

**CONTRIBUIÇÕES DA ABRACE ÀS CONSULTAS PÚBLICAS Nº 04 E 05
DE 2018 DA AGÊNCIA REGULADORA DE ENERGIA E SANEAMENTO
BÁSICO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO - AGENERSA**

**4ª REVISÃO TARIFÁRIA QUINQUENAL DAS CONCESSIONÁRIAS CEG E
CEG-RIO**

MARÇO DE 2018

CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e Consumidores Livres – ABRACE, cumprimenta a Agenera pela abertura da primeira etapa de processo público para discussão da revisão tarifária das concessionárias CEG e CEG Rio. Entretanto, deve ser observado o tempo para estudo e contribuições oferecido aos agentes do mercado, relativamente exíguo, e a ausência de informações nos documentos disponibilizados no âmbito das consultas públicas em tela. A participação de todos os agentes interessados no processo que define a margem de distribuição, com ampla publicidade das informações tidas como essenciais, garante um processo transparente e isonômico em um mercado onde estes princípios são imprescindíveis, já que os usuários não têm a opção de escolher seu prestador de serviço de distribuição de gás natural canalizado.

No que tange o material disponibilizado para estudos, é evidente a ausência de aprofundamento nas teses e metodologias sugeridas pelas concessionárias, o que dificulta o entendimento e a melhor análise por parte dos demais agentes afetados. A ABRACE enviou correspondências à Agência requisitando: i) a disponibilização dos documentos faltantes citados nas propostas das concessionárias e que subsidiam a análise da Consultas Públicas; e ii) a extensão do prazo de contribuição, devido à complexidade do tema em questão. Como resposta, a Agenera disponibilizou parcialmente a documentação requerida e indeferiu a prorrogação das Consultas argumentando que “haverá outras etapas, com relatórios próprios, que serão levados ao conhecimento do público em geral, onde as contribuições serão bem-vindas”.

Entendemos que a disponibilização dos dados requeridos não deve ser objeto de aprovação das concessionárias, conforme argumentado pela Agência, dado o caráter público do serviço prestado, devendo o processo de revisão tarifária ser revestido da transparência necessária. Ademais, ainda que informe a Agência que pretende planejar novas etapas quando será facultada a apresentação de outras contribuições, entendemos que este é o momento oportuno e adequado para que todos os agentes apresentem suas contribuições.

Os processos de consulta e audiência pública são os melhores instrumentos regulatórios para participação efetiva da sociedade, especialmente numa revisão tarifária cujo reajuste proposto pelas concessionárias é de 34,6% e 24,5%, aumento significativo que pode representar um custo excessivo à sociedade. Além disso, não é de conhecimento público o cronograma de trabalho planejado, nem quando a Agência publicará Nota técnica com análise dos pleitos das Concessionárias.

Com o aumento proposto pelas concessionárias, maior que qualquer índice de inflação no período, o estado do Rio de Janeiro é colocado na contramão dos esforços que vem sendo realizados em outras unidades da Federação, na busca por recuperar a competitividade da indústria, atração de novos investimentos e o progresso econômico brasileiro. Tal ação pode provocar um reordenamento dos investimentos da indústria nacional, que poderá buscar outros mercados, impactando o desenvolvimento e a economia fluminense.

Ainda, as evidências iniciais da proposta de reajuste da margem se tornam ainda mais dramáticas diante do atual contexto econômico, em que a competitividade industrial mostra sinais de recuperação. Assim, deve-se atentar ao fato de que qualquer investimento a ser realizado, por ter o condão de impactar o custo da energia, deve ter sua atratividade

comprovada a partir de estudos de viabilidade econômica e demonstrar pertinência frente ao objeto da concessão e do momento econômico.

A indústria, grande consumidora do gás natural, ainda se recupera da crise econômica que se instaurou no país nos últimos anos. A produção industrial brasileira encerrou 2017 com crescimento de 2,5%, após três anos de perdas. Em 2016, houve recuo de 6,4%, seguindo baixa de 8,3% em 2015 e de 3% em 2014. A produção não crescia de forma tão acelerada desde 2010 (+10,2%), conforme o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). Apesar de positivo, o avanço reduz apenas parte da baixa acumulada de 2014 a 2016, de 16,7%. Em dezembro de 2017, a indústria avançou 2,8% perante o mês anterior, a maior alta desde junho de 2013. Apesar da economia brasileira ter voltado a crescer em 2017, com crescimento de 1% do PIB após dois anos de retração, a indústria brasileira ficou estagnada neste mesmo ano. A última vez que o setor apresentou avanço no PIB foi em 2013, quando cresceu 2,2%.

Os setores que mais podem se beneficiar com a evolução do mercado de gás natural são aqueles que utilizam o energético como fonte de energia em seus processos industriais. Essas indústrias são conhecidas como energointensivas¹ e competem em nível mundial, o que as tornam sensíveis à competitividade relativa do preço do gás e das tarifas das distribuidoras nos estados onde estão instaladas.

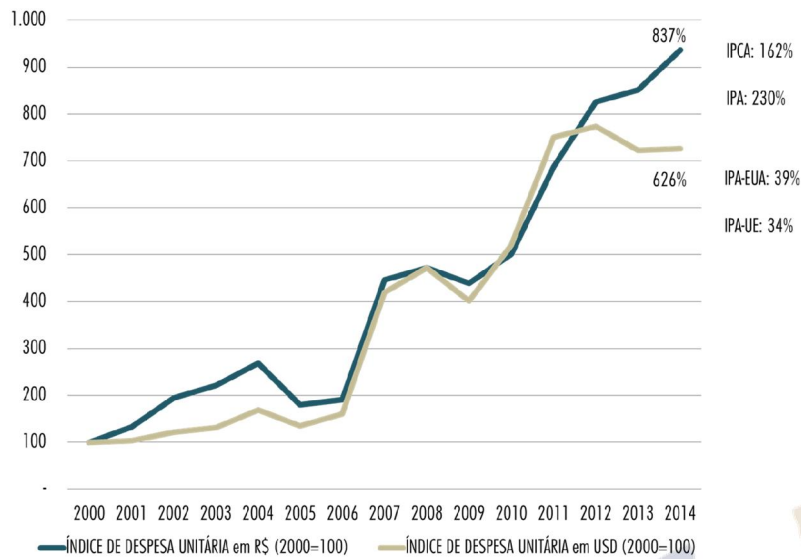
O estudo apresentado pela consultoria econômica Ex Ante demonstra a perda de competitividade da indústria energointensiva brasileira, decorrente do aumento com custo do gás natural. Entre os anos 2000 e 2014, o custo unitário com gás cresceu 837%, crescimento quase quatro vezes maior que a inflação do período, que apresentou um aumento de 230%. Este aumento de custo afetou todos os grandes consumidores industriais de gás natural, conforme poderá ser visualizado no Gráfico 01.

