



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

CI PRESI/AGENERSA Nº 268/2018

Rio de Janeiro, 08 de maio de 2018.

De: PRESIDÊNCIA

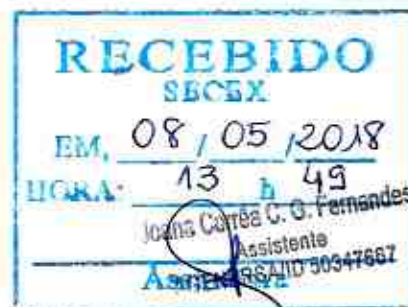
Para: SECEX

Assunto: Consultoria UFF - Suporte à 4ª Revisão Quinquenal das Concessionárias CEG e CEG RIO.

De ordem superior, encaminho documentação em anexo para publicação no sítio eletrônico desta AGENERSA.

Atenciosamente,


Juliana Carvalho
Assessora
ID: 44143141





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

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

**Relato das Contribuições Recebidas para a Proposta de Revisão
Tarifária das Concessionárias CEG e CEG RIO**

Fundação Euclides da Cunha – Universidade Federal Fluminense

30 de abril de 2018



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

1. Introdução

No âmbito da 4ª Revisão Tarifária Quinquenal das Concessionárias CEG e CEG RIO, a Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro (AGENERSA) realizou as Consultas Públicas nº 04/2018 e nº 05/2018 e a Audiência Pública nº 01/2018 para que interessados se manifestassem formalmente sobre as propostas de revisão da margem de distribuição apresentadas pelas Concessionárias para o quinto quinquênio da Concessão. As Consultas Públicas ficaram abertas durante um mês para recebimento de contribuições, entre os dias 26 de fevereiro e 26 de março de 2018, e a Audiência Pública ocorreu no dia 4 de abril na FIRJAN (Federação de Indústrias do Estado do Rio de Janeiro).

A Audiência Pública foi estruturada em duas partes. Na primeira parte, realizada no turno da manhã do dia 4 de abril, foram realizadas apresentações das Concessionárias e de duas consultorias contratadas para embasar suas propostas (PSR e BCG); da AGENERSA e de sua consultoria contratada (UFF) para assessorar a análise da 4ª Revisão Tarifária; e do Poder Concedente. Na segunda parte da Audiência, realizada no turno da tarde, terceiros interessados tiveram ao menos dez minutos para apresentar suas contribuições.

Primeiramente, as Concessionárias apresentaram os principais temas relativos às suas propostas para 4ª Revisão Tarifária, cujos relatórios estão disponibilizados no site eletrônico da AGENERSA. As consultorias PSR e The Boston Consulting Group (BCG), contratadas pelas Concessionárias para assessorar a proposta de revisão, complementaram a explanação inicial.

Em seguida, a Câmara de Política Econômica e Tarifária (CAPET) da AGENERSA apresentou brevemente o entorno regulatório da Revisão Tarifária; e a



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

Câmara Técnica de Energia (CAENE) da AGENERSA teceu alguns comentários pontuais sobre a proposta, mais especificamente sobre a evolução da demanda, dos investimentos e das perdas das Concessionárias.

Após as contextualizações da AGENERSA, o Poder Concedente, representado pelo Gabinete Civil do Governo do Estado do Rio de Janeiro, realizou breve intervenção.

Fechando a parte da manhã, a Consultoria UFF, contratada pela AGENERSA para assessorar a análise da 4ª Revisão Tarifária, apresentou a sua equipe, o plano de trabalho e o cronograma previsto de entrega dos relatórios contratados.

Na segunda parte da Audiência, além das contribuições de terceiros interessados – ABIVIDRO, ABRACE, FIRJAN, Defensoria Pública, PETROBRAS e ABEGÁS –, registrou-se a participação de outros consultores contratados pelas Concessionárias para tratar de assuntos específicos relativos às propostas de revisão tarifária – Escritório de Advocacia Siqueira Castro, ZENERGÁS e NOVIX.

O presente relatório sintetiza a apresentação da proposta de revisão tarifária das concessionárias CEG e CEG Rio, identifica os aspectos mais relevantes das contribuições de terceiros interessados e relata as complementações das propostas trazidas pelos consultores contratados pelas Concessionárias. O relatório está estruturado em seis seções, incluindo esta introdução. A segunda seção apresenta a síntese da proposta das concessionárias. A terceira seção aponta o posicionamento do Poder Concedente. A seção seguinte reúne as contribuições das consultorias contratadas pelas Concessionárias. A quinta seção reúne as contribuições de terceiros interessados, identificando os aspectos mais controversos em relação às propostas. A última seção dedica-se às considerações finais da Consultoria UFF.



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

2. Apresentação Conjunta das Concessionárias CEG e CEG RIO na Audiência Pública

As Concessionárias CEG e CEG RIO realizaram uma apresentação conjunta na Audiência Pública, abordando os principais pontos das propostas para a 4ª Revisão Tarifária. Conforme consta nas propostas submetidas à AGENERSA, disponíveis em seu site eletrônico, a CEG pleiteia um aumento de 33,67% da margem de distribuição para o próximo quinquênio e a CEG RIO um aumento de 24,57%. As propostas resultam, segundo as Concessionárias, em impacto de 7% na tarifa limite média final da CEG e de 1,5% da CEG RIO, com efeito a partir de 1º de janeiro de 2018. A tabela abaixo sintetiza as principais premissas que embasam o pleito revisional das Concessionárias.

	CEG	CEG RIO	Comentários
Total de Clientes 2017 (mil)	939	74	
Total de Clientes 2022 (mil)	1.109	124	• CEG: Cresce 18% no quinquênio. • CEG RIO: Cresce 67% no quinquênio
Crescimento Anual de Vendas			
Convencional (2018-2022)	0,2%	0,3%	• Nenhum novo grande cliente industrial a ser conectado
Termelétricas (2018-2022)	-21,1%	-2,9%	• Baseado no cenário PSR
Investimentos (MR\$ 2018-2022)	1.339	332	• Cresce 3% (CEG) e 12% (CEG RIO) comparado ao quinquênio 2013-2017.
Custo Operacional (MR\$ 18-22)	2.728	490	• Cresce 5% a.a. (CEG) e 4% a.a. CEG RIO
Taxa de Remuneração	12,23%	12,23%	• Calculado pela Boston Consulting Group
Δ Margem	~ +34%	~ +24%	• Recomposição do Equilíbrio Econômico
Δ Tarifa Final Média	~ + 7%	~ + 1,5%	• Impacto Tarifário Final Médio

* Valores em R\$ de 2016.

