está diretamente ligada com Cogeração e que ambos os setores devem crescer fortemente nos próximos anos com os incentivos, a taxa de crescimento médio anual para este segmento de 60% a.a. está dentro das expectativas da Gas Energy.



Fatos que sustentam o crescimento da demanda de GN para cogeração:

- ✓ Elevação do preço de energia elétrica (devido à maior necessidade de despacho térmico)
- ✓ Maior oferta de gás natural doméstica
- ✓ Queda do preço do gás
- ✓ Incentivo à geração descentralizada através de isenções de taxas

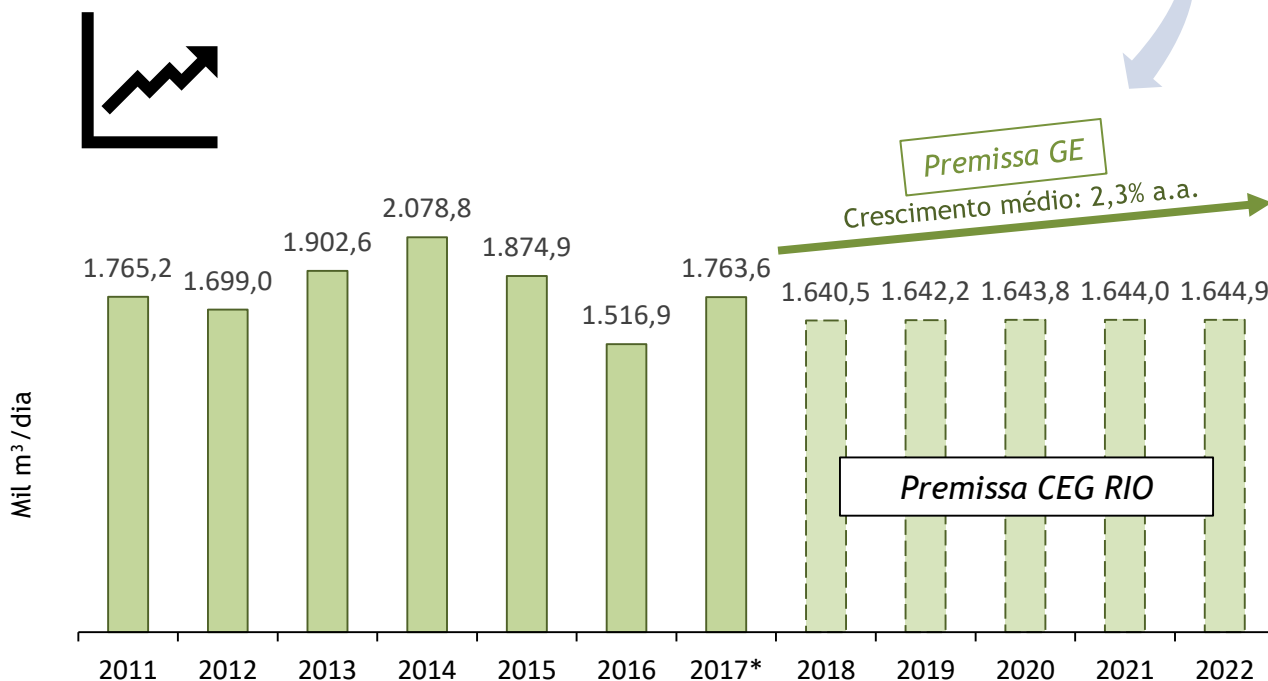
Demanda

Segmento Industrial

Apesar da redução da demanda industrial nos anos de recessão, espera-se retomada do crescimento juntamente com o fortalecimento da economia e maior atividade da indústria siderúrgica fluminense.

PDE 2026

Para o segmento industrial, o PDE 2026 considera um crescimento médio de 2,3% até 2026.



A premissa considerada pela CEG RIO de estagnação do consumo neste segmento não parece estar atualizada com a conjuntura atual de retomada da atividade econômica. Comparada a 2017, a premissa é de queda em 2018, o que não parece razoável.

*Média estimada até nov/17

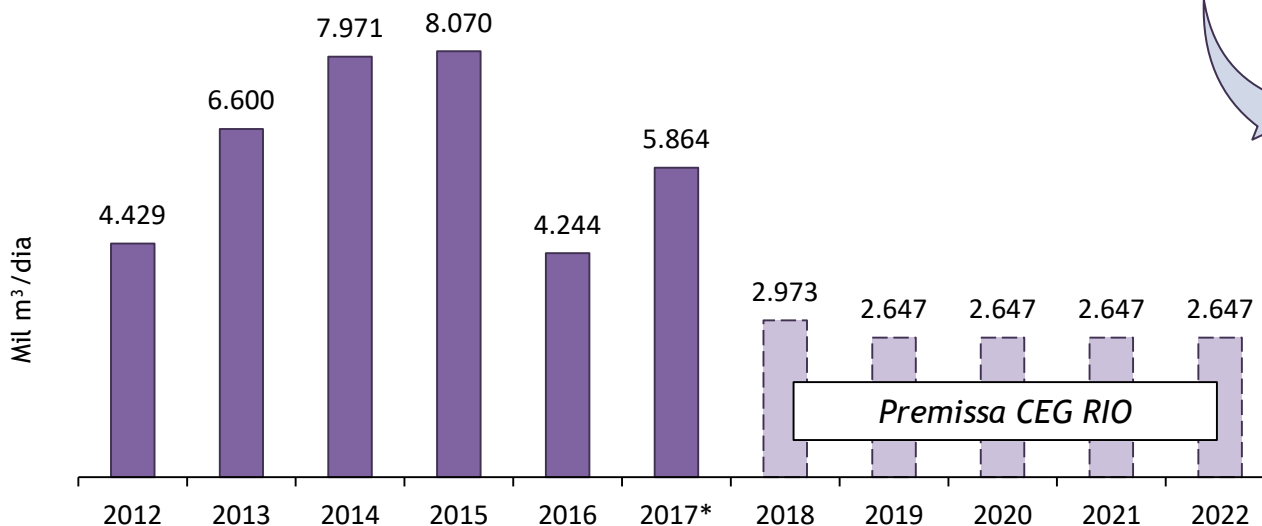
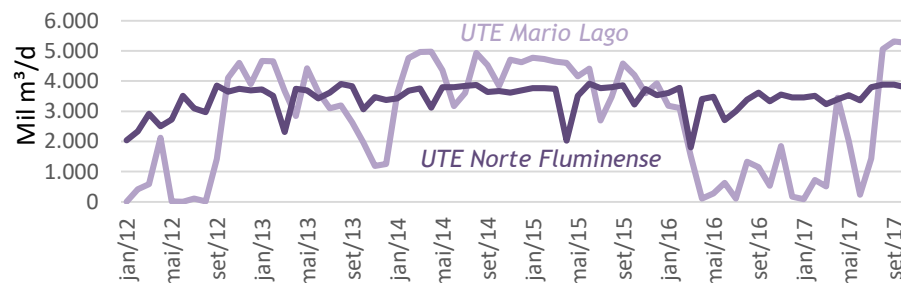
Demanda

Segmento Termelétrico

A premissa utilizada pela concessionária não condiz com o histórico recente de despacho das usinas que compõem a sua área de concessão. Mesmo considerando apenas a UTE mais barata despachando até 2022, o volume de gás estimado seria de quase 1 MMm³/d acima do considerado pela CEG RIO.

Premissa GE (por ano)

Termelétrica	CVU (R\$/MWh)	Consumo médio 2012-2017 (mil m ³ /d)
UTE Mario Lago	511,93	2.778
UTE Norte Fluminense	108,97**	3.432



UTE Norte Fluminense:
Despachou durante todo o período analisado, por seu baixo custo de gás (PPT).

UTE Mario Lago:
Apesar de mais dependente do cenário hidrológico, mesmo em anos de regime médio de chuvas, ainda despachou consideravelmente.

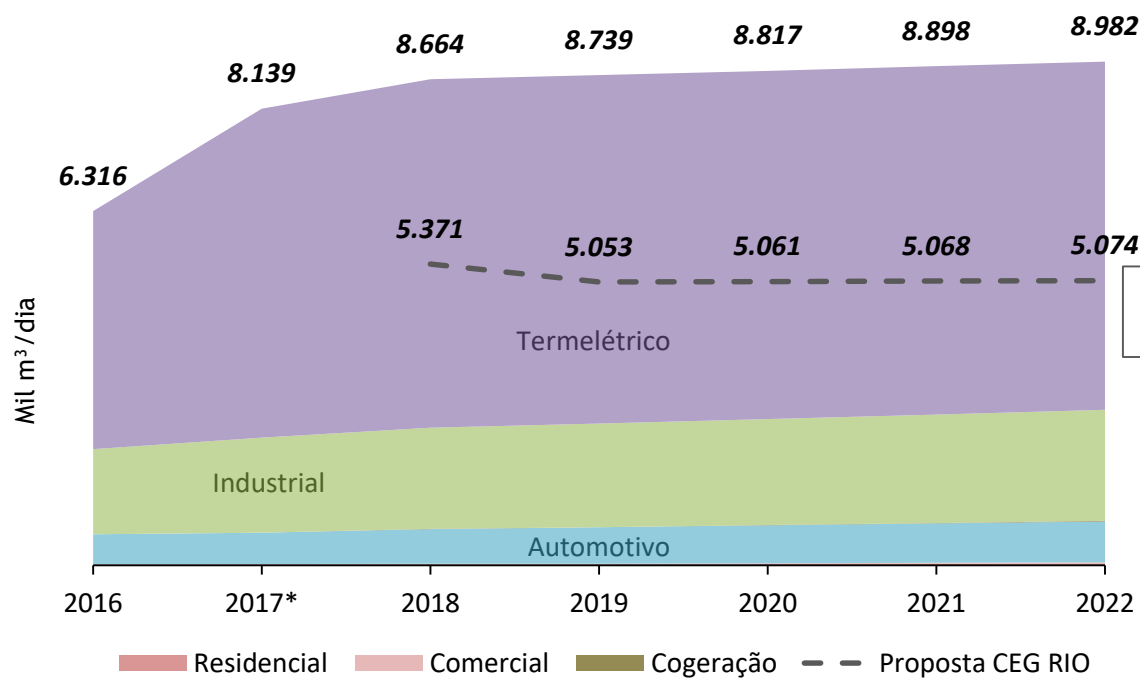
*Média estimada até nov/17

**Ponderado pelos CVUs de cada unidade

Demanda

Proposta GE

Demanda (mil m ³ /dia)	2016	2017*	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial	13	15	18	22	26	31	38
Comercial	9	10	12	13	15	18	20
Automotivo	533	556	579	604	629	655	683
Cogeração	0	0	1,5	3,2	5,4	8,3	9,7
Industrial	1.517	1.694	1.733	1.773	1.814	1.855	1.898
Termelétrico	4.244	5.864	6.210	6.210	6.210	6.210	6.210



Considerando que a projeção proposta pela CEG RIO não está em linha com o histórico da concessionária, a GE entende ser essencial grande atenção ao debate em torno desses valores.

A partir das estimativas da GE, espera-se uma projeção de demanda 77% maior do que a proposta pela CEG RIO, sendo que a diferença encontra-se principalmente na projeção térmica.