Conforme análise da consultoria Ex Ante, contratada pela Associação, dados do IBGE demonstram a importância da indústria energointensiva para a geração de renda ao país: 40% dos trabalhadores empregados na indústria brasileira concentram-se em setores industriais intensivos em energia, percentual que representa 3,3 milhões de empregos. Ademais, estas indústrias foram responsáveis em 2013 por, aproximadamente, 70% dos investimentos industriais do país, apesar de representarem apenas 27% da quantidade de indústrias instaladas no país.

Destaca-se que o repasse do aumento do custo do gás aos preços dos produtos encontra limitação por ser estes produtos comercializados internacionalmente. Deste modo, a competitividade da indústria energointensiva brasileira é muito sensível ao aumento do preço do gás natural, que no Brasil apresenta valores muito superiores aos praticados internacionalmente. Nos últimos anos, essa situação apresenta-se ainda mais complexa, tendo em vista que a competitividade relativa das indústrias internacionais, sobretudo norte-americana, tem sido beneficiada pela queda dos preços do gás natural graças à revolução do *shale gas* e à redução dos preços do gás natural liquefeito (GNL) comercializado internacionalmente.

¹ Como exemplo, indústrias de mineração, vidro, papel e celulose, alumínio, cerâmica, ferro e aço, química e petroquímica.

Gráfico 01 - Custo unitário do gás natural² na indústria de transformação. Índice base 2000 = 100 e taxa de variação acumulada



Notas: taxas de variação média anual entre 2000 e 2014, em R\$.

Fonte: IBGE, MME/BEN. Elaboração: Ex Ante Consultoria Econômica

Como o preço do gás tem participação importante no custo da indústria intensiva no consumo deste energético, qualquer aumento contribui para a redução da competitividade, tornando-se um entrave ao desenvolvimento da atividade econômica do país. Como resultado, o aumento do custo com gás natural no Brasil tende a reduzir as margens das empresas, desestimulando os investimentos e a geração de novos empregos.

Também, por se tratar de um ambiente sem competição na atividade de distribuição, é importante que o regulador crie mecanismos que incentivem os gestores da concessão a buscar maior eficiência e ganhos de produtividade em seu negócio, de forma que estes benefícios, ao longo do tempo, se traduzam em tarifas menores. O primeiro passo para a adoção de mecanismos de incentivos é a implantação de um fator redutor das tarifas (conhecido como “Fator X”).

Nos anos em que não há revisão, ocorre um reajuste nas tarifas, baseado na inflação do período subtraída do Fator X, que denota o nível de eficiência mínimo que a concessionária deve obter a cada ano e que é definido pelo regulador. O incentivo ao aumento da eficiência está no fato de que, caso a concessionária atinja um nível de eficiência maior do que o proposto pelo regulador, ela captura o ganho para ela, mas caso o ganho de eficiência seja menor do que o proposto pelo regulador, então há uma penalidade.

Entretanto, as concessionárias sequer apresentaram proposta para este item, mesmo este já tendo sido discutido em Consulta Pública da Agenera, e ter fórmula aprovada pela Deliberação

² Custo com gás natural, por unidade de produção.

nº 2726 de 26 de novembro de 2015. Sendo assim, a ABRACE sugere desde já que o regulador implemente a regulamentação e aplique o Fator X adequado.

Ressalta-se neste ponto, que os contratos de concessão com as concessionárias CEG e CEG Rio já preveem a “necessidade de estímulo ao aumento da eficiência operacional através da redução dos custos”. Fica evidente, dessa forma, que os pleitos de revisão tarifária das concessionárias vão de encontro ao contrato de concessão.

É relevante também citar o processo iniciado pela Secretaria de Desenvolvimento Econômico, Ciência e Tecnologia e Ensino Superior do Estado de Minas Gerais (Sedectes/MG) com o objetivo de aprimorar os processos de revisão e reajustes tarifários da concessionária de gás local do estado – Gasmig. A Sedectes/MG optou por contratar uma consultoria do setor e reformular todo o processo para o cálculo tarifário para a distribuição de gás. Neste sentido, promoveu em 2015 dois workshops com os agentes interessados para discutir as melhores práticas regulatórias e os métodos comparativos adotados por diversos reguladores internacionais e nacionais para cálculo do custo de capital e operacionais, incluindo critérios de eficiência e qualidade do serviço prestado. Dando continuidade ao trabalho, a Sedectes/MG colocou no ano passado em consulta pública a discussão acerca da taxa de remuneração do capital da Gasmig pelo WACC (calculado em 10,07%, real depois de impostos) e a metodologia de revisão tarifária da concessionária.

O Estado de Santa Catarina, por meio da Agência de Regulação de Serviços Públicos de Santa Catarina – Aresc, também optou por alterar o método de revisão tarifária da concessionária local, SCGás, inclusive por meio da alteração de seu contrato de concessão. Por exemplo, de uma taxa de retorno fixa, a SCGás passará a ser remunerada pelo método do custo médio ponderado do capital (WACC), sinalizando o amadurecimento regulatório do mercado de gás natural canalizado catarinense e o diferenciando de grande parte dos Estados brasileiros, que sequer permitem o debate em torno dessa matéria. A taxa proposta em consulta pública pela Aresc, real e depois de impostos, foi de 8,44% - valor que representa a incoerência da taxa apresentada pelas concessionárias fluminenses.