Fonte: Apresentação da CEG/CEG RIO na Audiência Pública



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

As Concessionárias ressaltam que a revisão restringe-se apenas à parcela relativa à margem de distribuição, sendo esta a parcela menos representativa na tarifa para os consumidores. Na composição média das tarifas atuais da CEG e CEG RIO, a margem de distribuição representa 12%, os tributos alcançam 22% e o custo do gás é responsável por 66%. As propostas apresentadas consideram um reajuste linear em todos os segmentos, isto é, aplicando o fator de reajuste nas margens atuais estabelecidas para cada segmento e categoria. Entretanto, as Concessionárias sustentam o direito de apresentar ao final do processo de revisão uma proposta de redesenho da estrutura tarifária vigente para aprimorar a competitividade dos distintos segmentos.

As Concessionárias observam que apesar da distribuição de gás canalizado ser um monopólio natural, o energético enfrenta forte concorrência de outros substitutos em todos os segmentos de mercado. Alegam que a variação no custo de aquisição do gás variou o dobro em relação à variação na margem de distribuição nos últimos dez anos, o que contribuiu para menor competitividade do gás.

Avaliação do 4º Quinquênio

As Concessionárias avaliam que a segunda metade do último quinquênio foi marcada por profunda recessão econômica, afetando os mercados convencionais (não-termelétrico), que registraram vendas inferiores às que estavam projetadas na revisão passada. Somente o consumo do segmento termelétrico foi superior ao projetado, frente a um período hidrológico desfavorável no período que deprimiu a produção hidrelétrica. Assim, a situação ficou equilibrada, pois as maiores margens obtidas no segmento termelétrico compensaram as menores margens dos demais. Ainda assim, segundo as Concessionárias, embora as vendas deste segmento tenham alcançado cerca de 70% do total obtido no quarto quinquênio, a sua participação nas margens não chegou a 20% no período.

Alertam, ainda, para a queda de 16% do consumo do mercado convencional (indústrias, comércio, GNV e residências), que atualmente alcança cerca de 6,3



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

milhões de m³/d, quando comparado ao consumo registrado em 2007 (7,5 milhões m³/dia), o que contribuiria negativamente para a modicidade tarifária.

As Concessionárias registram que o total do investimento ficou abaixo do comprometido, alegando os seguintes motivos: (i) atraso de um ano da última revisão tarifária; (ii) recessão econômica, com maior impacto no Rio; (iii) dificuldades na obtenção de licenças de obras no Rio no período prévio aos eventos da Copa e das Olimpíadas; e (iv) não viabilização de projetos específicos, com o Porto do Açu, Projetos Olímpicos e Biometano.

As Concessionárias não contam com cenários de futuros projetos industriais no Rio de Janeiro, se restringindo à continuidade de universalização do uso do gás natural no estado, isto é, à expansão para novas localidades ainda não atendidas. Mais especificamente, o plano de expansão contempla a implantação de redes de gás nos municípios de Araruama e Itaperuna, que serão abastecidos por sistemas de Gás Natural Comprimido (GNC).

Projeção de Demanda

A CEG estima um crescimento médio anual de clientes de 2,6% para o próximo quinquênio, ante a um crescimento médio de 2,8% observado no quinquênio passado. Já a CEG-RIO estima um crescimento médio anual de clientes de 8,2% para os próximos cinco anos, ante a um crescimento de 13,9% no último quinquênio.

Segundo previsão calculada pela Consultoria Quantum, estima-se um incremento nas vendas dos segmentos residencial e comercial de 1,2% ao ano para o mercado da CEG e de 13% ao ano para o mercado da CEG-RIO, com tendência de queda anual do consumo unitário. Para o mercado residencial, as Concessionárias justificam essa tendência por três fatores: (i) alteração da cultura do uso; (ii) avanço tecnológico de aquecedores e substituição de aquecedores e boilers antigos, e (iii) introdução de novos clientes de menor porte com perfil de consumo menor. Para o mercado comercial, as



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

Concessionárias avaliam que a queda se deva pelo avanço tecnológico de equipamentos e pela captação de novos clientes de menor porte com perfil de consumo menor – a CEG ainda espera a redução de consumo de grandes clientes (cogeração) por perda de competitividade.

As projeções para o mercado industrial e de GNV foram embasadas no apoio da consultoria do Centro Brasileiro de Infraestrutura (CBIE). Para estes segmentos, estima-se crescimento médio anual de 0,1% para ambas as Concessionárias, o que se traduz em estabilidade em relação ao quinquênio anterior. Para o setor industrial, a justificativa recai sob a tímida recuperação econômica projetada com redução da ociosidade industrial dos clientes que já consomem gás natural. Para o GNV, o baixo incremento é resultante da manutenção das vendas atuais e da interpretação de que o incremento observado nos dois últimos anos foi pontual e se estabilizará, pois decorreria da utilização do GNV nos carros destinados aos aplicativos de transporte, como Uber.

As projeções para o mercado termelétrico das Concessionárias foram elaboradas pela Consultoria PSR. A partir da geração média esperada (MWmed), a PSR indicou a utilização do cenário de maior probabilidade para a projeção das vendas individualizadas de cada térmica, considerando as inflexibilidades contratuais. Para a CEG, estima-se consumo total de 1,3 milhões m³/d entre 2019 e 2022, e para a CEG RIO de 2,6 milhões de m³/d. Entretanto, para 2018 já se projeta consumo maior de 3,3 milhões m³/d para a CEG e 3 milhões m³/d para as térmicas da CEG RIO, em função do baixo nível de reservatórios ao final de 2017.

Projeção de Custos Operacionais (OPEX)

A CEG projeta crescimento médio anual de 5% dos custos operacionais para os próximos cinco anos, destacando os principais gastos operativos: pessoal, atividade comercial, serviço à cliente, manutenção e conservação e perdas de gás. A CEG RIO projeta crescimento médio de 4,4% ao ano para o próximo quinquênio, destacando os



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

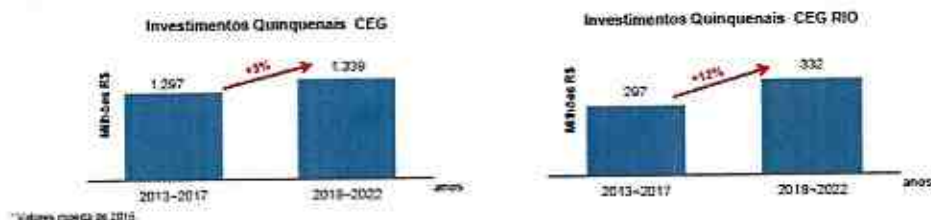
principais gastos com atividade comercial, operação de GNC, manutenção e conservação e serviço a cliente.