O Processo de Revisão Tarifária

Análise da Projeção de Custos
Operacionais

Custos Operacionais

- *Tendo em vista a publicação do 3º Termo Aditivo do Contrato de Concessão da CEG RIO, a Gas Energy optou por tratar os custos operacionais com GNC de maneira separada dos custos operacionais restantes da distribuidora;*
- *Desta forma, foram abordadas duas situações:*

Custos com GNC

- *Avaliação dos pontos de entrega mais próximos às cidades mencionadas no 3º Termo Aditivo;*
- *De modo a ter um benchmarking com base em dados específicos do segmento GNC, a GE estimou os custos de compressão, transporte e expansão com base nas demandas projetadas consideradas pela CEG RIO para o segmento GNC.*

Custos Restantes

- *Aplicação de métodos benchmarking com base em outros agentes reguladores mundiais;*
- *Custos eficientes estimados com base nas últimas revisões da SPS, Gás Brasileiro e CEG RIO;*
- *Aplicação do parâmetro T segundo metodologia já utilizada pela ANEEL.*

Custos Operacionais

- *Tendo em vista a publicação do 3º Termo Aditivo do Contrato de Concessão da CEG RIO, a Gas Energy optou por tratar os custos operacionais com GNC de maneira separada dos custos operacionais restantes da distribuidora;*
- *Desta forma, foram abordadas duas situações:*

Custos com GNC

- *Avaliação dos pontos de entrega mais próximos às cidades mencionadas no 3º Termo Aditivo;*
- *De modo a ter um benchmarking com base em dados específicos do segmento GNC, a GE estimou os custos de compressão, transporte e expansão com base nas demandas projetadas consideradas pela CEG RIO para o segmento GNC.*

Custos Restantes

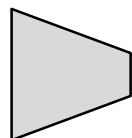
- *Aplicação de métodos benchmarking com base em outros agentes reguladores mundiais;*
- *Custos eficientes estimados com base nas últimas revisões da SPS, Gás Brasileiro e CEG RIO;*
- *Aplicação do parâmetro T segundo metodologia já utilizada pela ANEEL.*

Custos Operacionais

Custos com GNC

- Os custos de GNC foram estimados em fluxos de caixa distintos, considerando uma taxa de retorno de 0%, devido a posterior aplicação da TRC da concessionária. No caso dos custos com distribuição, a GE não achou coerente considerar a depreciação de 30 anos usualmente utilizada pela CEG RIO, tendo em vista que uma carreta costuma ter uma vida útil consideravelmente menor.

Custos Compressão



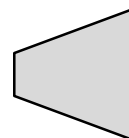
Custo baseado em um compressor com 70% de rendimento e custo de energia de R\$ 0,52/kWh*, considerando uma TIR de 0% e depreciação em 30 anos.

Custos Distribuição



Custo baseado em uma carreta de 6,0 mil m³ com uma vida útil de 10 anos, considerando uma TIR de 0% e uma depreciação em 5 anos.

Custos Expansão



Considera-se aluguel do painel de redução de pressão. Custo baseado em 30% do custo de investimento no painel,

A Gas Energy considerou apenas os custos de GNC para as cidades previstas no 3º Termo Aditivo, devido ao fato de que os investimentos em GNC por parte da CEG RIO não terem avançado consideravelmente nos últimos anos.

Custos Operacionais

Custos com GNC

- Com base nas premissas de destino e volume apresentadas foram examinados pela GE dois cenários partindo de diferentes city-gates com o intuito de se obter os menores custos com GNC (mais eficientes): um supõe que os pontos city-gate para a base de compressão não serão necessariamente os mais próximos dos pontos finais de consumo, acarretando inicialmente em maiores custos de transporte; o outro supõe que serão utilizados os city-gates mais próximos aos pontos de consumo.

Cidade consumidora	PE	Distância (km)
Angra dos Reis	Barra Mansa	89
C. de Macacu	Guapimirim	43
Nova Friburgo	Guapimirim	80
Saquarema	Termorio	135
Teresópolis	Guapimirim	35

Cálculo dos Custos para a situação de city-gates mais próximos

Milhões de R\$	2018	2019	2020	2021	2022
Custo de Compressão	0,80	0,99	1,27	1,32	1,55
Custo de Transporte	2,23	2,37	4,64	4,55	4,45
Custo de Expansão	0,28	0,30	0,35	0,37	0,40
Total	3,31	3,67	6,26	6,23	6,40

Cidade consumidora	PE	Distância (km)
Angra dos Reis	Piraí	103
C. de Macacu	Duque de Cx.	90
Nova Friburgo	UTE M.Lago	120
Saquarema	Guapimirim	146
Teresópolis	Duque de Cx	66

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
Total	4,07	4,43	5,03	5,15	5,16

Custos Operacionais

Custos com GNC

- Com base nas premissas de destino e volume apresentadas foram examinados pela GE dois cenários partindo de diferentes city-gates com o intuito de se obter os menores custos com GNC (mais eficientes): um supõe que os pontos city-gate para a base de compressão não serão necessariamente os mais próximos dos pontos finais de consumo, acarretando inicialmente em maiores custos de transporte; o outro supõe que serão utilizados os city-gates mais próximos aos pontos de consumo.

Cidade consumidora	PE	Distância (km)
Angra dos Reis	Barra Mansa	89
C. de Macacu	Guapimirim	43
Nova Friburgo	Guapimirim	80
Saquarema	Termorio	135
Teresópolis	Guapimirim	35

Cálculo dos Custos para a situação de city-gates mais próximos

Milhões de R\$	2018	2019	2020	2021	2022
Custo de Compressão	0,80	0,99	1,27	1,32	1,55
Custo de Transporte	2,23	2,37	4,64	4,55	4,45
Custo de Expansão	0,28	0,30	0,35	0,37	0,40
Total	3,31	3,67	6,26	6,23	6,40

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
Total	4,07	4,43	5,03	5,15	5,16

Os custos com transporte acabam sendo menores para os city-gates mais distantes devido a questões de logística e melhor aproveitamento da trajetória percorrida pelos caminhões de GNC.

Custos Operacionais

Custos com GNC

- Com base nas premissas de destino e volume apresentadas foram examinados pela GE dois cenários partindo de diferentes city-gates com o intuito de se obter os menores custos com GNC (mais eficientes): um supõe que os pontos city-gate para a base de compressão não serão necessariamente os mais próximos dos pontos finais de consumo, acarretando inicialmente em maiores custos de transporte; o outro supõe que serão utilizados os city-gates mais próximos aos pontos de consumo.

A Gas Energy considerou apenas os custos de GNC para as cidades previstas no 3º Termo Aditivo, devido ao fato de que os investimentos em GNC por parte da CEG RIO não têm avançado nos últimos anos.

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
Total	10,61	11,22	12,52	12,92	13,78

Cenário assumido pela GE

Cidade consumidora	PE	Distância (km)
Angra dos Reis	Piraí	103
C. de Macacu	Duque de Cx.	90
Nova Friburgo	UTE M.Lago	120
Saquarema	Guapimirim	146
Teresópolis	Duque de Cx	66

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
Total	4,07	4,43	5,03	5,15	5,16

Custos Operacionais

- *Tendo em vista a publicação do 3º Termo Aditivo do Contrato de Concessão da CEG RIO, a Gas Energy optou por tratar os custos operacionais com GNC de maneira separada dos custos operacionais restantes da distribuidora;*
- *Desta forma, foram abordadas duas situações:*

Custos com GNC

- *Avaliação dos pontos de entrega mais próximos às cidades mencionadas no 3º Termo Aditivo;*
- *De modo a ter um benchmarking com base em dados específicos do segmento GNC, a GE estimou os custos de compressão, transporte e expansão com base nas demandas projetadas consideradas pela CEG RIO para o segmento GNC.*

Custos Restantes

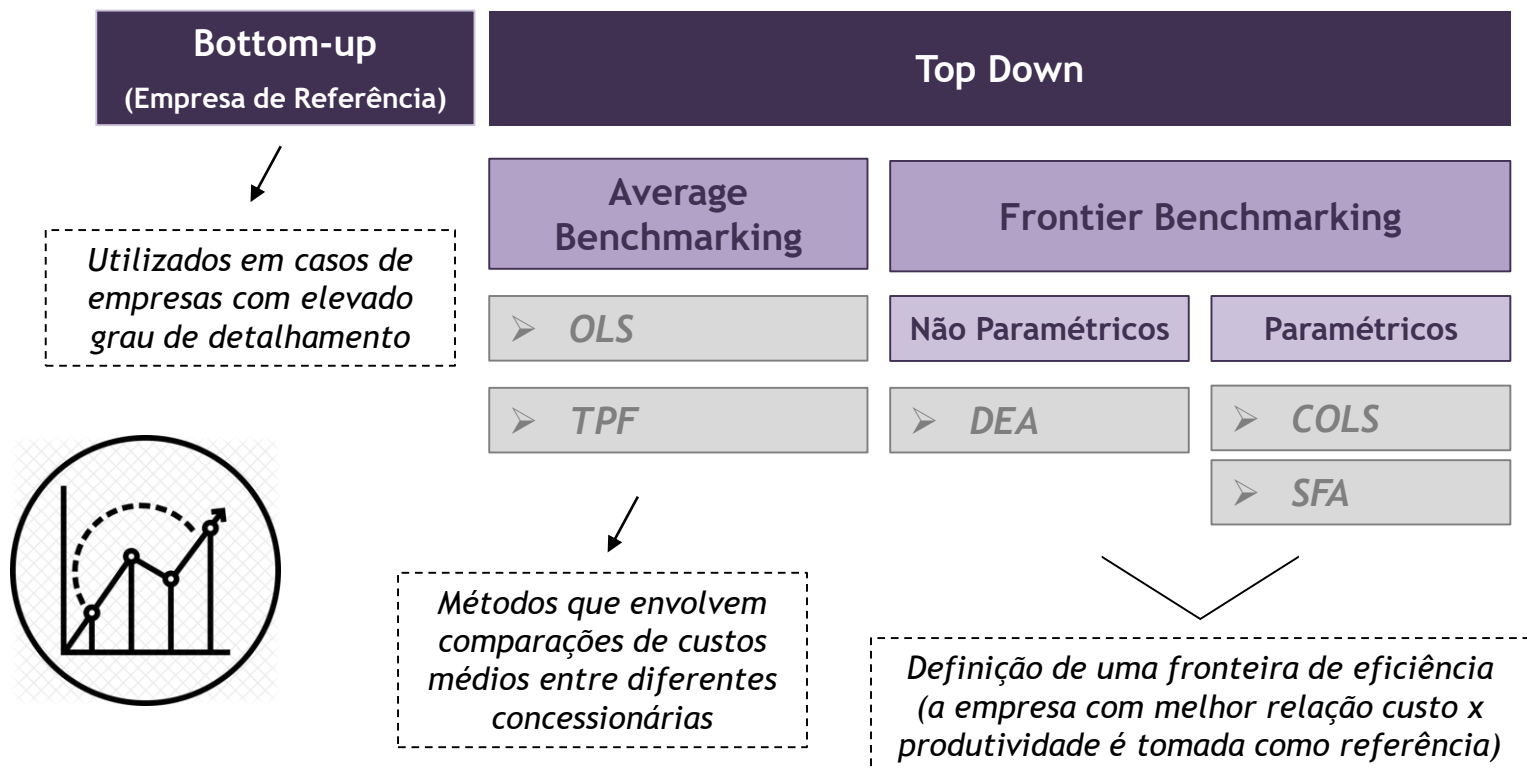
- *Aplicação de métodos benchmarking com base em outros agentes reguladores mundiais;*
- *Custos eficientes estimados com base nas últimas revisões da SPS, Gás Brasileiro e CEG RIO;*
- *Aplicação do parâmetro T segundo metodologia já utilizada pela ANEEL.*

Custos Operacionais

Custos Restantes

- A Gas Energy utilizou como referência a metodologia empregada pela ANEEL para avaliação da proposta referente aos custos operacionais da CEG RIO. Dessa forma a metodologia segue o emprego de métodos de benchmark;
- As metodologias mais utilizados por uma série de agências reguladoras (EUA, Grã-Bretanha, Noruega, etc.) se subdividem em uma série de modelos, descritos abaixo.