Diante do exposto, a Abrace reforça também a necessidade de atualização da metodologia ora praticada pelas concessionárias em suas propostas para o cálculo da taxa de remuneração do próximo ciclo tarifário. Como demonstrado pela experiência internacional, e mesmo pela Aneel, Arsesp, Aresc e Sedectes/MG, agências cujo método se encontra em sintonia com as melhores práticas regulatórias, o cálculo da taxa de retorno sem a consideração de uma estrutura de capital ótima, com a devida incorporação do capital de terceiros em seu cômputo – como na CEG e CEG Rio –, não é razoável. Tal medida está em flagrante desconexão com a realidade, visto que no último balanço da CEG, é demonstrado que o Capital de Terceiros representa 42%, sendo este remunerado por taxa de remuneração de capital próprio.

Dessa maneira, a Abrace defende a adoção do custo médio ponderado do capital como metodologia para o cálculo da taxa de remuneração das empresas concessionárias. O contrato de concessão não impede tal atualização, tendo em vista que determina apenas que sejam mantidos os conceitos descritos para a segunda revisão, mas não exatamente o mesmo método, que seria acrescido dos custos advindos do capital acessado no mercado financeiro. O ideal é que a alteração do método de cálculo da taxa de remuneração caminhe conjuntamente com a atualização do contrato de concessão nestes termos.

Ainda, trazendo as melhores práticas internacionais, a ABRACE também solicita a exclusão da parcela indicada como “Risco Regulatório” no cálculo do beta. O embasamento para tal pedido remete a Nota Técnica ANEEL nº 180/2014 onde demonstrou-se a inexistência de evidências de risco regulatório sistemático nas séries temporais de risco relativo e de retorno, associadas a empresas do setor elétrico. Outro forte argumento reside no fato do risco atrelado às mudanças regulatórias já estarem embutidas no Risco País.

Ainda, nas premissas utilizadas para calcula da taxa de remuneração, esta Associação defende que se considere no cálculo do beta apenas de empresas relacionadas à distribuição de gás natural por dutos nesta parcela, e não a de empresas de quaisquer combustíveis gasosos, visto que o risco atrelado a uma empresa de GLP, alvo de forte concorrência, diferenciase muito do modelo de negócio da distribuição sob regime de concessão.

Diante do exposto, a Abrace sugere a esta Agência Reguladora que reavalie os valores considerados no cálculo das novas margens, nos termos propostos nas seções a seguir, para que não seja preterida a eficiência e competitividade da atividade de distribuição. Para tanto, seguem as considerações desta Associação acerca dos itens que compõem os documentos disponibilizados.

VOLUME

Ciclo 2013-2017

Primeiramente, destaca-se que não são apresentados os dados de consumo históricos, de grande importância para a análise de projeção de demanda futura. Essas informações são públicas, obtidas pela Abegás e pelo MME, porém segmentadas de maneira diferente da apresentada pelas concessionárias. Esse detalhe pode interferir na análise, mas sem prejuízos significativos. Entretanto, destacamos que é importante que as concessionárias disponibilizem todos os dados utilizados na sua memória de cálculo, incluindo os dados históricos, sendo uma obrigação imposta pelo regulador, de forma que o mercado possa reproduzir a análise de forma integral no processo de consulta pública.

Ciclo 2018-2022

Com relação ao disposto nos documentos, tanto a CEG como a CEG Rio afirmam que haverá crescimentos de clientes e vendas para todos os segmentos ao longo do ciclo, exceto para o industrial e GNV. Para o primeiro, em especial, é mencionado que há saturação do segmento, e que a perspectiva de manutenção de vendas de gás para o segmento industrial se deve ao cenário econômico desfavorável. Entretanto, conforme exposto no início deste documento, a indústria já mostra sinais de recuperação econômica: apesar da baixa acumulada da produção industrial de 16,7% entre 2014 a 2016, o índice não crescia de forma tão acelerada desde 2010 (+10,2%), conforme informações do IBGE.

Se considerarmos a comparação entre os dados efetivados entre 2013 a 2016 e os projetados para o próximo ciclo, verifica-se que as distribuidoras apresentam projeções conservadoras em excesso, até mesmo pela premissa de “estagnação econômica” utilizada. A CEG apresentou números que mostram que os únicos segmentos que apresentaram crescimento na demanda

foram o residencial e o GNV; no caso da CEG Rio, inclui-se também o segmento comercial – com projeções bastante otimistas quando comparadas com o histórico.

No caso do segmento industrial, é previsto um aumento na comercialização apenas no penúltimo ano do ciclo para ambas as distribuidoras. Então, conclui-se que as projeções da CEG e da CEG Rio para o segmento industrial parecem estar mais pessimistas até que o que foi efetivamente realizado no último ciclo. Enquanto isso, a projeção para as térmicas parece não considerar as vendas realizadas historicamente e reduz significativamente a quantidade de gás vendido para o segmento térmico – menor até que o projetado para o ciclo anterior.

Tabela 01 – CEG – Δ projetado 2018-2022/efetivado 2013-2017 (%)

	2018	2019	2020	2021	2022	TOTAL
Residencial	-0,1%	3,7%	7,7%	1,6%	Dados indisponíveis	
Comercial	-25,6%	-25,3%	-23,2%	-22,1%		
GNV	11,6%	13,0%	14,6%	10,1%		
Industrial	-8,3%	-5,4%	-1,2%	9,8%		
Geração Elétrica	-57,1%	-87,9%	-87,5%	-80,4%		
<i>Total mercado convencional</i>	1,3%	3,4%	6,2%	7,3%	1,0%	3,8%
<i>Total</i>	-36,2%	-62,0%	-60,8%	-46,8%	-56,8%	-53,4%

Fonte: Relatórios Anuais CEG, MME e Agenera.

Tabela 02 – CEG Rio – Δ projetado 2018-2022/efetivado 2013-2017 (%)

	2018	2019	2020	2021	2022	TOTAL
Residencial	100,2%	101,6%	91,8%	71,2%	Dados indisponíveis	
Comercial	104,4%	114,1%	103,9%	105,3%		
GNV	29,8%	22,5%	17,5%	11,4%		
Industrial	-6,4%	-14,2%	-4,8%	17,8%		
Geração Elétrica	-55,4%	-66,8%	-67,2%	-37,6%		
<i>Total mercado convencional</i>	1,2%	-6,6%	0,7%	16,8%	-3,9%	1,0%
<i>Total</i>	-40,5%	-52,1%	-51,7%	-19,8%	-37,5%	-42,4%

Fonte: Relatórios Anuais CEG Rio, MME e Agenera.