Plano de Investimentos

As Concessionárias apresentam plano de investimentos no total de R\$ 1.339 milhões para a CEG e R\$ 339 milhões para a CEG RIO. Em relação aos valores realizados no quinquênio anterior, os montantes projetados expressam uma elevação de 3% para a CEG e 12% para a CEG RIO.

O plano contempla inversões em projetos singulares, conexão de novos clientes, manutenção de redes, renovação de gasodutos e equipamentos e TI, conforme tabela abaixo. A conexão de novos clientes ocupa a maior parcela dos investimentos de ambas as Concessionárias, prevendo-se a expansão de 872 km de novas redes para a CEG e 404 km para a CEG RIO.

Milhões R\$	TOTAL	CEG	CEG RIO
Investimento Total	1.671	1.339 • 872 KM de Novas Redes	332 • 404 KM de Novas Redes
Projetos Singulares	166	105 • 30 KM de Redes de Alta Pressão	61 • 7 KM de Redes de Alta Pressão
Conexão de Novos Clientes	690	513 • 368 mil Clientes Conectados a Rede	177 • 80 mil Clientes Conectados a Rede
Manutenção de Redes	286	211 • Proteção Catódica, Sinalização, Segurança da Operação, Conversão GLP	75 • Proteção Catódica, Adequação de reguladores, Sinalização, Segurança da Operação
Renovação de Gasodutos	289	285 • 137 KM de Redes Renovadas	4 • 1 KM de Rede de Alta Pressão Renovada
Equipamentos e TI	240	225 • 85 M R\$ Novas Máquinas e Equipamentos, Sistemas de Gestão de Redes, TI	15 • 9 M R\$ Novas Máquinas e Equipamentos



Fonte: Apresentação da CEG/CEG RIO na Audiência Pública



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

Investimentos previstos e não realizados em 2013-2017

Em relação aos investimentos previstos e não realizados (subinvestimentos), a CEG indica meta atingida de 95% e a CEG RIO de 66%, conforme tabela abaixo, excluindo-se os gasodutos objetos do 3º Termo Aditivo aos Contratos de Concessão.

CEG (moeda dez/16)	Total	CEG RIO (moeda dez/16)	Total
Valores em MR\$	2013-17	Valores em MR\$	2013-17
Investimento Deliberado	1.548	Investimento Deliberado	734
Investimento Deliberado (sem dutos 3º TA)	1.366	Investimento Deliberado (sem dutos 3º TA)	447
Investimento Realizada	1.297	Investimento Realizada	297
Δ Realizado (-) Deliberado s/ dutos		Δ Realizado (-) Deliberado s/ dutos	(150)
% Realização de Investimento		% Realização de Investimento	66%

Fonte: Apresentação da CEG/CEG RIO na Audiência Pública

A CEG apresenta como justificativa para o subinvestimento (i) a menor demanda observada, explicada pela recessão econômica; (ii) a demora na obtenção de licenças e proibição da realização de obras em logradouros públicos na copa do mundo (2014) e Olimpíadas (2016); (iii) a não regulamentação da ANP para o biometano e (iv) a não concretização de investimentos em transporte público, climatização e unidades comerciais e residenciais previstos para as Olimpíadas 2016.

Já a CEG RIO apresenta como justificativas para o subinvestimento (i) a recessão econômica, (ii) a demora na obtenção de licenças; (iii) a não regulamentação da ANP para o biometano; e (iv) a não realização do Projeto Porto Açu. A Concessionária observa que se este projeto, com investimento de cerca de R\$ 135 milhões, solicitado pelo Governo do Estado, não fosse considerado no balanço entre investimentos previstos e não realizados, a meta obtida seria de 95% (excluindo-se os investimentos objetos do 3º Termo Aditivo).

Segundo as Concessionárias, as propostas de revisão da margem de distribuição para o próximo ciclo contemplam a devolução da remuneração recebida pelos investimentos projetados e não realizados.



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

3. Manifestação do Governo do Estado do Rio de Janeiro

O governo do estado do Rio de Janeiro, representado por seu Gabinete Civil, apresentou brevemente o posicionamento do poder concedente sobre a projeção de investimentos, tarifas incentivadas (subsídios) para segmentos de consumo, preço do gás (molécula) fornecido pela Petrobras e mecanismos de reajustes.

Sobre os investimentos, o poder concedente manifestou, instado pela agência reguladora, que concorda com os investimentos singulares constantes da proposta, mas solicitou avaliação crítica da AGENERSA sobre a data prevista de entrada em operação. Sobre os demais investimentos, o governo do RJ irá se manifestar após a análise da consultoria UFF.

Também manifestou que é favorável à manutenção dos incentivos de preço concedido aos setores ceramista e vidreiro e indicou seu interesse em ampliar ao setor de Cobre os benefícios.

O governo do estado apontou que as altas tarifas praticadas no Rio de Janeiro são decorrentes do elevado preço do gás natural cobrado pela Petrobras, apesar do estado concentrar a produção do energético.

Outro problema identificado foi a frequência de reajustes do preço do gás (molécula). O estado defendeu preços mais estáveis e sugeriu uma conta gráfica para evitar o repasse automático do preço do gás às tarifas finais.

4. Contribuições das Consultorias Contratadas pelas Concessionárias

Contribuições da PSR

A PSR apresentou a metodologia utilizada para estimar o despacho das usinas termelétricas que estão localizadas na área de concessão das Concessionárias CEG e



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

CEG RIO. São elas: Santa Cruz; Leonel Brizola (Termorio); Norte Fluminense; Mario Lago (Termomacae); Barbosa Lima Sobrinho (Eletrobolt); e Baixada Fluminense. A metodologia apresentada consta no Relatório da PSR que compõe os Documentos de Referência das Propostas (disponível no site da AGENERSA).

A PSR defende que o histórico recente de despacho (operação) das usinas não pode ser utilizado para previsão futura de geração, pois o sistema elétrico brasileiro é preponderantemente hidrelétrico e, portanto, a utilização das termelétricas depende da evolução futura da hidrologia, do nível dos reservatórios e da evolução do parque instalado de geração, entre outros fatores.