Métodos Benchmarking

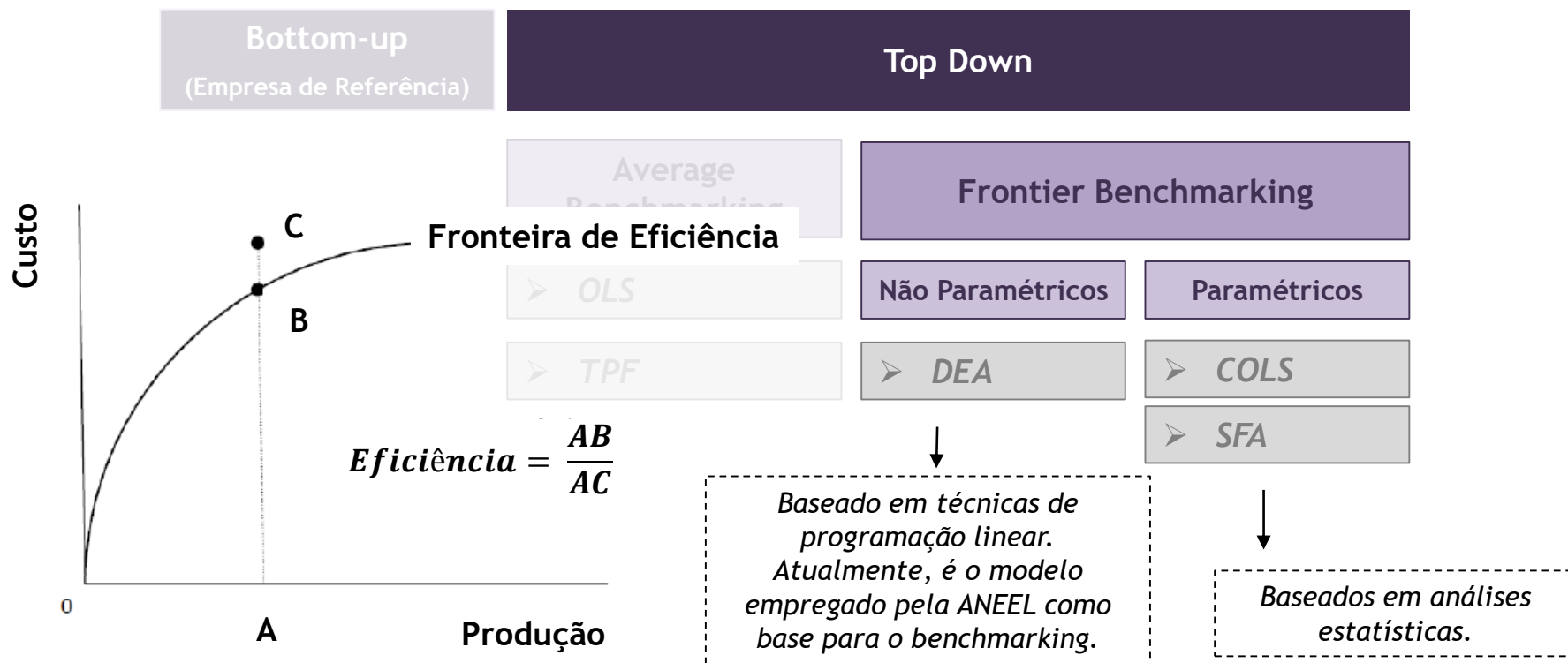


Custos Operacionais

Custos Restantes

- Como sinalizado pela Ofgem, não existe um método único para análise de benchmark, existe apenas aquele que melhor se adequa à realidade das empresas estudadas;
- A mesma agência realiza uma comparação entre os métodos COLS e DEA e no geral ambos convergem para resultados semelhantes.

Métodos Benchmarking

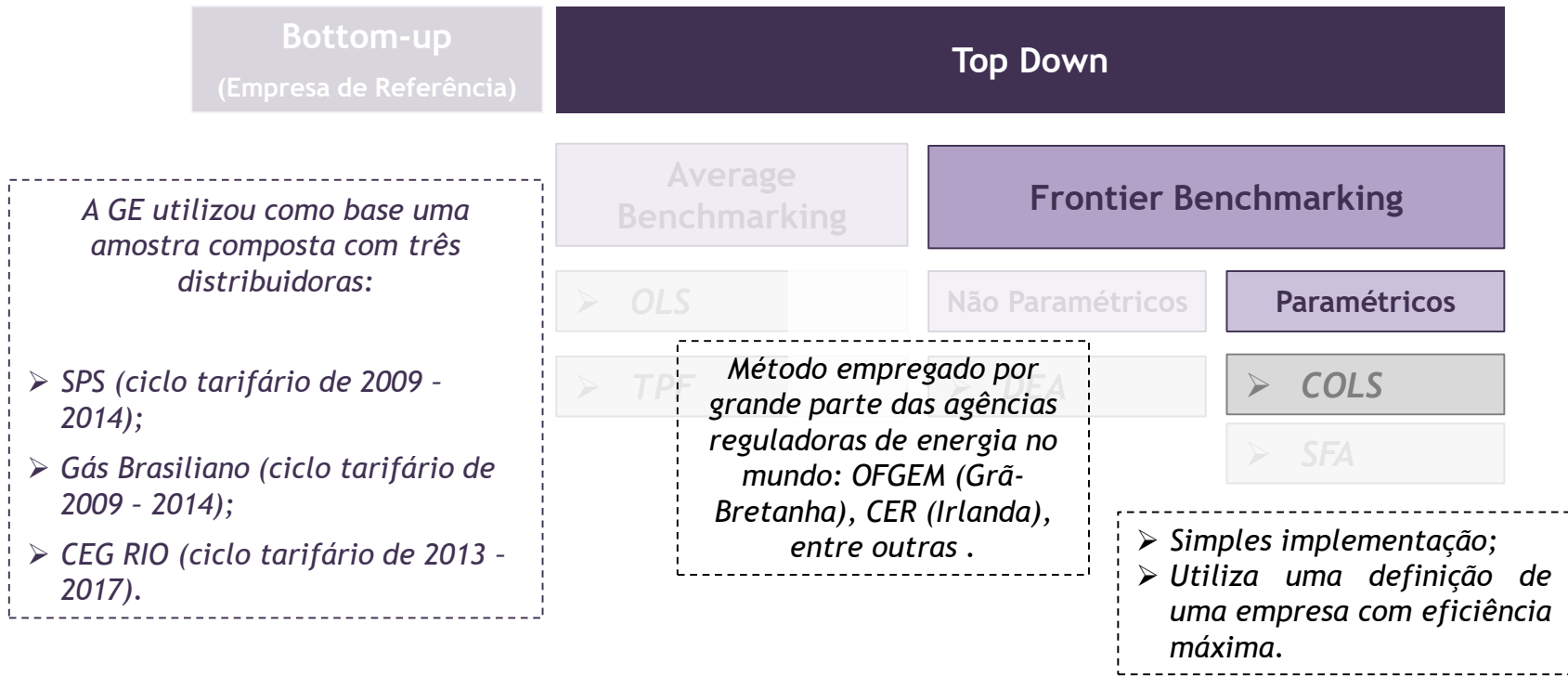


Custos Operacionais

Custos Restantes

- Como sinalizado pela Ofgem, não existe um método único para análise de benchmark, existe apenas aquele que melhor se adequa à realidade das empresas estudadas;
- A mesma agência realiza uma comparação entre os métodos COLS e DEA e no geral ambos convergem para resultados semelhantes.

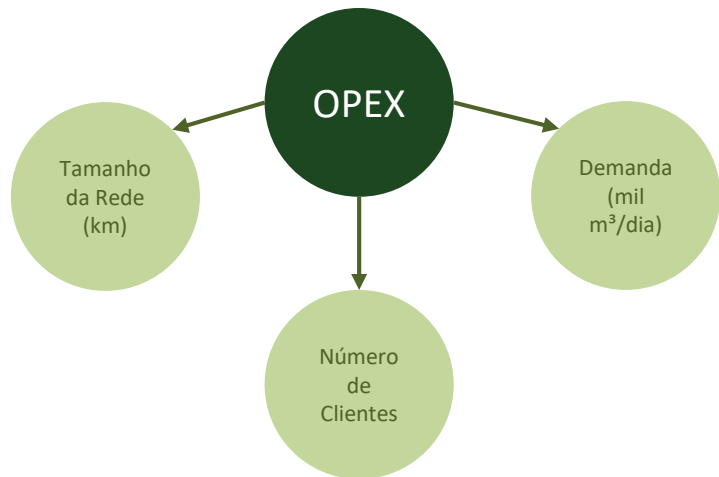
Métodos Benchmarking



Custos Operacionais

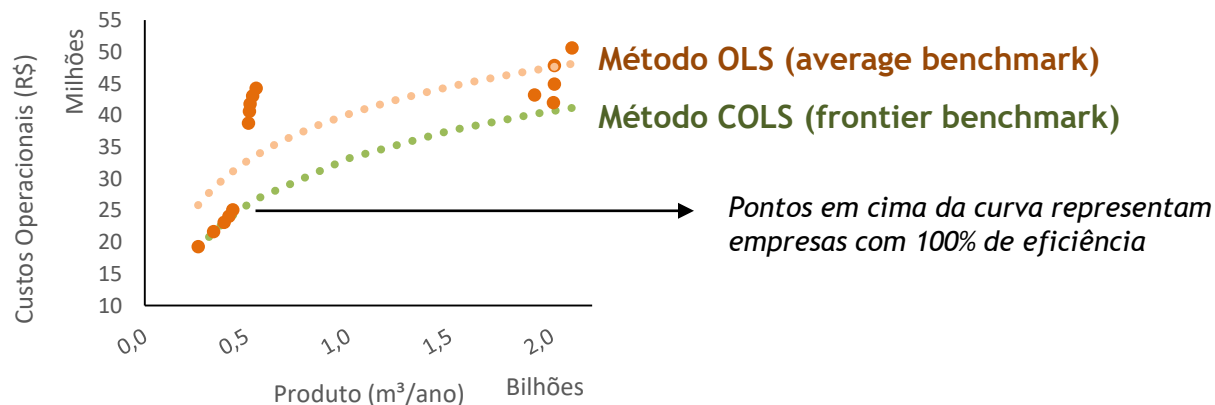
Custos Restantes - Metodologia COLS

- Uma das desvantagens do modelo COLS é o fato de ser necessária a determinação de um modelo para a função custos (é usual a utilização de uma função que dependa do comprimento da rede, do número de clientes e da demanda da concessionária);
- A GE utilizou como base o modelo Cobb-Douglas, já utilizado em processos anteriores de revisão tarifária pela ANEEL.



Determinação de uma variável composta que é responsável por representar estas três variáveis, com base em uma matriz de correlação entre os dados de 3 distribuidoras

A partir deste método é obtida a curva de eficiência.