Sendo assim, a ABRACE entende que as expectativas das concessionárias para a demanda das termelétricas e da indústria é demasiadamente subestimada. Sugerimos que a Agenera não aceite a proposta das concessionárias e que, na próxima etapa da revisão tarifária, proponha volumes correlacionados à atual situação econômica do país e aderentes às perspectivas de demanda atuais. A estimativa de demanda térmica mais prudente a ser utilizada deve ser baseada no histórico da operação.

PLANO DE INVESTIMENTOS

Investimentos do Ciclo 2013-2017

Inicialmente, destaca-se que as concessionárias e o regulador deveriam ter realizado uma comparação detalhada entre os investimentos realizados no ciclo passado com o plano aprovado na última revisão tarifária. A partir dessa análise, é possível se ter uma percepção melhor da realidade do mercado fluminense e também identificar os valores remunerados às distribuidoras que devem de fato ser corrigidos no 4º ciclo. Causa preocupação o fato de os relatórios das concessionárias não abordarem essa questão e não desejarem explicitar como estão calculando a restituição dos valores adquiridos pelas tarifas para os investimentos não realizados.

Os relatórios anuais apresentam de maneira rasa a questão do 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão das concessionárias, permitindo que atendam à determinados municípios sem redes de distribuição, mas utilizando GNC e desobrigando-as da construção de gasodutos físicos para ligação da malha. Ao que parece, as empresas ainda não estão abastecendo todos os municípios contemplados pelos Aditivos por GNC. Sendo assim, as distribuidoras estariam sendo duplamente remuneradas: i) pelos investimentos não realizados no ciclo anterior e que ainda constam na tarifa dos usuários e; ii) pela outorga contabilizada como ativo intangível remunerada pela taxa de retorno. A ABRACE detalhará esta questão em seção correspondente abaixo, mas ressalta desde já que os valores mencionados devem ser corrigidos e devolvidos aos consumidores via modicidade tarifária.

Também causa estranheza não haver nenhuma menção na seção de investimentos não realizados, no relatório apresentado pela CEG, acerca da sede da Companhia prevista para ser transferida para um local, e que acabou por não se concretizar. Ainda, com base na Deliberação Agenera nº 3042 de 2017, que trata da regulamentação do acompanhamento da gestão de bens vinculados à CEG, a ABRACE solicita que seja divulgado aos agentes o Relatório de Ativos Atualizado, juntamente com as análises da Agência.

A CEG indica que haveria deixado de investir R\$ 60 milhões no último quinquênio, enquanto a CEG Rio haveria investido 37 milhões de reais a menos no mesmo período. A análise apresentada por ambas as distribuidoras é confusa, sendo inclusive apresentados valores incoerentes quando comparados com os relatórios financeiros. Dessa maneira, solicitamos à Agenera que apresente sua metodologia para cálculo da componente de abatimento da tarifa para compensação dos investimentos não realizados pelas duas concessionárias. Ainda, solicitamos maior transparência sobre a questão dos investimentos não realizados – que devem ser corrigidos pela inflação e taxa de remuneração, sob risco de remuneração ilícita pelas concessionárias e conseqüente quebra do equilíbrio econômico-financeiro.

Plano de Investimentos apresentado na 4ª RTQ

Os investimentos programados por uma distribuidora devem estar diretamente relacionados ao aumento de demanda, de forma a garantir maior acesso ao gás natural e a modicidade tarifária. Naturalmente devem ser realizados investimentos também visando à segurança da distribuição. Os investimentos para aumento de consumo devem ser baseados em premissas de retorno financeiro, assim como os para melhoria do atendimento devem estar em acordo com as melhores referências. Os investimentos pleiteados devem estar subsidiados por estudos que

contemplem indicadores de eficiência, seja comparando-os com o histórico da própria concessionária, seja com empresas benchmark do setor.

Os Planos apresentados pelas concessionárias fazem distinção de investimentos entre “singulares” e “variáveis”, que têm relação direta com aumento da demanda, e “fixos” para melhoria da operação e manutenção. Grande parte dos investimentos das concessionárias estão voltados para captação de clientes residenciais. A ABRACE questiona se foi realizado o levantamento de dados do mercado potencial na área de concessão, e a avaliação dos investimentos requeridos para atender novos clientes desse mercado, complementados com estudos de sensibilidade de preço (competitividade), dado que nenhum estudo neste sentido foi apresentado.

A Associação entende que a proposta das concessionárias precisa ser aprimorada com a avaliação conjunta do Plano de Investimentos, especialmente no que se refere ao limite de investimentos possíveis em cada categoria de mercado que não venha a ferir a sua competitividade na margem, considerando que os mesmos não poderão ser alocados na estrutura tarifária de outras categorias pela criação de subsídios cruzados.

Por fim, deve ser considerada a capacidade de inclusão de novos clientes tendo em vista a realidade atual do mercado nacional de gás natural e a sua competitividade com energéticos substitutos e, especialmente para as indústrias, a competitividade do gás natural em países competidores.

A proposta das concessionárias para seus planos de investimentos está em desacordo com a evolução da demanda. As concessionárias propõem investimentos bem acima daqueles realizados no ciclo anterior, sem embasamento da economicidade do mesmo, e um aumento irrisório do mercado não-térmico, como visto na seção anterior. Lembra-se ainda que as empresas não cumpriram com os investimentos do último plano aprovado. Assim, a Abrace sugere que a Agenera não acate as propostas das concessionárias para o Plano de Investimentos e apresente novas propostas mais aderentes ao mercado e às boas práticas regulatórias.

CUSTOS OPERACIONAIS

Para as despesas operacionais, ambas as concessionárias mencionam que consideram para suas projeções os valores históricos, atualizados para 2016, representando um crescimento médio anual destes custos de 3,2% a.a. para a CEG e 2,0% a.a. para a CEG Rio. Em um primeiro momento, o crescimento parece razoável, mas ao comparar com os valores totais do OPEX no ciclo aprovados na última revisão tarifária, verifica-se que existe um crescimento de 11% nas despesas da CEG e 20% nas da CEG Rio.