Assim, a metodologia apresentada pela PSR procura simular a operação do sistema para os próximos cinco anos através da consideração de 1.200 cenários hidrológicos distintos, identificando o despacho esperado para as térmicas em questão e, portanto, o consumo correspondente de gás natural. Para tanto, a PSR estima a geração esperada por mérito de custo e a geração esperada fora da ordem de mérito de custo, tanto por segurança energética, quanto por razões elétricas. Para a estimativa apresentada, a PSR utilizou o conjunto de arquivos do Programa Mensal de Operação de agosto de 2017, disponibilizado pelo Operador Nacional do Sistema. A PSR realiza alguns ajustes próprios em relação ao cronograma de entrada de algumas usinas já contratadas, com o intuito de tornar a projeção mais realista. A PSR observa que há sobre oferta no sistema elétrico brasileiro para o quinquênio projetado. Ademais, o próximo quinquênio não contempla expansão da capacidade de térmicas a gás para a área de concessão das Concessionárias.

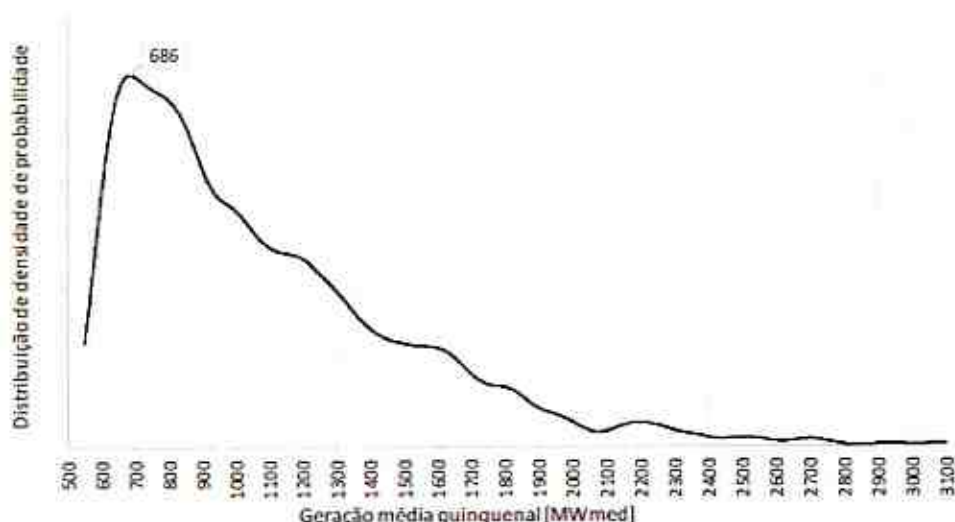
A projeção da PSR para o despacho hidrotérmico futuro identifica a distribuição de densidade de probabilidade de despacho térmico das usinas localizadas na área de concessão das Concessionárias CEG e CEG-Rio, apresentada no gráfico abaixo. O valor com maior probabilidade de ocorrência, a moda da distribuição, equivale a uma geração média de 686 MW médios no quinquênio. Ao calcular os percentis da amostra, a PSR



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

verifica que a moda está próxima do percentil 25%. Por este motivo, a PSR recomenda como referência de projeção de despacho das usinas termelétricas o valor do percentil 25%, correspondente a 756,5 MW médios. Este valor corresponde a um fator de despacho esperado de 20% das termelétricas para o quinquênio 2018-2022.

Distribuição de probabilidade do despacho termelétrico nas áreas da CEG e CEG Rio - MWmed



Fonte: Apresentação da PSR na Audiência Pública

A PSR ressalva, entretanto, a dificuldade de determinação da projeção térmica para cinco anos futuros, em virtude da incerteza sobre a hidrologia futura, dada a correlação negativa entre vazões esperadas e geração termelétrica prevista. Neste sentido, embora recomende a utilização do percentil 25% da amostra pela proximidade da moda do despacho térmico, a PSR adverte que se o cenário hidrológico futuro for mais adverso do que o correspondente ao percentil 25%, o despacho térmico será mais elevado. A PSR apresentou projeções referentes aos percentis 50% e 75%.



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

Contribuições da The Boston Consulting Group (BCG)

A The Boston Consulting Group (BCG) apresentou a metodologia utilizada para determinação da Taxa de Remuneração da Base Regulatória de Ativos nas propostas da 4ª Revisão Tarifária apresentada pelas Concessionárias, como consta em seu Relatório que compõe os Documentos de Referência das Propostas (disponível no site da AGENERSA). O método utilizado para determinação da taxa de remuneração para o 5º Quinquênio de Concessão é o CAPM (*Capital Asset Pricing Model*, ou Modelo de Precificação de Ativos Financeiros), conforme especificação dos Contratos de Concessão. Embora os Contratos de Concessão definam os parâmetros a serem considerados no cálculo da taxa (taxa livre de risco, risco sistêmico da indústria (beta), prêmio de risco de mercado e prêmio de risco país), a metodologia de cálculo de cada parâmetro não é especificada. Portanto, a BCG apresentou as justificativas para as suas escolhas que embasaram o cálculo dos parâmetros do CAPM, apontando a fórmula de cálculo e a janela temporal escolhida.

A recomendação para a Taxa Livre de Risco consiste em utilizar a média de retorno dos títulos de dívida do tesouro americano com prazo de 10 anos (T. Bond de 10 anos), calculando a média dos retornos anuais de 1987 a 2016. A janela de tempo de 30 anos foi justificada por ser similar ao período de duração da Concessão, além de ser suficiente para contornar a volatilidade de curto prazo. A BCG aponta que este período é sugerido por reguladores nacionais (ARSESP e ANEEL) e internacionais (México).

Para o Risco de Mercado, a BCG seguiu o mesmo cálculo da 3ª Revisão Tarifária, adotando o retorno do índice S&P 500, utilizando a maior janela de tempo disponível (de 1926 a 2016).

Quanto à inflação, a recomendação foi usar a janela temporal de 10 anos em coerência com as últimas práticas regulatórias. Assim, o prazo seria apropriado para contornar a volatilidade de curto prazo sem contaminar a média com patamares de



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

inflação de ciclos econômicos anteriores. Diversos reguladores têm adotado essa janela de 10 anos, como: ARSESP, ARSAE e Alemanha.