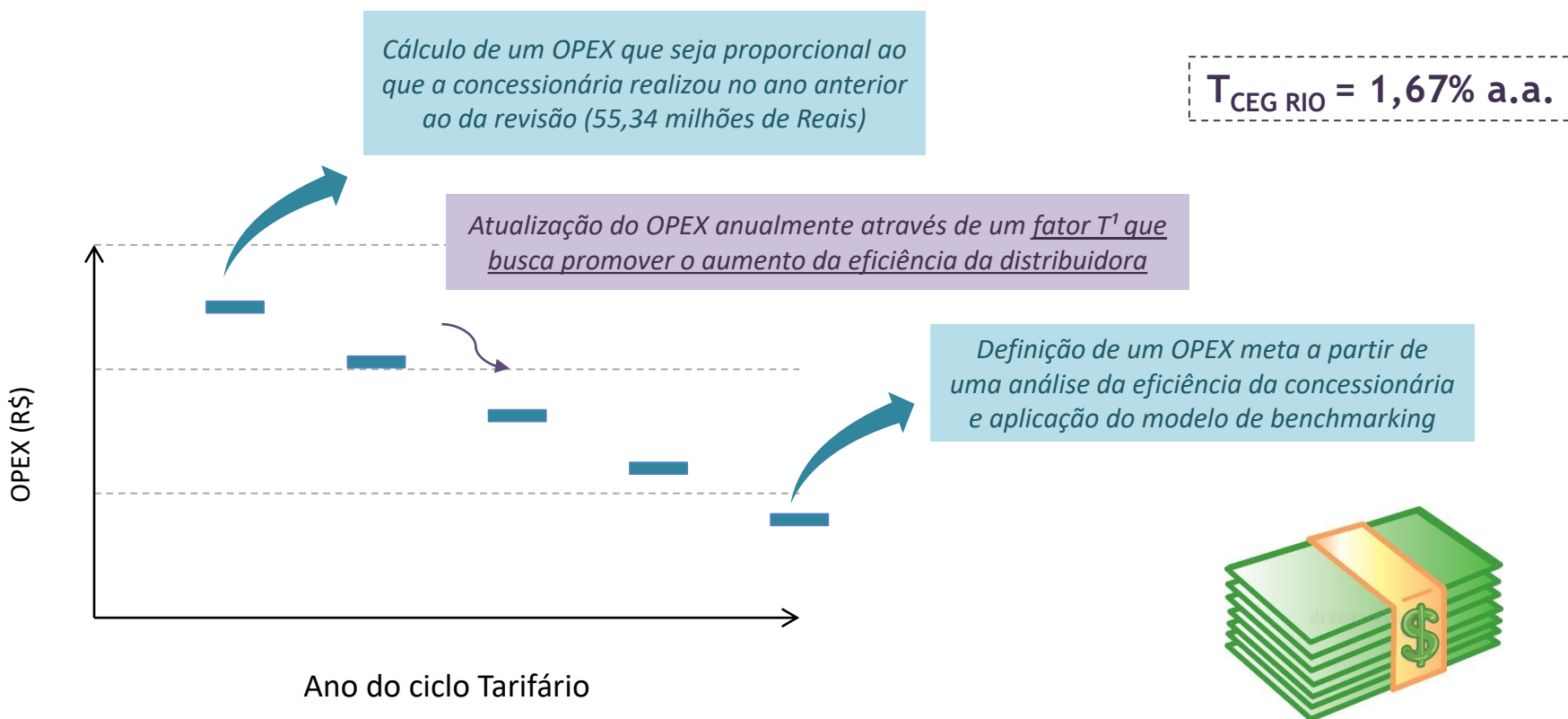


Com a curva de eficiência e dado o atual mercado da CEG RIO, é estimado qual seria o OPEX que a distribuidora teria com 100% de eficiência.¹

Custos Operacionais

OPEX Benchmarking e Aplicação dos Resultados

- A GE propõe que a avaliação do OPEX para a distribuidora siga uma metodologia que busca aferir espaços para a redução dos custos operacionais ao longo dos anos, promovendo o aumento da eficiência da distribuidora (como já realizado para as distribuidoras do setor elétrico no Brasil);
- Esse fator de ajuste (componente T) é calculado exclusivamente com os dados da própria distribuidora, a fim evitar que a meta apresentada seja inatingível à concessionária.



Importância de Fatores de Eficiência

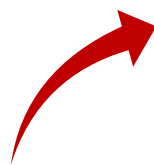
- *Os fatores de eficiência são parâmetros incorporados no cálculo das tarifas nas revisões tarifárias, em forma de parcela redutora e representam o esforço do regulador em cumprir com preceitos básicos para a garantia de serviços eficientes e com modicidade tarifária.*
- *Atualmente, a concessionária não aplica nenhum fator que preveja o aumento de eficiência ao longo dos anos, o que, de partida, já pode sinalizar conforto por parte da concessionária em obter reajustes maiores.*
- *A redução é uma forma de repassar aos consumidores parte dos possíveis aumentos na receita das concessionárias, devido a ganhos de produtividade e diminuição dos custos que foram pré-estabelecidos na revisão.*

Um dos fatores de eficiência é o Fator X, cujo principal objetivo é incentivar o aumento na eficiência dos serviços prestados aos consumidores pelas distribuidoras.



A Comgás já considera a implementação do Fator X nas suas revisões tarifárias. No setor elétrico, a ANEEL também determina a utilização do fator nas revisões, onde o valor é estipulado considerando as particularidades de cada mercado.

Oportunidade de beneficiamento para a concessionária, havendo a possibilidade de “ganho extra” caso a redução de custos seja maior que a prevista na revisão tarifária.



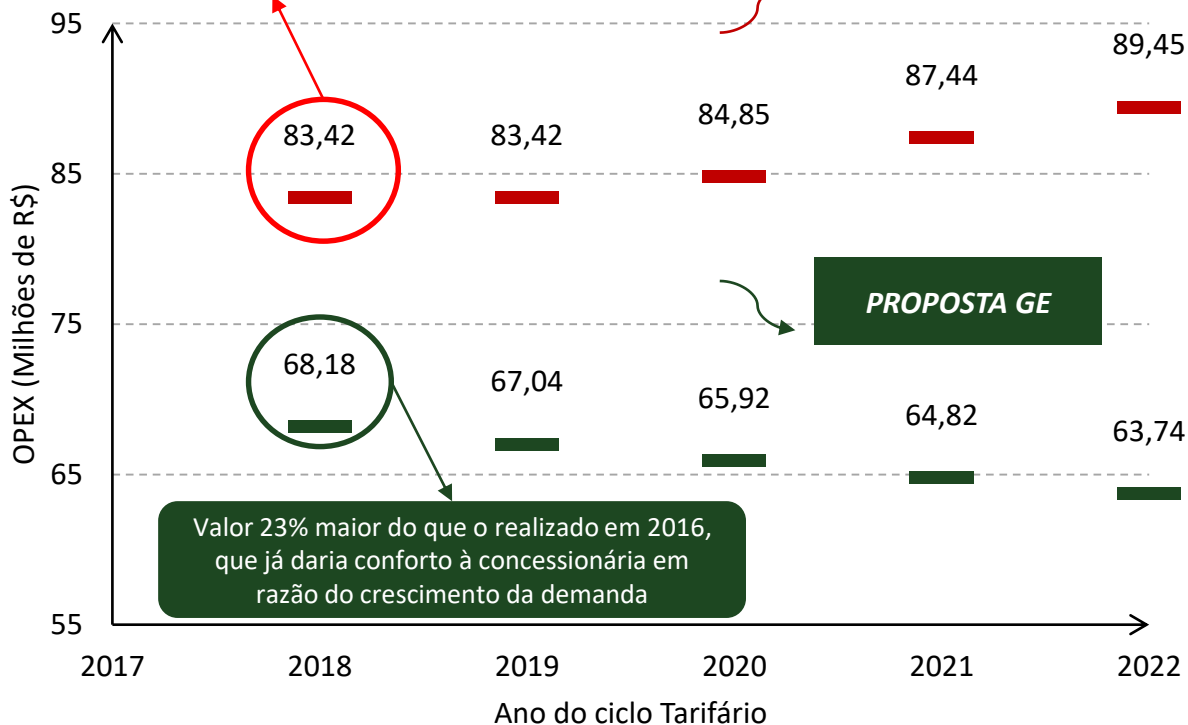
Em um mercado competitivo, a redução de custos e aumento de eficiência já ocorreria naturalmente, por “sobrevivência”. A determinação do fator em um mercado de monopólio natural pelo regulador é uma forma de assegurar aos consumidores que as concessionárias de fato buscarão melhorar a qualidade de serviços.

Custos Operacionais

Custos Restantes - Proposta GE

- Diante de uma análise de benchmarking utilizando como base outras distribuidoras de semelhante porte, a GE identificou que a projeção de custos da concessionária apresenta claro desajuste, de forma que **o valor deve ser revisto, com espaço para redução de pelo menos 20% do valor proposto.**

Valor 50% maior do que o realizado em 2016, enquanto que a distribuidora apresentou uma projeção de mercado estagnado



Valor 23% maior do que o realizado em 2016, que já daria conforto à concessionária em razão do crescimento da demanda

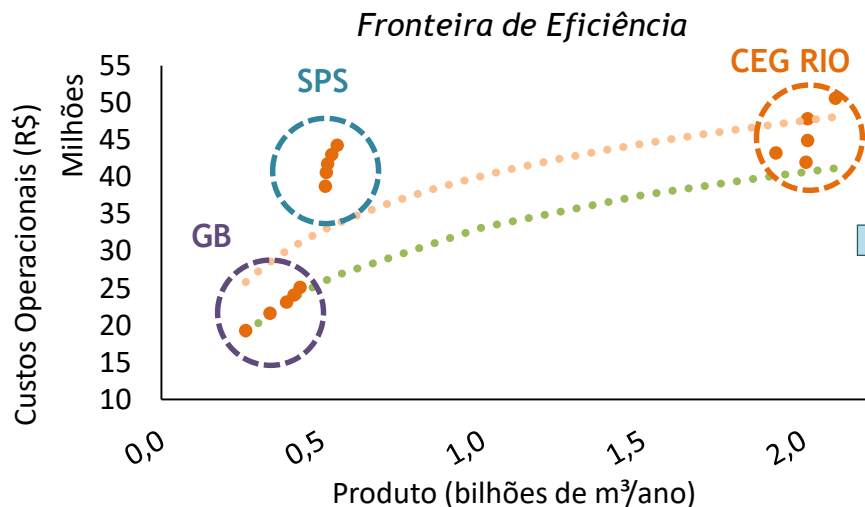
Acreditamos que os custos operacionais propostos pela concessionária são bastante elevados em comparação ao ano de 2016¹ (R\$ 55,34 milhões), sendo que para a tarifa que está vigorando em 2018 estão sendo utilizados, temporariamente, os valores realizados em 2016.

Observa-se ausência de coerência entre os valores propostos pela CEG RIO. Enquanto que a projeção de demanda da concessionária prevê um mercado estagnado, os custos operacionais só crescem, sinalizando que o plano da concessionária é degradar sua eficiência ao longo dos próximos 5 anos.

¹Valores sinalizados na Deliberação Agenera n° 3.304/2017.

Custos Operacionais

Custos Restantes - Comparação entre distribuidoras



Análise da SPS, GB e CEG RIO frente a fronteira de eficiência

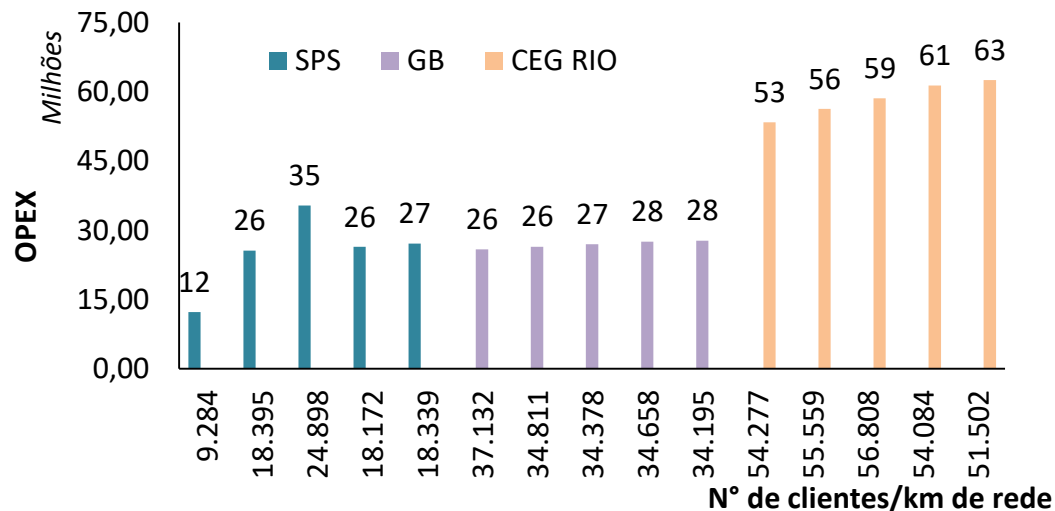
Com base na análise de benchmarking Brasil e nos custos realizados no último ciclo, a CEG RIO apresenta valores razoáveis de eficiência, apresentando uma relação de custos x produtividade menor que a GB, mas superior à SPS.