Nas únicas manifestações oficiais da Agenera acerca das propostas mais recentes sobre a 4ª RTQ por parte das distribuidoras³, há a indicação dos montantes que a CEG e a CEG Rio efetivamente utilizaram: R\$ 425 milhões e R\$ 55 milhões, respectivamente. Ao se comparar

³ Deliberações Agenera nº 3303 e 3304, de 18 de dezembro de 2017, que tratam do reajuste ordinário da CEG e CEG Rio, respectivamente, e do acompanhamento dos investimentos projetados e realizados, físicos e financeiros, para o ano de 2018.

estes valores com o aprovado na 3ª RTQ, devidamente atualizados pela inflação do período de 2011 a 2016, verifica-se que estes foram 18% e 35% menores. Ou seja, é fato que as concessionárias parecem estar inflando seus custos operacionais. Isto pode novamente ser comprovado quando comparamos estes valores com o projetado pelas distribuidoras para o ano de 2018, resultando em aumentos no OPEX de 20% para a CEG e 70% para a CEG Rio.

A escala do negócio é fator chave para determinar os custos eficientes na prestação do serviço de distribuição de energia por redes. Quanto maior a escala de uma distribuidora, menores serão os custos unitários operacionais requeridos. Ou seja, o valor por unidade de escala deve diminuir conforme a escala aumenta. Tal premissa numa indústria

Considera-se que neste ciclo o regulador tem a oportunidade de exigir metas mais ambiciosas, procurando assim alcançar níveis de eficiência mais próximos aos padrões internacionais. A metodologia a ser adotada pela Agenesra para o OPEX possui grande importância, pois será parte integrante da base para determinação do valor de tarifa máxima. A partir da informação coletada pela Agência, devem ser feitas no mínimo as seguintes análises:

- Avaliação dos custos operacionais históricos da concessionária;
- Avaliação da composição dos custos operacionais projetados pela concessionária identificando aqueles diretamente vinculados ao serviço regulado (custos elegíveis e não elegíveis);
- Análise de evolução tendencial dos custos operacionais da concessionária, com a comparação de indicadores unitários históricos e projetados;
- Comparação dos indicadores unitários da concessionária com os indicadores unitários de outras concessionárias.

As análises mencionadas permitirão a realização de análise comparativa entre empresas com diferentes extensões de rede (km), volume de gás comercializado (m³) e número de consumidores atendidos, além de tornar possível comparar no futuro os valores históricos despendidos com os projetados no Plano de Negócios da própria companhia. A partir da análise comparativa é possível definir um intervalo de valores esperados para os custos operacionais, considerando o nível de custos das concessionárias, as características das áreas de concessão e o desempenho quanto à qualidade do serviço prestado. A ABRACE sugere alguns indicadores que poderão ser utilizados na análise.

Tabela 03 – Indicadores para Avaliação dos Custos Operacionais das Concessionárias

#	INDICADORES	UNIDADE
1	Custo Total/ Consumidor	R\$/ Consumidor
2	Custo Total/Redes	R\$/km
3	Custo Total/Volume	R\$/m ³
4	Consumidor/Rede	Consumidor/km
5	Volume/Rede	m ³ /km
6	Operação e Manutenção/ Consumidor	R\$/ Consumidor
7	Operação e Manutenção /Redes	R\$/km
8	Operação e Manutenção /Volume	R\$/m ³
9	Pessoal/ Consumidor	R\$/ Consumidor
10	Pessoal/Redes	R\$/km
11	Pessoal /Volume	R\$/m ³
12	OPEX/CAPEX	%

Fonte: Thymos Energia

- Os indicadores 1, 2 e 3 demonstram a eficiência do total desembolsado e projetado do OPEX em relação a extensão da rede, volume de gás comercializado e número de consumidores atendidos.
- Os indicadores 4 e 5 demonstram a eficiência na comercialização do gás, ou seja, no número de consumidores e volume de gás comercializado em relação a extensão da rede.
- Os indicadores 6, 7 e 8 demonstram a eficiência do valor desembolsado e projetado com Operação e Manutenção em relação a extensão da rede, volume de gás comercializado e número de consumidores atendidos. Este indicador é importante, uma vez que os gastos com Operação e Manutenção representam historicamente mais de 25% do custo total de OPEX.
- Os indicadores 9, 10 e 11 demonstram a eficiência do valor desembolsado e projetado com Pessoal em relação a extensão da rede, volume de gás comercializado e número de consumidores atendidos. Seu destaque é importante, uma vez que os gastos com Pessoal representam historicamente mais de 20% do custo total de OPEX.
- O indicador 12 demonstra a eficiência do valor desembolsado e projetado dos custos totais em relação à Base de Ativos Regulatórios.

Estes números não devem ter uma variação positiva elevada ao longo do tempo e atentando-se principalmente com a variação dos primeiros anos que possuem maior influência. Os custos

operacionais contábeis utilizados nas análises comparativas dizem respeito somente à atividade operacional e incluem custos com Pessoal, Administradores, Materiais, Serviços e Outros.

O regulador deve realizar uma avaliação de benchmarking desses indicadores junto a distribuidoras nacionais e de outros países. O objetivo é incentivar as concessionárias à buscarem eficiência no OPEX, considerando ganhos de escala e a maturidade da concessão. Acredita-se que a inclusão dos indicadores propostos é possível capturar o impacto das variáveis mais críticas ao OPEX, buscando encontrar os níveis eficientes e assim estabelecer intervalos de valores esperados para estes custos.

Então, a fim de alcançar o objetivo regulatório de determinar os custos OPEX associados às atividades das concessionárias para a prestação de serviços eficientes e adequados que serão validados no processo tarifário, propõe-se elucidar os indicadores de produtividade que serão utilizados nas análises para comparação com outras empresas nacionais e de outros países.