Quanto ao Risco País, a recomendação da BCG foi o uso de um período longo coerente com período de investimento. Dada a alta volatilidade do indicador, a utilização da maior janela de tempo disponível seria recomendada. A janela mais adequada segundo a BCG seria de 1995 a 2016.

Quanto ao cálculo do Beta, a BCG afirma que é preciso definir o conjunto de companhias da amostra de forma mais compatível com às atividades das concessionárias reguladas para o seu cálculo para ser coerente e preciso. A BCG utilizou uma amostra Orbis refinada eliminando companhias que operam em transmissão de gás e tickets duplicados. Assim, afirma que se elimina a distorção de companhias de transmissão e holdings que não operam no mercado de distribuição.

Ademais, a BCG recomendou a inclusão de um risco regulatório no cálculo do beta, sustentando que companhias sujeitas a sistema de regulação pricecap são mais expostas a risco de mercado que as sujeitas a custo do serviço (costplus) e, dessa forma, deveriam ser remuneradas pelo risco adicional. Alguns reguladores adotam o diferencial por risco regulatório, como: ARSESP, CRE (México) e ENARGAS (Argentina).

O cálculo da taxa de remuneração de capital para as Concessionárias, derivado da metodologia defendida pela BCG, está discriminado à frente em tabela comparativa com demais contribuições de terceiros interessados relativas ao tema.

Contribuições da Consultoria Empresarial em Energia e Regulação (Zenergas)

A Zenergas, após apresentar considerações gerais sobre o modelo de concessão vigente, discorreu especificamente sobre o tratamento regulatório mais adequado para o



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

investimento previsto e não realizado (subinvestimento) pela concessionária no ciclo tarifário anterior.

Observando que a tarifa de distribuição de gás natural é diferenciada apenas por segmento e volume, a Zenergas destacou o caráter solidário e sinérgico da rede, considerando que todos os segmentos deveriam contribuir para a sua expansão, pois se beneficiam mutuamente.

Sobre o tratamento do subinvestimento, a consultoria aponta que quando a Concessionária não atinge as metas de investimento estabelecidas, o regulador deve compensar a diferença nas tarifas do ciclo tarifário seguinte. Assim, a maior receita obtida no ciclo anterior deve reduzir a receita requerida para o ciclo tarifário subsequente. A Zenergas alerta, entretanto, que o valor total do investimento previsto no quinquênio não é recuperado integralmente neste período pela margem de distribuição obtida, pois as Concessionárias recuperam apenas uma fração do investimento previsto, tendo em vista o longo prazo de depreciação dos ativos. Consequentemente, o ressarcimento do subinvestimento só deve levar em conta o valor recebido indevidamente durante o ciclo tarifário anterior, o que não corresponde ao valor integral do investimento não realizado. Ademais, na revisão tarifária o valor não investido não é integrado à base regulatória de ativos, de modo que esta é ajustada automaticamente a cada quinquênio de acordo com os investimentos de fato realizados.

Por fim, a Zenergas pondera que o subinvestimento pode ser benéfico aos consumidores quando o investimento previsto se revelar imprudente ou desnecessário posteriormente à sua aprovação, sugerindo que o regulador adote critérios flexíveis e razoáveis na avaliação do subinvestimento ou de desvios de custos dos investimentos realizados.



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

Contribuições da NOVIX

A NOVIX defendeu que a revisão tarifária deve se restringir estritamente às diretrizes expressas pelos Contratos de Concessão e que qualquer modificação não prevista deve ser discutida com o Poder Concedente, fora do âmbito da Revisão Tarifária.

A NOVIX observa que o risco de demanda faz parte do risco de negócio e deve ser considerado na taxa de remuneração das Concessionárias. Ademais, a consultoria defende que já existem incentivos implícitos no regime de preço teto (*priccecap*) vigente para repassar os ganhos de produtividade obtidos às tarifas, afastando a necessidade de se aplicar um Fator X específico para incentivar e capturar tais benefícios.

Contribuições do Escritório de Advocacia Siqueira Castro

O Escritório de Advocacia Siqueira Castro respondeu, a pedido das Concessionárias, a alegação de nulidade do 3º Termo Aditivo dos Contratos de Concessão levantada no âmbito das consultas públicas da 4ª Revisão Tarifária, mais especificamente pela contribuição da ABRACE. O enfoque do Escritório sobre a alegação de nulidade centrou-se na análise de legalidade dos aditamentos e na observância das formalidades exigidas.

Os aditivos foram firmados entre as Concessionárias e o Poder Concedente com objetivo de substituir investimentos físicos previstos em gasodutos, para expandir a malha de distribuição e ampliar os mercados atendidos nas áreas de concessão, por estruturas de gás natural comprimido (GNC) ou liquefeito (GNL). Para tanto, o Poder Concedente exigiu o pagamento de outorgas compensatórias, que passaram a integrar a Base Regulatória de Ativos.



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

O Escritório alegou que a legislação pertinente foi respeitada, em especial a Lei nº 8.666/93 (art. 65, I) e a Lei nº 8.987/95 (art. 23, V), e que os aditamentos são consequência da incompletude natural dos contratos e do princípio de atualidade, que preveria flexibilidade e mutabilidade dos contratos ao longo do tempo.

Para justificar a inclusão do pagamento da outorga na Base Regulatória de Ativos, o Escritório se respaldou na Deliberação da CVM nº 654/2010, que determina em seu item 17 que *“quando um concessionário é remunerado pelos usuários dos serviços públicos, em decorrência da obtenção do direito de cobrá-los a um determinado preço e período pactuado com o poder concedente, o valor despendido pelo concessionário na aquisição desse direito deve ser reconhecido no ativo intangível”*.

Deste modo, o Escritório defende (i) a legalidade e adequação do 3º Termo Aditivo aos Contratos das Concessionárias; (ii) a observância de todas as formalidades exigidas à celebração de aditivos; e (iii) a inclusão da outorga compensatória na Base Regulatória de Ativos, equivalente à sistemática original dos Contratos de Concessão à época dos leilões de privatização.

5. Contribuições de Terceiros Interessados

Contribuições da Associação Técnica Brasileira das Indústrias Automáticas de Vidro (ABIVIDRO)

A ABIVIDRO contratou a empresa de consultoria Gas Energy para analisar a proposta de revisão tarifária das Concessionárias, criticando algumas premissas adotadas e elaborando proposta de revisão. A contribuição da ABIVIDRO focou a proposta da CEG Rio, já que suas associadas são abastecidas por essa concessionária.