A curva de custos operacionais vs produto apresenta ganhos de escala, ou seja, após um certo nível de custos, um aumento na produção não ocasionará um aumento de igual proporção no OPEX.

Desta forma, mesmo que a CEG RIO apresente aumento da demanda, o impacto nos seus custos operacionais deveria ser mais suave.

Portando, o que se percebe da proposta da CEG Rio, é que a concessionária busca se distanciar de qualquer fronteira de eficiência, aplicando valores que descartam ganhos de escala inerentes a uma indústria de rede, que é o caso do da distribuição de gás canalizado.

OPEX aprovados vs nº de clientes por rede



Período para cada ano do quinquênio da última revisão tarifária de cada distribuidora.

Custos Operacionais

Proposta GE

Proposta CEG RIO

<i>Milhões R\$</i>	2018	2019	2020	2021	2022
Custos com GNC	10,61	11,22	12,52	12,92	13,78
Custos Restantes	83,42	83,42	84,85	87,44	89,45
Custos Operacionais	94,03	94,64	97,37	100,36	103,23

Em processo regulatório realizado em 2015, a Agenera deliberou¹ sobre a aplicação ou não de um Fator X sobre os custos operacionais das distribuidoras CEG e CEG RIO, decidindo que após o 4º Ciclo Tarifário, o método escolhido deveria ser aplicado. Ponderou, contudo, que um aditivo contratual deveria ser firmado para garantir as bases legais de sua aplicação.

Os patamares requeridos para este que poderá ser o último ciclo sem aplicação obrigatória de um fator formal de eficiência, sugerem a busca por definir previamente o maior nível possível de custos, ainda que sem bases que o sustentem. Além de combater a prática de ações desarrazoáveis contra os consumidores, é papel da Agência garantir níveis de custo prudentes e ajustados à real necessidade operacional da concessão do serviço.

Considerando os parâmetros corrigidos pela Gas Energy de forma integral, o impacto desta revisão nos custos operacionais acarretaria em uma redução na margem de aproximadamente 9%.

Proposta Gas Energy

<i>Milhões R\$</i>	2018	2019	2020	2021	2022
Custos com GNC	4,07	4,43	5,03	5,15	5,16
Custos Restantes	68,18	67,04	65,92	64,82	63,74
Custos Operacionais	72,25	71,47	70,95	69,98	68,90

¹Deliberação Agenera n° 2727/2015.

O Processo de Revisão Tarifária

Análise da Proposta de Investimentos
e Base de Remuneração de Ativos

Investimentos

- A fim de averiguar a validade das projeções realizadas pela CEG RIO em revisões anteriores, verificou-se os investimentos realizados no quinquênio anterior em relação aos investimentos aprovados.

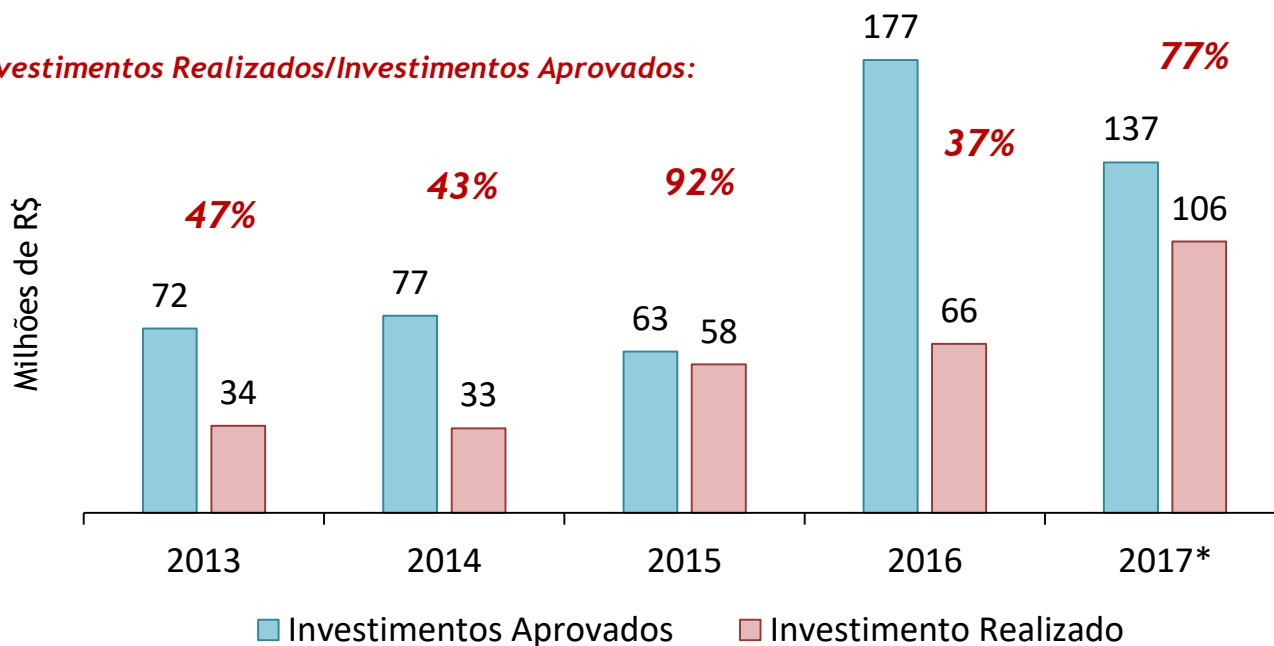
Os investimentos realizados no quinquênio estão muito abaixo dos previstos na 3ª Revisão Tarifária da CEG RIO, o que sugere que a concessionária possa estar superestimando estes dados em suas projeções.

Com o atraso do processo de revisão, a Agenesra considerou que para as tarifas “temporárias” de 2018 fosse considerado 50% dos investimentos propostos pela concessionária¹.

Considerando que a CEG RIO não tem, historicamente, cumprido a meta proposta na revisão, a GE realizou uma análise das cidades com maior oportunidade de desenvolvimento do setor de gás natural.

Esta análise envolveu o potencial de consumo de gás natural em substituição ao óleo combustível e ao GLP para a indústria – que foi utilizada para balizar decisão e direcionamento preferencial (desconsiderando políticas públicas de estado de caráter social) dos investimentos.

Investimentos Realizados/Investimentos Aprovados:



Investimentos

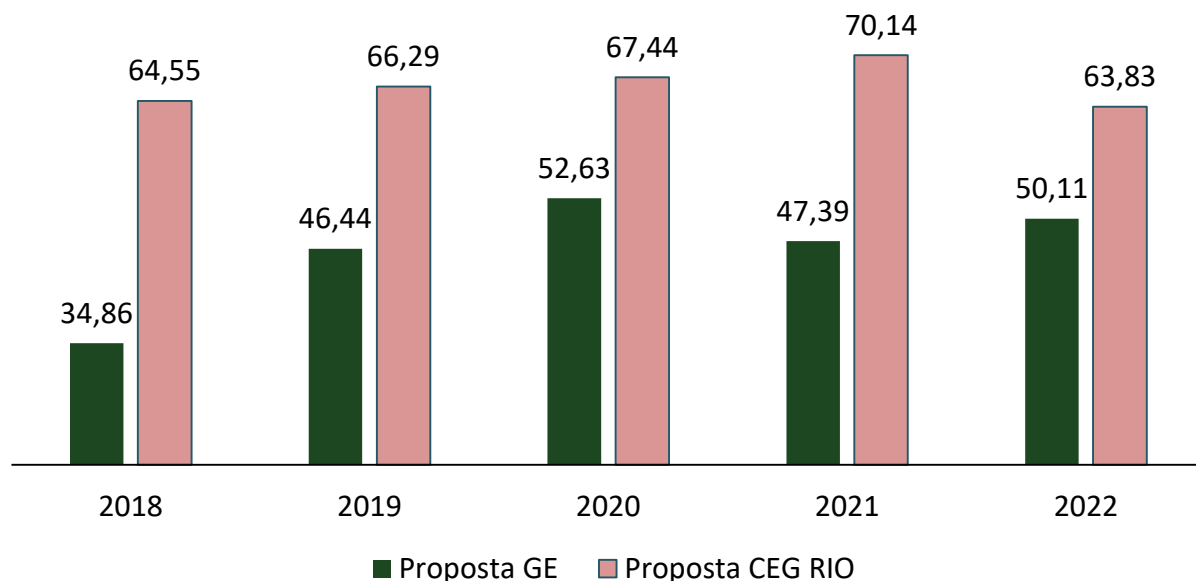
Proposta GE

- A GE propõe que a Agenesra aprove apenas os investimentos destinados às cidades com maior potencial de consumo de gás natural, de forma que a concessionária tenha condições de cumprir o plano de investimentos para o quinquênio.

Os valores propostos pela GE estão em linha com os investimentos realizados do histórico e também com a decisão da Agência de considerar apenas 50% do montante pedido para 2018.

A GE considerou, também, que seriam aprovados os investimentos necessários para todos os municípios citados no 3º Termo Aditivo do Contrato de Concessão. São eles: Angra dos Reis, Cachoeiras de Macacu, Nova Friburgo, Saquarema e Teresópolis.

Milhões de R\$

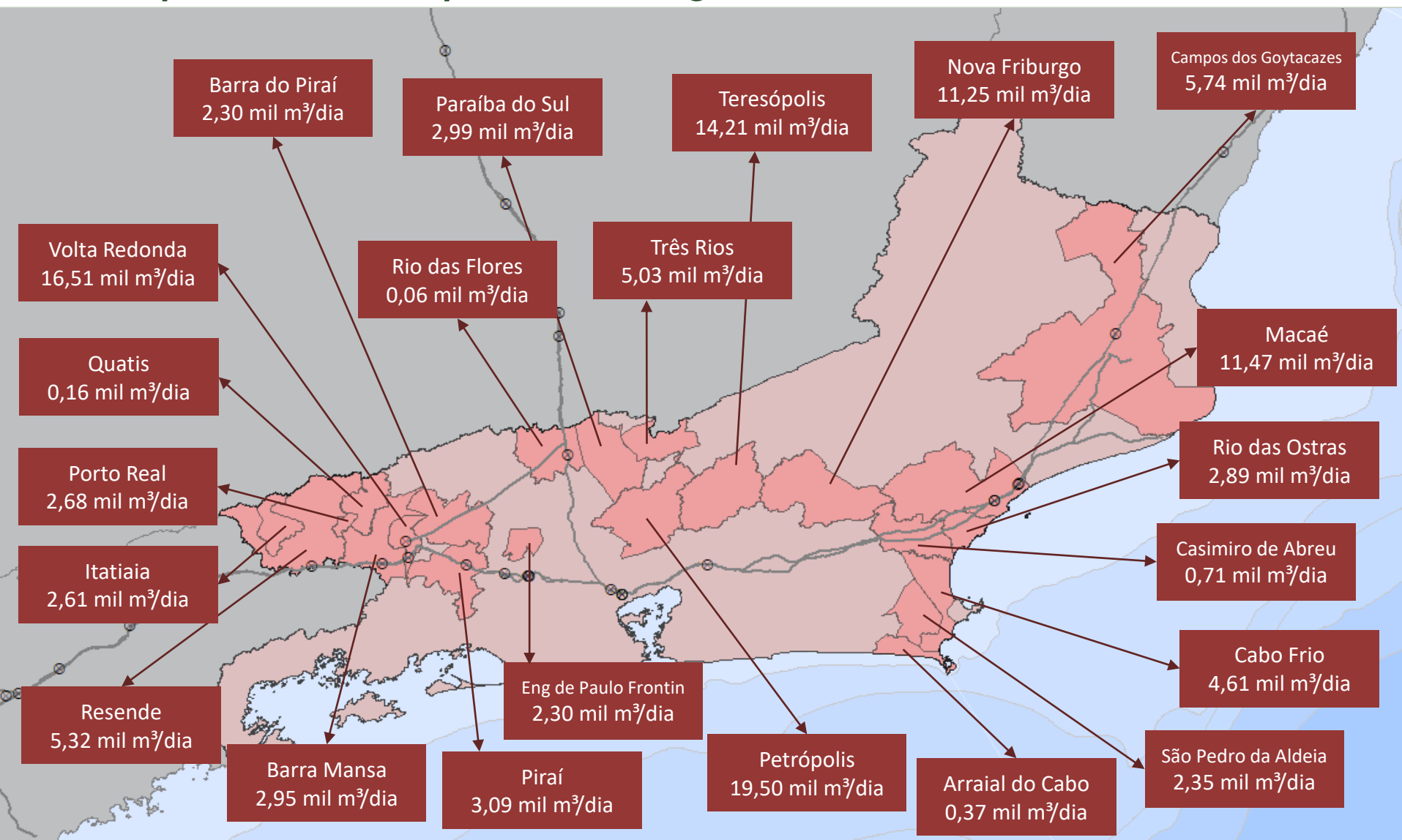


Em 2022, a proposta da GE representa 80% do valor proposto pela CEG RIO.