Ressalta-se ainda que os custos operacionais incluem uma parcela referente aos custos de perdas de gás, com relevância no montante total. O contrato de concessão das distribuidoras cita que para sistemas considerados eficientes, as perdas devem se manter abaixo de 3%. Com relação a esse ponto, a CEG propõe aumentar expressivamente o nível de perdas reconhecido, visto que o nível de perdas tem apresentado tendência de aumento acentuado nos últimos anos, apesar dos programas de monitoramento da concessionária. Enquanto a CEG Rio estima perdas de 0,24% a.a. para o 4º ciclo, a CEG requer um índice de 2,80% a.a.

A Abrace vê com preocupação a proposta de elevação do percentual de perdas proposto pela Concessionária Ceg. É de se esperar que o nível de perdas evolua negativamente com os passar dos anos, com a melhoria das práticas e investimentos que contribuem para sua redução. Dessa maneira, a Abrace sugere que os níveis sejam ao menos mantidos como estão, devendo a regulação primar pelo incentivo à maior eficiência das empresas concessionárias, tendo, eventual elevação do percentual de perdas, sentido contrário à lógica da melhor regulação.

TAXA DE RETORNO

Os contratos de concessão tanto da CEG como da CEG Rio estabeleceram que a taxa de remuneração do capital, a partir do segundo ciclo de revisões tarifárias, seria definida por metodologia reconhecida pelos mercados como a remuneração mínima requerida pelos acionistas. Ou seja, a taxa de retorno das concessionárias vem se pautando apenas na remuneração do capital próprio, quando a estrutura de capital das companhias é composta também por recursos de terceiros, captados através de financiamentos e empréstimos bancários. Não é razoável, tampouco seria eficiente ou racional, supor que uma companhia de baixo risco, com fluxo de caixa estável e remuneração regulada, não acessaria o mercado financeiro para se financiar e alavancar seus resultados.

Tanto a Arsesp como a Aneel, instituições cujas regras de revisão tarifária são frequentemente citadas nos relatórios disponibilizados nessa consulta pública, utilizam o método do custo médio ponderado do capital (WACC), a partir de uma estrutura de capital ótima definida pela agência reguladora, sendo considerados tanto os recursos dos acionistas quanto os de terceiros. A lógica desse processo está no fato de que, usualmente, os recursos captados no mercado têm um custo

de oportunidade menor que os de propriedade da empresa, principalmente por conta do ganho fiscal inerente, tendo em vista que as despesas financeiras são abatidas do imposto de renda, reduzindo o custo final da dívida.

Assim, não há sentido razoável que faça prevalecer a tese de que o retorno das concessionárias seja baseado apenas naquilo que é tido como mínimo para os seus acionistas, devendo a Agenesra prezar por mecanismos que estimulem as empresas a buscar a melhor gestão financeira dos seus negócios com os benefícios sendo compartilhados com os consumidores.

Para as duas concessionárias foi sugerida uma taxa de remuneração de 12,23%, valor bastante próximo ao definido para o primeiro ciclo de revisões. As condições macroeconômicas atuais e regulatórias são bastante diversas das verificadas quase duas décadas antes, devendo tal evolução se refletir na remuneração de capital das concessionárias.

Os contratos de concessão assinados na década de 90 determinam que a taxa de remuneração dos ciclos tarifários mantenha os conceitos definidos para a segunda revisão, mas não exatamente a mesma metodologia, incumbindo a agência fluminense a fixar a regra mais eficiente e aderente à realidade internacional. Para isso, os conceitos lá definidos, que se relacionam tão somente ao custo de capital próprio, seriam mantidos, tendo em vista que a metodologia do CAPM (*Capital Asset Pricing Model*) seria respeitada, mas não mantida como único mecanismo para o cálculo da taxa de retorno global das concessionárias.

Dessa forma, a Abrace sugere que a Agenesra, a partir do novo ciclo tarifário, estabeleça para o cálculo da taxa de retorno das concessionárias CEG e CEG Rio o método do custo médio ponderado de capital conjuntamente com a atualização do contrato de concessão para que este se adeque às melhores práticas regulatórias nacionais e internacionais. Ressalta-se que nesta primeira etapa de consulta pública, a ABRACE se preocupará em criticar os itens propostos pelas concessionárias, não sugerindo ainda números que comporiam o cálculo do WACC.

Tendo em vista que a expansão, operação e manutenção das redes são financiadas com capital próprio e endividamento, a experiência regulatória demonstra que a determinação da taxa de retorno do capital através do cálculo pelo WACC (*Weighted Average Cost Of Capital*) é a metodologia mais aceita. Segundo a Arsesp, este método adiciona ao custo de capital próprio o custo marginal de endividamento. *“Deste modo os benefícios resultantes de uma gestão financeira ótima transferem-se aos consumidores, mesmo que o grau de endividamento e o seu custo não correspondam com os dados reais das empresas, mas que resultam adequados em função de uma análise de benchmarking financeira”*⁴.

Algebricamente, essa metodologia é representada da seguinte maneira:

$$r_{wacc} = (P/P+D)*r_{capm} + [(D/P+D)*r_d*(1-T)]$$

Onde:

r_{wacc} : rentabilidade esperada do capital;

P: capital próprio;

⁴ Nota Técnica Arsesp n°rtc/01/2009 - Determinação do Custo Médio Ponderado de Capital para a Companhia de Gás de São Paulo (Comgás).

D: capital de terceiros;

T: impostos;

r_{capm} : rentabilidade do capital próprio (CAPM);

r_d : rentabilidade do capital de terceiros.

Nessa metodologia, a definição de uma estrutura de capital ótima pelo regulador é essencial, tendo esta o papel de descrever o grau de participação das fontes de capital do negócio no investimento total alocado. Para a Aneel, *“a definição de uma estrutura ótima de capital tem por objetivo estabelecer uma estrutura de capital consistente com os fins da regulação econômica por incentivos e não necessariamente se confunde com a estrutura de capital efetiva da empresa”*⁵. De forma geral, a estrutura ótima de capital é aquela que, reconhecido o risco atribuído ao negócio e o tratamento fiscal para as despesas com juros incidentes sobre dívida, conduz ao menor custo de capital, levando a uma alocação de capital eficiente.