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

Inicialmente, a ABIVIDRO sugeriu que a data-base para as revisões tarifárias contemple os valores de dezembro de 2017, o que conferiria maior precisão e atualidade aos cálculos.

Taxa de Remuneração de Capital (TRC)

A ABIVIDRO apresentou metodologia alternativa para o cálculo dos parâmetros que compõem a taxa de remuneração de capital das Concessionárias.

Para a taxa livre de risco, a ABIVIDRO defendeu o período de 1988 a 2017, enquanto que a CEG RIO contempla o intervalo entre 1987 e 2016,

Para o cálculo do risco sistêmico (beta), a ABIVIDRO utiliza a amostra de 16 empresas norte americanas do setor de distribuição de óleo e gás, seguindo a base de dados de Damodaran.

Seguindo a ANEEL como referência, a ABIVIDRO concorda ser adequado utilizar o índice S&P 500 para verificar o retorno de mercado. Porém, considera inconsistente adotar janelas temporais distintas para a determinação dos valores de retorno de mercado e da taxa livre de risco, como utilizado pelas Concessionárias – a BCG utilizou dados de 1926 a 2016 para a taxa de retorno do mercado e de 1987 a 2016 para a taxa livre de risco. Assim, a ABIVIDRO defende que se adote o mesmo período de 30 anos (1988 a 2017) para ambos os parâmetros.

Para determinação do risco país, a Associação também utilizou a ANEEL como referência, tomando como base a mediana da série histórica diária do EMBI+Brazil dos últimos 15 anos, o que representa uma janela temporal menos abrangente do que a proposta pelas Concessionárias.

Para obter a taxa de remuneração de capital real, seguindo a ANEEL, a ABIVIDRO utiliza a inflação dos Estados Unidos para período recente de 3 anos.



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

Baseada nesses parâmetros, a ABIVIDRO, assessorada pela Gas Energy, propõe taxa de remuneração de capital de 10,02%, inferior à proposta pela CEG e CEG Rio (12,23%). A ABIVIDRO ainda apontou que se fossem considerados os mesmos critérios de cálculo utilizados na 3ª Revisão Tarifária das Concessionárias, a taxa seria de 9,62% ao ano.

Proposta da ABIVIDRO para a Taxa de Remuneração de Capital

Índice	Critério	Valor
Taxa livre de risco (rl)	T. Bound de 10 anos - média dos retornos anuais de 1988 a 2017	4,92%
Cálculo de Beta (β)	Beta desalavancado	0,71
Prêmio de risco	S&P 500 - média dos retornos anuais de 1988 a 2017	7,24%
Risco Brasil	EMBI+BR mediana de 2002 a 2017	2,61%
Inflação Norte Americana	CPI US média de 2015 a 2017	2,41%
Taxa de Remuneração Nominal		12,67%
Taxa de Remuneração Real		10,02%

Projeção de Demanda

A ABIVIDRO apontou que as Concessionárias apresentaram projeção de demanda praticamente estagnada para os diferentes segmentos de consumo, com exceção para cogeração, geração distribuída e climatização.

A ABIVIDRO contesta as projeções de demanda apresentadas pelas Concessionárias. Por um lado, a ABIVIDRO argumenta que as projeções estão subestimadas e não estão em linha com o histórico dos mercados, especialmente em relação à demanda termelétrica, aparentando ser fruto de escolhas aleatórias, sem fundamentação técnica suficiente. Por outro lado, considerando as projeções as



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

projeções das Concessionárias, a ABIVIDRO pondera que os investimentos projetados revelam-se inconsistentes e imprudentes, já que não há respectivo aumento de volume consumido que os justifique.

Adicionalmente, a ABIVIDRO sugere a adoção de mecanismos anuais de compensação em favor dos consumidores, para corrigir erros de projeção de demanda por parte da Concessionária.

A ABIVIDRO apresentou projeção de demanda específica para área de concessão da CEG RIO. Para o segmento comercial, projetou o crescimento médio registrado nesse segmento entre os anos 2011 e 2016. Para o segmento residencial, a ABIVIDRO identificou tendência de aceleração desse mercado, alcançando taxa de crescimento de cerca de 22% em 2016. Sugere que seja considerado aumento de ao menos 20% ao ano para o próximo ciclo, o que representa o dobro da taxa considerada pela Concessionária. Para o segmento automotivo, criticou a premissa de estagnação proposta pela Concessionária e a ausência de consideração da competição com demais combustíveis alternativos. A ABIVIDRO propõe que se adote a taxa de crescimento histórica de 4,2% ao ano, registrada entre 2011 e 2016.

Para o segmento industrial, a ABIVIDRO ressalta a expectativa de retomada da economia, queda da taxa básica de juros e maior atividade da indústria siderúrgica fluminense, prevendo crescimento médio de 2,3% a.a.

Para o segmento termelétrico, a ABIVIDRO defende que a premissa da Concessionária não é coerente com o histórico de despacho das usinas localizadas na área de concessão. A ABIVIDRO propõe o consumo médio registrado entre 2012 e 2017 em sua projeção do mercado termelétrico. A tabela abaixo compara a proposta da ABIVIDRO com a projeção da CEG RIO.



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

Tabela Comparativa entre Projeção de Demanda: CEG RIO *versus* ABIVIDRO
(valores em mil m³/d)

	2018	2019	2020	2021	2022	% 2022	2022/ 2018
Residencial CEG RIO	16	18	20	22	23	0,5%	46%
ABIVIDRO	18	22	26	31	38	0,4%	111%
Comercial CEG RIO	10	11	13	14	16	0,3%	60%
ABIVIDRO	12	13	15	18	20	0,2%	67%
Automotivo CEG RIO	591	592	593	594	595	11,7%	1%
ABIVIDRO	579	604	629	655	683	7,7%	18%
Cogeração CEG RIO	1	3	5	8	10	0,2%	556%
ABIVIDRO	2	3	5	8	10	0,1%	547%
Industrial CEG RIO	1.781	1.782	1.783	1.783	1.783	35,1%	0%
ABIVIDRO	1.733	1.773	1.814	1.855	1.898	21,4%	10%
Termelétrico CEG RIO	2.973	2.647	2.647	2.647	2.647	52,2%	-11%
ABIVIDRO	6.210	6.210	6.210	6.210	6.210	70,1%	0%
Total CEG RIO	5.372	5.053	5.061	5.068	5.074		-6%
Total ABIVIDRO	8.554	8.625	8.699	8.777	8.859		4%
ABIVIDRO/CEG RIO	59%	71%	72%	73%	75%		
Demanda não-térmica	-2%	0%	3%	6%	9%		
Demanda térmica	109%	135%	135%	135%	135%		

Fonte: Contribuição da ABIVIDRO para CEG RIO

Custos Operacionais (OPEX)

A ABIVIDRO considera essencial que a revisão seja utilizada para fomentar a eficiência das distribuidoras. A associação sugere a adoção de métodos de *benchmarking* que incluam a comparação dos custos incorridos por outras



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

Concessionárias e a definição de fronteira de eficiência, baseada em técnicas de programação linear ou em análises estatísticas que foram empregados pela ANEEL.