A redução dos investimentos previstos é responsável por uma redução de aproximadamente 3 p.p no fator de reposicionamento m.

Investimentos - Estimativa por potencial de substituição

Municípios atendidos pela rede de gasodutos da CEG RIO

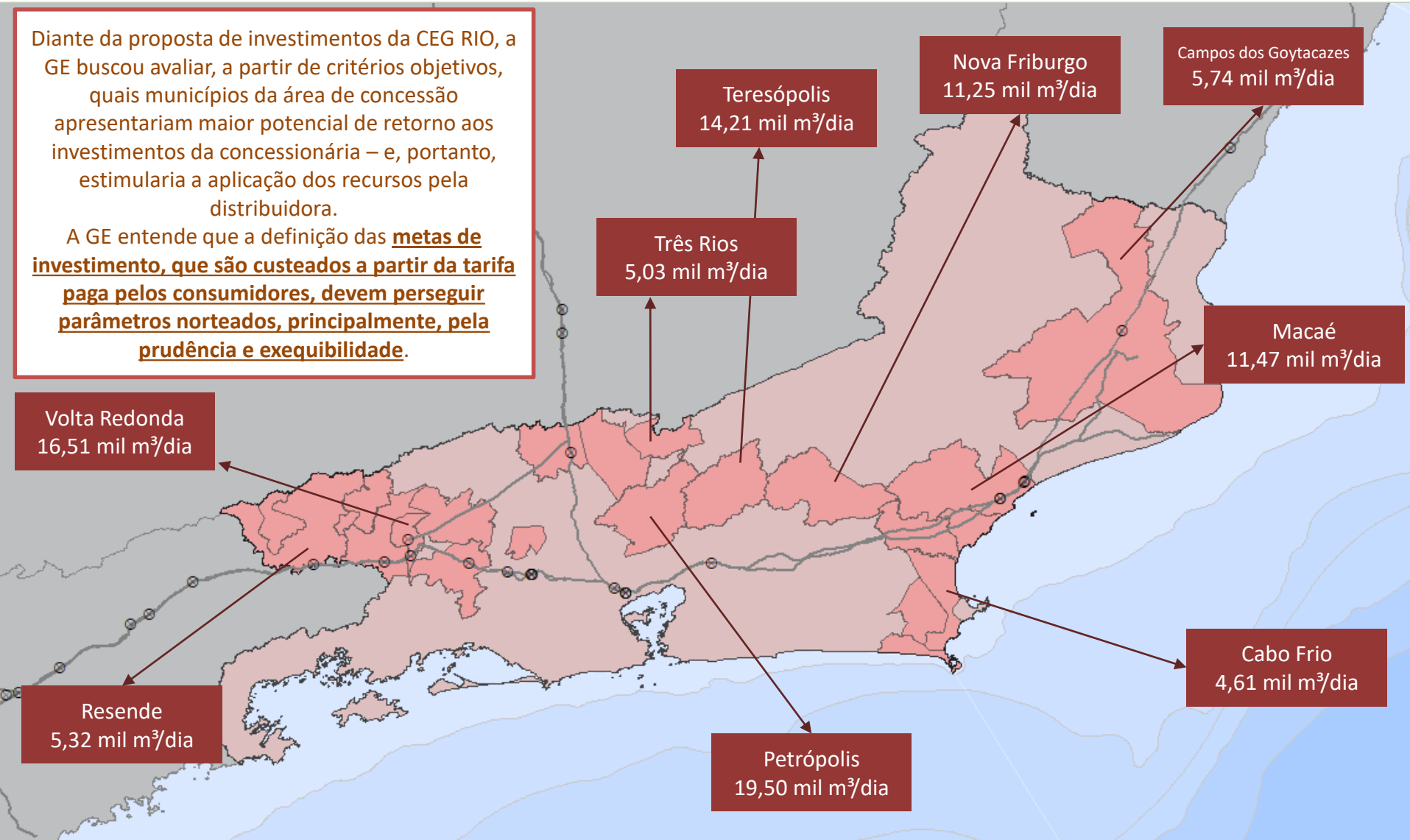


Investimentos - Estimativa por potencial de substituição

Municípios com maior potencial de consumo de GN*

Diante da proposta de investimentos da CEG RIO, a GE buscou avaliar, a partir de critérios objetivos, quais municípios da área de concessão apresentariam maior potencial de retorno aos investimentos da concessionária – e, portanto, estimularia a aplicação dos recursos pela distribuidora.

A GE entende que a definição das **metas de investimento, que são custeados a partir da tarifa paga pelos consumidores, devem perseguir parâmetros norteados, principalmente, pela prudência e exequibilidade.**



Base de Remuneração de Ativos

- A contabilização dos gastos com a BRA é utilizada para que a distribuidora receba uma taxa de remuneração sobre os investimentos realizados;
- Desta forma, a BRA é composta pela base atual de ativos da CEG RIO e pela projeção de investimentos da concessionária.



Proposta CEG RIO

MR\$	2018	2019	2020	2021	2022
Base Inicial	918,60	937,31	956,57	974,78	993,50
Investimentos	64,55	66,29	67,44	70,14	63,83
Depreciação	45,84	47,03	49,24	51,46	53,66
Base Final	937,31	956,57	974,77	993,46	1003,67

Proposta GE

MR\$	2018	2019	2020	2021	2022
Base Inicial	918,60	909,10	909,82	915,11	913,57
Investimentos	34,86	46,44	52,63	47,39	50,11
Depreciação	44,36	45,71	47,34	48,94	50,53
Base Final	909,10	909,82	915,11	913,57	913,15

A BRA consiste na soma dos custos da distribuidora com:

- Edificações e Obras Civas;
- Máquinas e Equipamentos;
- Almojarifado de Operação;
- Terrenos;
- Móveis e Imóveis Administrativos;
- Veículos;
- Intangíveis (Informática).



O Processo de Revisão Tarifária

Análise da Compensação dos
Investimentos Não Realizados

Compensação dos Investimentos Não Realizados

- Diante da recente publicação dos Anexos por parte do Regulador, a GE analisou os valores que envolvem os investimentos não realizados, e foi possível verificar uma série de divergências entre os valores das propostas e o ocorrido.

A Gas Energy entende ser bastante relevante o pedido para que os valores sejam revistos e que os dados publicados tenham mais clareza por parte da concessionária.

Milhões de R\$	2013	2014	2015	2016	2017
Investimentos Deliberados Proposta	101	107	88	247	191
Investimentos Deliberados 3ª Revisão	72	77	63	177	137

Milhões de R\$	2013	2014	2015	2016	2017
Investimentos Realizados Proposta	34	33	58	66	106
Investimentos Realizados Anexos	28	28	54	66	-

Primeiramente, os investimentos aprovados para 3º quinquênio (Deliberação Agerensa 1.795, de 29 de outubro de 2013) não coincidem com o que é mostrado na proposta da CEG RIO.

Os valores dos investimentos realizados também não coincidem com os valores mostrados nos anexos da proposta (os quais são os mesmos que aqueles apresentados nos informes anuais da concessionária).

Compensação dos Investimentos Não Realizados

- A partir dos dados que a GE acredita serem os mais factíveis, cuja origem são os informes anuais das concessionárias (que são coerentes com os dados dos anexos apresentados pela Agenera), foi elaborado um quadro com a mesma metodologia apresentada pela CEG Rio para validação do Saldo a Compensar;
- Ressaltamos novamente que o saldo dos valores a compensar poderão ser maiores a depender da metodologia que a Agência adotar.
- Importante mencionar que a concessionária considerou como investimento os recursos pagos ao Governo do Estado para outorga dos serviços de GNC, o que, na opinião da Gas Energy, deveria ser combatido.



Proposta CEG RIO

Taxa de Remuneração: **9,757%**

Valores em Milhões R\$	2013	2014	2015	2016	2017	VPL
Diferencial de Investimento	-63,47	-38,88	-22,48	-22,43	-3,07	-124,49
Diferencial de Depreciação	-0,36	-0,94	-1,29	-1,54	-1,69	-4,20
Diferença na Base Final	0,00	0,00	0,00	0,00	-133,23	-83,64
Saldo da Compensação dos Investimentos não realizados						-R\$36,64

Proposta Gas Energy

Taxa de Remuneração: **9,757%**

Valores em Milhões R\$	2013	2014	2015	2016	2017	VPL
Diferencial de Investimento	-44,45	-49,09	-9,17	-110,70	-31,12	-184,00
Diferencial de Depreciação	-0,25	-0,78	-1,11	-1,79	-2,59	-4,58
Diferença na Base Final	0,00	0,00	0,00	0,00	-225,31	-141,46
Saldo da Compensação dos Investimentos não realizados						-R\$37,96

Compensação dos Investimentos Não Realizados

Comparação de Metodologias

- Consoante à oposição inicial da Agenssa à proposta de compensação da concessionária, a Gas Energy avaliou uma alternativa razoável para contabilização do saldo dos investimentos não realizados, a fim de verificar o valor real absorvida pela distribuidora ao não cumprir com a proposta;
- Para isso, foi avaliado qual seria o valor da Base Remuneração de Ativos aplicada à taxa de 9,757% a.a. até o final do quinquênio.

Base Final de 2013 aplicada a taxa de 9,757% a.a durante 5 anos.

ΔBRA entre 2014 e 2013 aplicados à TRC durante 4 anos (ou seja, até o final do quinquênio).

Utilizando como base os ajustes sinalizados pela GE de forma integral, a aplicação deste valor no saldo de investimentos não realizados apresentaria um impacto de -4p.p na margem. Desta forma, o fator m poderia chegar a 0,7165.