Assim, é razoável a determinação de participação de capital de terceiros em pelo menos 50%. Com a regulação da taxa de retorno sendo pautada apenas pela metodologia que calcula o retorno mínimo requerido pelos acionistas, e a gestão das concessionárias se utilizando de recursos captados no mercado, os ganhos inerentes dessa estratégia não são percebidos pelo conjunto de consumidores fluminenses. Dessa maneira, a Abrace propõe além da adoção da metodologia WACC na determinação da taxa de retorno, uma estrutura de capital nos seguintes termos, para ambas as concessionárias: 50% de capital próprio e 50% de capital de terceiros.

Taxa Livre de Risco (r_f)

A taxa livre de risco é aquela em que se assume que o retorno esperado será exatamente igual ao retorno observado, sem a possibilidade de ocorrência de *default*. Usualmente, os títulos emitidos pelo Tesouro Americano são aqueles considerados livres de riscos de inadimplência.

Nesse caso específico, foram utilizados os títulos com vencimento de 10 anos, entre 1987 e 2016, considerando o rendimento médio do período para o cálculo da taxa livre de risco. Horizontes de tempo demasiadamente longos, apesar de conduzir a uma média amostral mais próxima àquela que seria a “real”, traz consigo informações que já não se refletem ou influenciam nos resultados dos períodos futuros, foco das revisões tarifárias.

Por esta razão, a Agenssa deve avaliar, para a taxa livre de risco, o uso de janelas de tempo menores. Deve-se levar em consideração, ainda, que o ativo utilizado como parâmetro para a taxa livre de risco é um título de dívida de um outro país, no caso, os Estados Unidos (EUA). Ao defender um horizonte de tempo maior para a definição da variável, e, assim, sugerir um número mais elevado para ela, a Agência deve ter em vista as projeções que levam em conta a economia americana, e não a brasileira. Pois, o regulador tenta, em um processo de revisão tarifária cíclica, estabelecer o melhor número possível para o período desejado, de modo a

⁵ Nota Técnica nº 262/2010-SRE/ANEEL – Metodologia e Critérios para Definição da Estrutura e dos Custos de Capital Regulatórios.

refletir da melhor maneira os próximos anos. Sabe-se que a economia americana é menos volátil que a brasileira e, como tal, não requer prazos tão longos para capturar flutuações.

Dessa maneira, olhando os números que se referem à economia dos EUA, o que se percebe é uma melhora gradual dos seus fundamentos macroeconômicos, mas ainda com baixo crescimento do seu produto, o que sugere um horizonte de juros ainda comprimidos nos curto e médio prazos. Assim, a ABRACE propõe que se utilize o período máximo de 10 anos para o cálculo da média histórica da taxa livre de risco, considerando que não há um ambiente de anormalidades macroeconômicas no contexto da economia americana.

Ainda que nos próximos anos o contexto macroeconômico se altere e a taxa livre de risco mude de patamar, estes novos valores poderão ser levados em conta no próximo ciclo de revisão tarifária.

A média aritmética, nesse caso, pode ser o recurso estatístico a ser utilizado, uma vez que na série histórica de dez anos não há situações em que os números sofram transformações atípicas e que possam “contaminar” todo o resultado.

Cálculo do Beta (β)

O beta mede a parcela da variância de um ativo que não pode ser minimizada a partir da diversificação da carteira em que ele está inserido, ou seja, mensura a sensibilidade daquele ativo às variações do mercado. Trata-se de uma medida do risco sistemático de uma ação ou carteira vis-à-vis o comportamento do mercado.

As concessionárias mencionam que utilizaram a metodologia descrita pela Arsesp na Nota Técnica RTC/002/2014. Verificou-se que, para o cálculo do beta desalavancado, propôs-se a utilização de um histórico de 5 anos de dados do setor *gas utilities* dos Estados Unidos (*distribution of gaseous fuels through mains*). A ABRACE entende que a utilização de empresas com *core business* muito amplo pode tornar tendencioso o cálculo do parâmetro, e sugere que sejam utilizadas apenas empresas que realizem a distribuição de gás natural de fato.

Além disso, as distribuidoras incluem, no cálculo do beta, uma estimativa de risco regulatório. A justificativa é associada à existência de um diferencial entre os regimes de *price cap* (adotado no Reino Unido) e de taxa interna de retorno (adotado nos EUA). Sendo assim, como a regulação praticada no estado do Rio de Janeiro é do tipo *price cap*, o uso de um beta “britânico” ajustaria a taxa de remuneração pelo risco maior que este sistema regulatório impõe aos investidores.

Entretanto, esta estratégia não é consensual – a própria ANEEL abandonou este procedimento entre os ciclos de revisão tarifária dois e três, baseada na ideia de que, na prática, não há um regime regulatório puro e de que há uma literatura acadêmica alternativa que advoga que este prêmio de “risco regulatório” já seria apreçado pelo CAPM tradicional e pelo componente de risco país agregado ao modelo⁶. Então, no sentido adotado pela ANEEL, a ABRACE sugere que o risco regulatório dentro do cálculo do beta seja desconsiderado.

⁶ Para mais detalhes, ver:

http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/040/documento/nota_tecnica_6_wacc.pdf

Risco Brasil (rb)

O risco país é aquele risco adicional que um projeto incorre ao ser desenvolvido em um determinado país, sendo tratado, no vocabulário do mercado financeiro, como o diferencial de juros exigido pelo mercado em relação ao ativo considerado de risco zero, afetando os rendimentos de todos os ativos financeiros daquele país. Esse indicador procura mensurar a desconfiança dos investidores quanto ao cumprimento ou não dos compromissos assumidos por aquele país na venda de títulos de dívida soberana quando da data de vencimento dos títulos por ele emitidos. Portanto, esse indicador demonstra quanto o investidor busca ser recompensado por aplicar em papéis que embutem certa possibilidade de default.

Para calcular esse fator, foi utilizada a mediana da série histórica entre os anos de 1995 a 2016, a partir dos números disponibilizados pelo índice Embi+BR do JP Morgan, instituição responsável por seu cálculo. Não é citada a exclusão do período de 1994-1999 por conta da mudança estrutural econômica ocorrida durante o segundo governo Fernando Henrique Cardoso, nem do período pré-eleitoral de 2002, que por ser um ano completamente atípico, afeta toda a série considerada. A inércia gerada pelos picos produzidos nos últimos meses daquele ano e o início de 2003 altera o padrão de comportamento dos números, mesmo que se esteja utilizando a mediana.