A ABIVIDRO ressalta, ainda, a necessidade premente de se aplicar alguma metodologia para incentivar e compartilhar com os consumidores os ganhos de produtividade obtidos ao longo do tempo pelas Concessionárias (Fator X), como é previsto no Contrato de Concessão.

A associação defende, ainda, que os custos com construção de ramais específicos devem ser alocados exclusivamente para os consumidores beneficiados, em consonância com o Contrato de Concessão.

A ABIVIDRO contesta a projeção de custos operacionais da CEG RIO, argumentando ser incongruente o aumento do patamar proposto vis-à-vis à projeção de demanda da Concessionária. Por outro lado, o aumento dos custos operacionais desconsidera ganhos de escala inerentes ao aumento da rede.

Tendo em vista a assinatura do 3º Termo Aditivo dos Contratos de Concessão, a ABIVIDRO desenvolveu uma análise específica para os custos operacionais relacionados ao transporte de Gás Natural Comprimido (GNC) para abastecer a rede de distribuição das localidades contempladas. A associação fez uma análise de fluxo de caixa dessa atividade, considerando custos de compressão, transporte e expansão do gás e as demandas projetadas pela CEG Rio. O fluxo de caixa considerou diferentes cenários de logística e identificou que o trajeto mais eficiente não é o de menor distância, mas o que permite melhor aproveitamento dos deslocamentos do caminhão de GNC.

Para os custos operacionais restantes, a ABIVIDRO aplicou métodos de benchmarking: custos eficientes estimados com base nas últimas revisões da SPS, Gás Brasileiro e CEG RIO; e uma aplicação de fator de eficiência seguindo metodologia utilizada pela ANEEL. A tabela abaixo compara os valores apresentados pela



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

ABIVIDRO e os valores propostos pela CEG RIO. A Associação indica que a utilização dos seus valores propostos acarretaria em redução de aproximadamente 9% na margem de distribuição pleiteada.

Tabela Comparativa entre Custos Operacionais: ABIVIDRO *versus* CEG RIO
(valores em milhões R\$)

	2018	2019	2020	2021	2022	Taxa Média de Crescimento (% ao ano)
Proposta CEG RIO	94,03	94,64	97,37	100,36	103,23	2,4%
Custos com GNC	10,61	11,22	12,52	12,92	13,78	6,8%
Custos Restantes	83,42	83,42	84,85	87,44	89,45	1,8%
Proposta ABIVIDRO	72,25	71,47	70,95	69,98	68,90	-1,2%
Custos com GNC	4,07	4,43	5,03	5,15	5,16	6,1%
Custos Restantes	68,18	67,04	65,92	64,82	63,74	-1,7%
ABIVIDRO/CEG RIO	-23%	-24%	-27%	-30%	-33%	
Custos com GNC	-62%	-61%	-60%	-60%	-63%	
Custos Restantes	-18%	-20%	-22%	-26%	-29%	

Fonte: Contribuição da ABIVIDRO para CEG RIO

Investimentos

A ABIVIDRO indicou que a CEG RIO não tem cumprido historicamente os investimentos propostos nas revisões, o que ocorreu também no último quinquênio de 2013-2017. A ABIVIDRO identificou a discrepância entre investimentos previstos e não realizados, apresentado no gráfico abaixo.



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

Investimentos Previstos e Investimentos Realizados pela CEG Rio. 2013 – 2017.

R\$ Milhões



Fonte: Contribuição da ABIVIDRO para CEG RIO

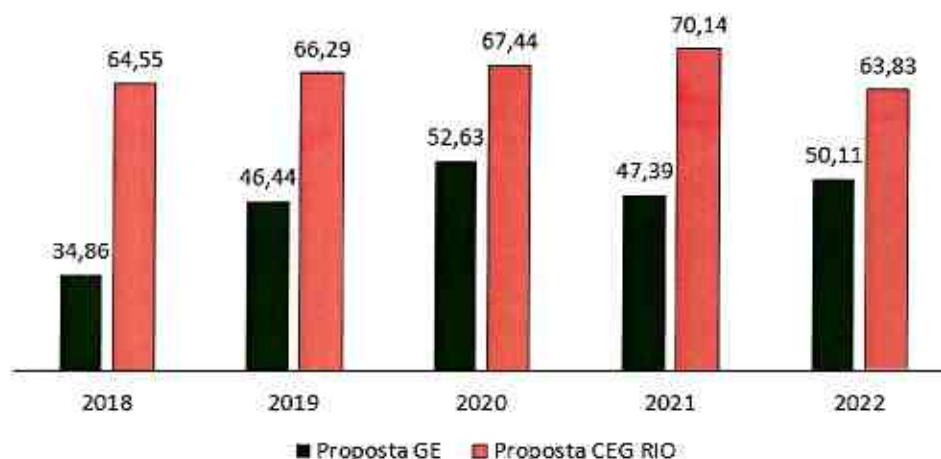
A ABIVIDRO propõe que a AGENERSA aprove apenas os investimentos destinados às cidades com maior potencial de consumo de gás natural e, portanto, com maior viabilidade econômica para expansão, em consonância com os princípios de prudência e razoabilidade. O gráfico abaixo apresenta a proposta da ABIVIDRO para projeção de investimentos da CEG RIO para o próximo quinquênio. Segundo os cálculos da Associação, a sua proposta acarretaria em redução de aproximadamente 3 pontos percentuais no fator de reposicionamento da margem de distribuição.