Situação Aprovada					
MR\$	2013	2014	2015	2016	2017
Base Inicial	525,37	550,15	578,86	590,72	714,81
Investimentos	72,01	76,77	62,85	177,03	136,95
Depreciação	47,22	48,06	51,00	52,94	44,12
Base Final	550,15	578,86	590,72	714,81	807,64

28,71 11,85 124,09 92,83

Base + TRC	876,28	41,67	15,67	149,49	101,89	1.185,00
------------	--------	-------	-------	--------	--------	----------

Situação Ocorrida					
MR\$	2013	2014	2015	2016	2017
Base Inicial	525,37	550,15	578,86	590,72	714,81
Investimentos	27,56	27,68	53,69	66,33	105,83
Depreciação	46,97	47,56	50,49	51,89	43,67
Base Final	505,96	530,27	582,06	605,16	776,97

24,31 51,79 23,10 171,81

Base + TRC	805,89	35,29	68,47	27,83	188,57	1.126,05
------------	--------	-------	-------	-------	--------	----------

R\$ 58,95 Milhões

O Processo de Revisão Tarifária

Análise da Compensação da
Retroatividade

Compensação da Retroatividade

- Diante dos atrasos no processo de revisão tarifária para o 3º ciclo, foi aplicada uma parcela de retroatividade de forma a compensar a margem “erroneamente” cobrada durante o ano de 2013.
- Desta forma, a CEG RIO vinha aplicando aos clientes uma taxa de desconto de 7,91% na margem cobrada. Em Setembro e Outubro de 2017, a distribuidora devolveu um montante superior ao estabelecido na Deliberação AGENERSA n° 1881.

Saldo a recuperar (VP Jan/13)
R\$ 1.716.487,07



Embora a distribuidora não tenha sido clara a respeito do cálculo do saldo a recuperar, a GE estima que ela tenha utilizado para o cálculo dos reajustes o IGPM e a TRC.

A Gas Energy propõe que este valor seja corrigido anualmente pelo IGPM, pois consideramos que não ser razoável que os consumidores paguem uma taxa de 9,757% sobre o saldo a mais devolvido aos consumidores.



Proposta CEG RIO

Saldo a recuperar corrigido
(Jan/18)
R\$ 3.754.036,66

Proposta GE

Saldo a recuperar corrigido
(Jan/18)
R\$ 2.222.595,87

O Processo de Revisão Tarifária

Proposta de índice de
reposicionamento tarifário GE (m)

Índice de Reposicionamento Tarifário - m

- A proposta da CEG RIO contempla um incremento de 24,57% na margem atual da distribuidora;
- Aplicando as análises realizadas nas seções anteriores, a Gas Energy chega a um fator de redução de 24,34% na margem, frontalmente o oposto do que o requerido pela concessionária.

moeda dez/16		Taxa de Remuneração: 10,02%				
CEG RIO	Ano					Valor
Valores em Milhões R\$	2018	2019	2020	2021	2022	Presente
I = 0,66*Margem Não Reposicionada	182,35	188,91	196,37	204,67	213,74	741,55
II = 0,66*Custos e Despesas Operacionais	47,68	47,17	46,83	46,18	45,48	177,21
III = 0,66*Receitas Correlatas	0,66	0,71	0,75	0,79	0,84	2,81
IV = 0,34*Depreciação	15,08	15,54	16,10	16,64	17,18	60,65
V = 0,34*Juros s/Capital Próprio	9,49	10,72	12,11	12,11	12,11	42,35
VI = Investimentos	34,86	46,44	52,63	47,39	50,11	173,00
VII = Compensação de Retroatividade	2,22					
VIII = Gastos Processos Regulatórios	0,30					
IX = Base Inicial	918,60					
X = Base Final					913,15	566,48
XI = Ajuste Investimentos não realizados 2013-2017	37,96					
m = Receita Requerida/Magens Não Reposicionadas						
m = [IX + VP(II) - VP(III) - VP(IV) - PV(V) + VP(VI) + VII + VIII - VP(X) - XI] / VP(I)						
m =						0,7566

Conclusões

Conclusões

- *Especificamente sobre os parâmetros técnicos apresentados na proposta da CEG RIO, a Gas Energy acredita haver espaços para contra argumentação principalmente para os casos da projeção de demanda (bastante deslocada mesmo do histórico recente), investimentos e custos operacionais. Pois, se uma estimativa de demanda estagnada (como apresentado pela concessionária) denota, em tese, menor pressão sobre custos e na necessidade de expansão da rede, os números apresentados pela distribuidora distorcem completamente a lógica.*
- *A elevação de mais de 70% no OPEX, como requerido pela distribuidora, em um contexto de baixíssimo crescimento da demanda, carece de qualquer sustentação objetiva.*
- *A proposta em torno dos investimentos, vem tendo seus compromissos quinquenais reiteradamente descumpridos pela concessionária. Deve-se buscar uma maior clareza em relação à natureza do atendimento pretendido e a racionalidade econômica da escolha.*
- *Os três temas, juntos, são essenciais na formação do resultado final da margem e contam com maior abertura aparente para um debate mais técnico e assertivo junto ao regulador, ao menos nesta fase.*
- *Especial atenção deverá ser dada também ao critério a ser adotado para o cálculo do montante a serem devolvido pela distribuidora no caso dos investimentos “pagos” pelo consumidor e não realizados. A Gas Energy optou por ser conservadora neste ponto dada a incerteza quanto à regra.*

Conclusões Gas Energy

- *A despeito da ausência de uma análise prévia da autoridade reguladora sobre a proposta apresentada pela CEG RIO, o que impede uma melhor compreensão dos dados e do posicionamento do regulador, trata-se, ao mesmo tempo, de uma oportunidade para oferecer caminhos diversos à Agenera na refutação de alguns dos objetivos pretendidos pela concessionária.*
- *A apresentação de contribuição técnica consistente já nesta primeira fase de contribuição pública, poderá elevar o nível dos debates em uma eventual “segundo turno” de contribuições, estimulando maior transparência e profundidade no processo.*
- *A proposta de aumento em 24,5% da margem, num momento em que a economia fluminense ainda sofre as consequências de uma das maiores crises econômicas de sua história, gerou ruídos e um contexto de desconforto na Agência com os números iniciais. Desta vez, há, ao menos nesse momento, um contexto favorável a posicionamentos que levem a um resultado menos danoso aos consumidores.*

Anexos

Anexo I - Metodologia COLS

Metodologia COLS

- Para utilização do método COLS é necessário a definição de uma fronteira de custos, sendo considerado que os produtos são: o mercado, o número de clientes e o tamanho da rede da distribuidora; e o insumo é o OPEX. A função utilizada como base segue a forma funcional Cobb-Douglas.

$$\text{OPEX}_{it} = \beta_0 \text{Cliente}_{it}^{\beta_1} \text{Mercado}_{it}^{\beta_2} \text{Rede}_{it}^{\beta_3} \exp(u_{it}) \quad (1)$$

- Onde β_i representa os parâmetros da fórmula e u_{it} é um erro aleatório não observável;
- Partindo da Equação 1, aplica-se o logaritmo a fim de linearizar a função que poderá, então, ser estimada através dos métodos de Mínimos Quadrados Ordinários (OLS – Ordinary Least Squares):

$$\ln(\text{OPEX}_{it}) = \ln(\beta_0) + \beta_1 \ln(\text{Cliente}_{it}) + \beta_2 \ln(\text{Mercado}_{it}) + \beta_3 \ln(\text{Rede}_{it}) + u_{it} \quad (2)$$

- A fim de evitar o problema de multicolinearidade entre as variáveis (mercado, clientes e rede), optou-se por utilizar a aplicação da metodologia da ACP (Análise das Componentes Principais). Esta metodologia consiste em transformar um conjunto de variáveis originais em outro conjunto de variáveis de mesma dimensão, denominadas componentes principais (CP). Em suma, opta-se por utilizar uma só variável que represente ao mesmo tempo o número de clientes, o tamanho do mercado e a rede de distribuição;
- Para empregar a ACP parte-se de uma matriz de dados X de ordem $k \times p$, onde p representa as características da amostra e k as observações de uma população, em que $X_j = (x_{1j}, x_{2j}, \dots, x_{nj})'$. Como estamos fazendo uso da forma linearizada da forma de Cobb-Douglas, os valores de X_j são os logaritmos naturais das características da população;
- Posteriormente, padroniza-se as variáveis x_{kj} de maneira que estas passam a ser denotadas por z_{kj} conforme a Equação 3:

$$z_{kj} = \frac{\ln(x_{kj}) - \overline{\ln(x_j)}}{S(\ln(x_j))} \quad (3)$$

- Onde \bar{x}_j e $S(x_j)$ são a média e o desvio padrão respectivamente;
- As CPs serão então obtidos resolvendo-se a equação característica da matriz de correlação $Z'Z$ de ordem $p \times p$, apresentada na Equação 4:

$$\det(Z'Z - \lambda I) = 0 \quad (4)$$

Metodologia COLS

- Onde $\lambda_i, i=1, \dots, p$, são os autovalores da matriz $Z'Z$ e associado a cada valor existe um autovetor $V_i = (v_{i1}, v_{i2}, \dots, v_{ip})'$;
- Após este passo, os autovalores calculados são ordenados de acordo com os módulos obtidos de cada um, de forma que o primeiro λ será aquele de maior módulo. Posteriormente, serão escolhidos os valores que somados que representarem um percentual de variabilidade acumulado da amostra superior a 85%;
- Determinados quantas CPs serão utilizados para o cálculo, o i -ésimo componente vetor da CP é dado pela Equação 5:

$$CP_i = v_{i1}Z_1 + v_{i2}Z_2 + \dots + v_{ip}Z_p \quad (5)$$

- Onde $Z_p = (z_{1p}, z_{2p}, \dots, z_{np})$ 'é o p -ésimo vetor das variáveis padronizadas;
- Verifica-se que as CPs são combinações lineares do conjunto de variáveis e preservam a mesma dimensão e número de componentes principais que o número de variáveis originais;
- Calculados as CPS, obtemos os valores de OPEX de referência através da equação de Cobb-Douglas modificada:

$$\ln(Y_{it}) = \ln(\gamma_0) + \gamma_1 CP_{1it} + \gamma_2 CP_{2it} + \dots + \gamma_m CP_{mit} + u_{it} \quad (6)$$

- Os coeficientes γ serão estimados por OLS;
- A fim de verificar se as propriedades da função Cobb-Douglas se mantém, demonstra-se pela Equação 7 que os coeficientes das Equações 2 e 6 estão relacionados.

$$\beta_j = \frac{(\gamma_1 v_{1j} + \dots + \gamma_m v_{mj})}{S(\ln(X_j))} \quad (7)$$

Cálculos

Metodologia COLS

Aplicação do logaritmo



Matriz de Dados		
Tamanho da Rede (km)	Mercado (m ³ /ano)	Clientes
1.326	510.830.581	31.280
1.392	514.413.687	35.119
1.422	518.344.603	38.284
1.453	530.679.265	41.537
1.479	548.270.598	44.880
696	263.102.984	6.892
760	338.134.400	8.325
785	390.016.706	9.687
795	413.788.075	11.085
811	432.575.130	12.618
984	2.008.940.000	35.036
1.013	1.915.874.000	39.048
1.032	2.013.704.000	43.721
1.134	2.014.161.000	48.169
1.215	2.101.129.000	52.795

Matriz Logarítmica X		
Tamanho da Rede (km)	Mercado (m ³ /ano)	Clientes
7,2	20,1	10,4
7,2	20,1	10,5
7,3	20,1	10,6
7,3	20,1	10,6
7,3	20,1	10,7
6,5	19,4	8,8
6,6	19,6	9,0
6,7	19,8	9,2
6,7	19,8	9,3
6,7	19,9	9,4
6,9	21,4	10,5
6,9	21,4	10,6
6,9	21,4	10,7
7,0	21,4	10,8
7,1	21,5	10,9



Dados do 2° ciclo tarifário da SPS, 2° ciclo tarifário da Gás Brasileiro e 3° ciclo tarifário da CEG RIO respectivamente.