Retornando, portanto, à análise econômica, verifica-se que o reconhecimento sobre a evolução da economia nacional tem de se refletir nos números sugeridos para o cálculo do custo de capital. O amadurecimento dos fundamentos macroeconômicos nacionais é visível, a despeito da situação doméstica requerer maior atenção. A ABRACE, por sua vez, sugere que se utilize um horizonte temporal de não mais que dez anos, até mesmo pela coerência com o cálculo da taxa livre de risco. Assim, a Associação propõe que seja utilizada a mediana dos últimos dez anos.

ESTRUTURA TARIFÁRIA

A metodologia de estrutura tarifária deve considerar na alocação das margens de distribuição de cada categoria de consumidor os custos envolvidos, os ativos à disposição para seu atendimento e o critério de razoabilidade, criando-se um sinal adequado para a expansão da malha de distribuição. A metodologia a ser utilizada pela Agenesra deve ser transparente, com abertura total dos dados na consulta pública da revisão tarifária. Verificou-se que as concessionárias não disponibilizaram estas informações nos documentos apresentados.

É importante também ressaltar que as margens de distribuição cobradas de cada tipo de consumidor devem estar em harmonia com a sua natureza de atendimento. Em especial, a classe industrial tem características únicas de baixo custo relativo para atendimento e alta estabilidade e previsibilidade de consumo.

Complementarmente, a metodologia deve garantir que não incidam subsídios cruzados entre categorias distintas. Dada a regulação do serviço de distribuição de gás canalizado no estado do Rio de Janeiro, existe um incentivo que pode levar as concessionárias a apresentarem propostas de estrutura que reduzam, além do limite de eficiência, as margens das categorias para as quais desejam aumentar o número de clientes e as vendas, em detrimento da competitividade de

outras categorias que possam ter seu consumo mais estabilizado. No caso fluminense, é sabido que as distribuidoras desejam expandir o mercado residencial e comercial, assim como que o mercado industrial está perto da saturação e do seu limite de competitividade frente a outros países.

Ademais, é preciso considerar que o incentivo ao uso do gás natural como insumo no processo produtivo está intrinsicamente relacionado ao seu custo competitivo. Como o gás natural pode substituir ou ser substituído por várias outras fontes de energia, a decisão da indústria em consumi-lo apoia-se na análise do preço relativo e da vantagem comparativa em relação aos seus substitutos energéticos. Assim, um aumento expressivo da tarifa industrial pode levar à queda da demanda deste segmento que, por consequência, levará à redução da atividade econômica do Estado do Rio de Janeiro.

3º TERMO ADITIVO E A QUESTÃO DO GNC

No início de fevereiro de 2015, foi aberta, pela Agenesra, a Consulta Pública nº 001/2015, de título “Estímulos para a interiorização da distribuição de gás natural canalizado do Estado do Rio de Janeiro por meio do Gás Natural Comprimido - GNC”. Esta consulta visava discutir metodologia de cálculo do encargo tarifário GNC, de modo a eliminar o tratamento diferenciado entre consumidores de gás natural, abastecidos por qualquer uma das duas concessionárias estaduais (CEG e CEG Rio), de um projeto estruturante (caso do suprimento por GNC) e um consumidor ponto a ponto.

Este procedimento tornou visíveis diversas questões que antes estavam ocultas pelo fato de não ter acontecido nenhum tipo de discussão direta com a sociedade antes da Consulta Pública. Enumera-se três principais problemas e que serão descritos e analisados:

1. Investimentos considerados no último ciclo tarifário não foram realizados. A Agência deveria ter realizado Revisão Extraordinária das margens de distribuição das concessionárias a fim de adequação da parcela de Capex. Como não houve devolução dos investimentos não realizados ao longo dos ciclos tarifários via modicidade tarifária aos seus consumidores, ocorreu, *de facto*, um empréstimo compulsório dos usuários para as concessionárias;
2. Termos Aditivos aos Contratos de Concessão das distribuidoras, que alteraram as obrigações assumidas pelas Concessionárias, além de autorizar, como contraprestação à alteração promovida, a inserção de cerca de R\$ 400 milhões à base de ativos das distribuidoras, que representam os valores corrigidos dos investimentos não realizados. Com isso, aos clientes da CEG e da CEG Rio foi incumbida a responsabilidade pelo pagamento das contraprestações, por meio de oneração das suas tarifas. Ademais, estes Termos Aditivos devem ser anulados porquanto existem diversas deficiências no processo que desencadeou sua celebração;
3. Criação de um encargo tarifário que onerará os consumidores pela terceira vez, pois, tendo em vista que as tarifas vigentes já refletem custos de operação e manutenção destinados ao atendimento integral do consumo previsto a partir da revisão tarifária das concessionárias para o ciclo 2013 e 2017, não há que se falar em criação de encargo tarifário. Ainda, mesmo que houvesse fundamentação técnica e econômica suficiente

para a criação do encargo, o documento disponibilizado na Consulta Pública não apresenta qualquer estimativa de custos que possam ser gerados a partir da proposta.

De maneira propositiva e não exaustiva, esta Associação indica como primeira solução para os problemas a promoção de debate com a sociedade, com a divulgação de todas as informações pertinentes aos processos, referentes à criação de encargo tarifário pela Agenera, de modo a garantir os princípios de transparência, evitar a criação de subsídios cruzados e assegurar o princípio da modicidade tarifária.

Ainda, a partir de parecer jurídico elaborado pelo escritório Mundie Advogados, a Abrace reitera seu entendimento de que os 3º termos aditivos dos contratos de CEG e CEG-Rio, particularmente no que diz respeito à cobrança de outorga compensatória mediante posterior reconhecimento destes valores na base de ativos das concessionárias, tem efeito nulo. Finalmente, a Abrace entende que devem ser apresentados relatórios detalhados sobre o cumprimento pela Ceg e Ceg-Rio dos seus Planos de Investimentos no ciclo passado e no próximo, de modo a se acompanhar o cronograma de investimentos e evitar que ocorra novamente a não devolução de montantes aos consumidores.