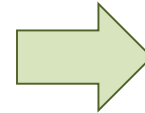
Cálculos

Metodologia COLS

Através da Equação 3 (apresentada abaixo), foi obtida a matriz normalizada Z.

$$z_{kj} = \frac{\ln(x_{kj}) - \overline{\ln(x_j)}}{S(\ln(x_j))}$$

Matriz Z		
Tamanho da Rede (km)	Mercado (m ³ /ano)	Clientes
0,87	-0,45	0,31
1,06	-0,45	0,47
1,14	-0,44	0,58
1,22	-0,41	0,70
1,28	-0,36	0,80
-1,56	-1,32	-1,76
-1,23	-0,99	-1,51
-1,10	-0,81	-1,30
-1,06	-0,73	-1,11
-0,98	-0,67	-0,94
-0,25	1,32	0,46
-0,14	1,26	0,61
-0,07	1,33	0,77
0,28	1,33	0,90
0,54	1,38	1,02



Obtenção da matriz de Correlação Z'Z

Matriz de Correlação			
	rede	mercado	clientes
rede	1	0,269	0,856
mercado	0,269	1	0,724
clientes	0,856	0,724	1



Cálculos

Metodologia COLS

Aplicando-se a Equação 4, obtem-se os autovalores e autovetores da matriz de correlação.

$$\det(\mathbf{Z}'\mathbf{Z} - \lambda\mathbf{I}) = 0$$

λ_1	2,262	75,40%
λ_2	0,735	24,49%
λ_3	0,003	0,10%

Utiliza-se como base as primeiras CPs que representem 85% do percentual acumulado da variabilidade total

Autovetores associados:

V1	V2
0,961	2,957
0,862	2,653
1,145	3,526



Uso da Equação 5 para o cálculo das CPs

$$CP_i = v_{i1}Z_1 + v_{i2}Z_2 + \dots + v_{ip}Z_p$$

Cálculos

Metodologia COLS



Aplicação da Equação 6 e estimação dos parâmetros através do OLS

$$\ln(Y_{it}) = \ln(\gamma_0) + \gamma_1 CP_{1it} + \gamma_2 CP_{2it} + \dots + \gamma_m CP_{mit} + u_{it}$$

CP1	CP2
0,799	2,459
1,164	3,584
1,385	4,265
1,618	4,980
1,840	5,664
-4,652	-14,323
-3,757	-11,565
-3,242	-9,980
-2,918	-8,984
-2,593	-7,983
1,426	4,391
1,650	5,079
1,949	6,002
2,446	7,529
2,885	8,881

OPEX Calc	OPEX Real
38.761.148	12.310.398
40.616.269	25.605.520
41.781.837	35.405.247
43.042.713	26.404.450
44.283.782	27.124.064
19.299.747	25.843.824
21.643.171	26.456.639
23.116.250	26.986.439
24.093.230	27.553.454
25.116.427	27.731.966
42.001.853	53.385.000
43.220.523	56.277.000
44.908.852	58.607.000
47.851.907	61.353.000
50.617.705	62.565.000

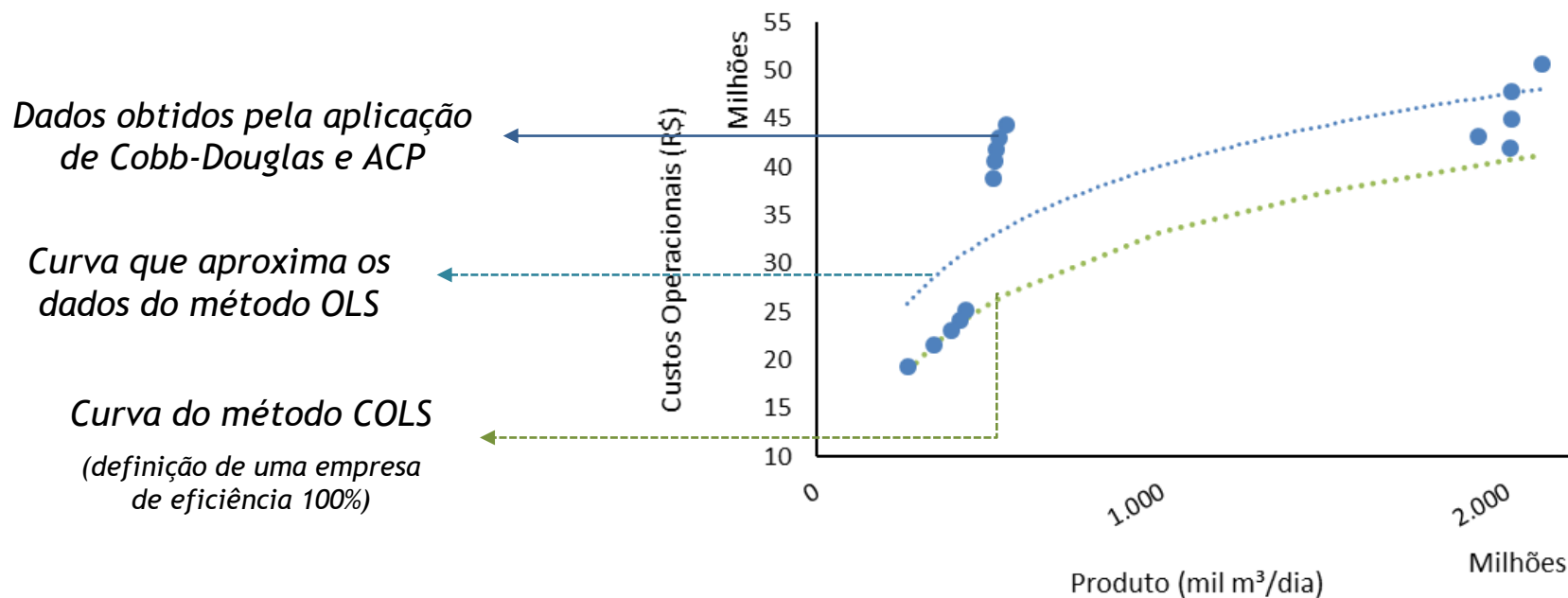
Cálculos

Metodologia COLS

Aplicação da Equação 6 e estimação dos parâmetros através do OLS

γ_0	3,50E+07
γ_1	8,73E-05
γ_2	4,15E-02

O método COLS define que a empresa com menor erro u é considerada a empresa de referência, cuja eficiência é 100%. Portanto, a curva obtida pelo método OLS é deslocada $-u$ unidades.



Anexos

Anexo II - Aplicação dos parâmetros da ANEEL

Cálculos

Aplicação dos parâmetros da ANEEL

- A metodologia do ANEEL prevê uma componente de redução T que é responsável por reduzir o custo operacional ano a ano, de maneira a “aumentar a eficiência” da distribuidora;
- Os Custos Operacionais (CO) do primeiro ano é calculado através da Equação 8:

$$CO_{At} = \frac{CO_{Rev} - VPB_{Rev}(1 - (1 - T_{Rev})^{N-1})}{VPB_{Rev}(1 - T_{Rev})^{N-1}} \cdot VPB_{At} \quad (8)$$

- Onde:

CO_{At} é a receita de custos operacionais no Ano Teste

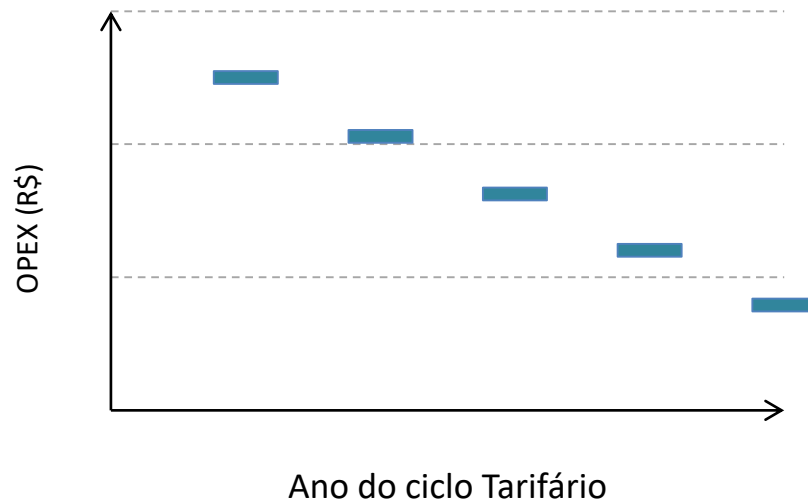
CO_{Rev} é a receita de custos operacionais da última revisão, com ajustes

VPB_{Rev} é a componente B da última revisão, que no setor de gás natural é representada pela margem

VPB_{At} é a componente B no Ano Teste (Margem Não Reposicionada de 2018 ajustada pelo fator m)

T_{Rev} componente T da última revisão (neste caso foi considerado igual a zero)

N número de anos do ciclo tarifário (5)



Cálculos

Aplicação dos parâmetros da ANEEL

- Posteriormente calcula-se qual seria o custo operacional eficiente para distribuidora naquele ano (Co_{ef}):

$$CO_{ef} = \min(\max(CO_{At}; LI); LS) \quad (9)$$

- Onde LS representa o limite superior dos custos operacionais regulatórios eficientes e LI o limite inferior. Os cálculos dos limites são apresentados nas Equações 10 e 11:

$$LS = \alpha \cdot \frac{\theta_{sup}}{\theta_{ref}} \cdot Opex \quad (10)$$

$$LI = \alpha \cdot \frac{\theta_{inf}}{\theta_{ref}} \cdot Opex \quad (11)$$

- Onde θ_{sup} e θ_{inf} representam o intervalo superior e inferior de eficiência apurado para cada empresa pela ANEEL. Desta forma, a GE utilizou como base os valores publicados pela ANEEL para a Sulgipe, uma vez que esta distribuidora apresentou valores próximos ao valor de centro de eficiência da CEG RIO para 2016. O parâmetro α representa um fator de atualização e o $Opex$ é custo operacional aprovado no processo de 2016 (61.353 mil reais);
- O θ_{ref} foi assumido como sendo o mesmo publicado pela ANEEL, de 76%;

$$\alpha^1 = \frac{Opex_{ef}^{t+1}}{Opex_{ef}^t} \cdot \frac{IGPM^{t+1}}{IGPM^t} \quad (12)$$

- Onde:

$Opex_{ef}^{t+1}$ é o custo eficiente estimado na data base da revisão tarifária (no caso da CEG RIO foi utilizado o custo estimado pela metodologia do COLS no ano de 2017)

$Opex_{ef}^t$ é o custo eficiente estimado na data base do cálculo da eficiência (no caso da CEG RIO foi utilizado o custo estimado pela metodologia do COLS no ano de 2016)

$IGPM^{t+1}$ é o índice IGPM no mês anterior à data base da revisão tarifária (neste caso, Outubro de 2017 – 1.561,15)

$IGPM^t$ é o índice IGPM no mês anterior à data base do cálculo da eficiência (neste caso, Novembro de 2016 – 1.583,16)

Cálculos

Aplicação dos parâmetros da ANEEL

➤ Para o cálculo da fator T, a ANEEL emprega a seguinte metodologia:

$$T_p = \left(1 - \sqrt[N-1]{\frac{CO_{meta}}{CO_p}} \right) \cdot \frac{CO_p}{VPB_{At}} \quad (13)$$

$$CO_p = CO_{At} + \frac{(CO_{meta} - CO_{At})}{N} \quad (14)$$

$$CO_{meta}^1 = CO_{At}(1 \pm \Delta CO)^N \quad (15)$$

$$\Delta CO = \min \left(\left| \sqrt[N]{\frac{CO_{ef}}{CO_{At}}} - 1 \right| ; 5\% \right) \quad (16)$$

➤ Onde:

CO_{meta} é a meta dos custos operacionais ajustada ao limite máximo de variação anual

CO_p custos operacionais regulatórios a ser considerado na revisão tarifária em processamento

ΔCO variação anual dos custos operacionais regulatórios