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

**Previsão de investimentos necessários proposta ABIVIDRO/Gas Energy (GE) vs.
Proposta CEG Rio – R\$ Milhões. 2018-2022**

Milhões de R\$



Fonte: Contribuição da ABIVIDRO para CEG RIO

Compensação de Investimentos Não Realizados

A ABIVIDRO identifica divergência entre os valores dos investimentos aprovados na 3ª Revisão Tarifária e a previsão de investimentos para o quinquênio anterior identificada pela CEG RIO em sua proposta para a 4ª Revisão Tarifária em curso. Também identifica discrepância entre valores de investimento realizados indicados na proposta da CEG RIO e os valores indicados nos Anexos da proposta que coincidem, segundo a ABIVIDRO, com os valores contidos nos informes anuais da Concessionária. O quadro abaixo, extraído de sua contribuição, sintetiza as discrepâncias levantadas.



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

Discrepância entre valores de investimentos realizados da proposta CEG Rio e valores dos informes anuais. R\$ Milhões. 2013 - 2017

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 Agenera 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).

Fonte: Contribuição da ABIVIDRO para CEG RIO

Seguindo os valores que considera mais precisos e a metodologia utilizada pela CEG RIO em sua proposta para compensar o saldo de investimentos não realizados, o quadro abaixo apresenta o cálculo da ABIVIDRO para o saldo a compensar.

Proposta ABIVIDRO para a compensação de investimentos não realizados da CEG Rio

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

Fonte: Contribuição da ABIVIDRO para CEG RIO

Alternativamente, a ABIVIDRO apresenta outra metodologia para calcular a compensação do subinvestimento da CEG RIO, que consiste em comparar a diferença



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

entre a Base de Remuneração de Ativos com os investimentos previstos e apenas com os investimentos realizados, trazendo a diferença valor presente pela taxa de remuneração de capital aplicada na Revisão Tarifária anterior (9,757% ao ano). Como indica o quadro abaixo retirado de sua contribuição, o saldo a compensar pelo subinvestimento seria de R\$ 58,95 milhões por esta metodologia, maior do que o saldo de R\$ 37,96 milhões pela metodologia da apresentada pela CEG RIO e replicada acima pela ABIVIDRO.

Metodologia alternativa proposta pela ABIVIDRO para o tratamento dos investimentos não realizados

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

ΔERR entre 2014 e 2013 aplicadas à
TRC durante 4 anos (ou seja, até o
final do quinquênio)

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

R\$ 58,95 Milhões

Fonte: Contribuição da ABIVIDRO para CEG RIO

Ademais, a Gas Energy, contratada pela ABIVIDRO para analisar a proposta de reajuste tarifário da CEG RIO, considera que os recursos pagos ao Governo do Estado para outorga dos serviços de GNC (3º Termo Aditivo) não deveriam ser considerados como investimento, o que elevaria a diferença entre investimentos previstos e não



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

realizados no quinquênio anterior, aumentando o saldo de subinvestimento a compensar.

Proposta de índice de reposicionamento tarifário (m) da ABIVIDRO

A partir dos critérios indicados pela Gas Energy, a ABIVIDRO propôs índice de reposicionamento da margem da CEG RIO de 0,7566, correspondente a redução de 24,34% na margem de distribuição, oposto ao requerido pela Concessionária.

Proposta da ABIVIDRO para o reposicionamento tarifário (m) da CEG Rio

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/Margens 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: Contribuição da ABIVIDRO para CEG RIO

Contribuições da Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (ABRACE)

Taxa de Remuneração do Capital

A ABRACE sugeriu que a AGENERSA passe a considerar o método de custo ponderado do capital, ou WACC (*Weighted Average Capital Cost*), para determinar a taxa de remuneração das concessionárias reguladas. Esse método leva em conta o efeito



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

**Tabela - Metodologia Proposta para a Taxa de Remuneração de Capital –
ABRACE e Concessionárias**

PARÂMETROS CAPM	PROPOSTA CEG/CEG RIO (realizada pela BCG)	PROPOSTA ABRACE
Taxa Livre de Risco	T. Bond de 10 anos - média dos retornos anuais de 1987 a 2016	Janela de tempo: período máximo de 10 anos. Média aritmética.
Beta	Beta desalavancado, banco de dados ORBIS (0,537) + Risco regulatório (0,2)	Desconsiderar beta regulatório, risco já estaria embutido no risco país do CAPM
Prêmio de Risco	Ibbotson de 1926 a 2016	-
Risco Brasil	EMBI+BR mediana de 1995 a 2016	Mediana dos últimos dez anos, utilizando período coerente com taxa livre de risco
Inflação USA	CPI US média de 2007 a 2016	-

Fonte: Contribuição da ABRACE

OPEX

A análise feita pela ABRACE sugere que os custos operacionais das Concessionárias estão inflados, ressaltando a importância da utilização de indicadores de eficiência (Fator X) através de benchmarking ou mesmo evolução histórica. Especificamente, a ABRACE indica 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.



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

da alavancagem das empresas sobre a rentabilidade. Segundo entendimento da ABRACE, o Contrato determina que as revisões quinquenais subsequentes a segunda sigam os mesmos conceitos do CAPM (Cláusula Sétima, § 9º, III), porém não impediria que a AGENERSA utilizasse os conceitos do CAPM conjuntamente com o WACC. Segundo a ABRACE, o WACC é o método mais utilizado para determinar a taxa de remuneração, utilizado no Brasil pela ANEEL e ARSESP.

Além de implementar o WACC, a ABRACE sustenta que o contrato de concessão deve ser atualizado incorporar as melhores práticas regulatórias nacionais e internacionais. Para cálculo do WACC, a ABRACE sugere a seguinte estrutura de capital para ambas as Concessionárias: 50% de capital próprio e 50% de capital de terceiros.

A Associação defende a utilização de janelas temporais coerentes (10 anos) para o cálculo da média histórica da taxa livre de risco, da taxa de retorno do mercado e do risco Brasil. Além disso, a ABRACE defende para o cálculo do beta seja utilizado apenas empresas de distribuição de gás natural por dutos, sem incluir outras empresas relacionadas com essa atividade, pois incorrem em outros riscos. A ABRACE também toma como referência o argumento da ANEEL de eliminar o risco regulatório no cálculo do beta. Para o risco Brasil, a ABRACE indica utilização da mediana dos últimos dez anos, reduzindo o impacto de valores pontuais elevados.

A tabela abaixo compara a proposta para o cálculo da taxa de remuneração de capital apresentado pelas Concessionárias com as contribuições da ABRACE e da ABIVIDRO.



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

- Comparação dos indicadores unitários da concessionária com os indicadores unitários de outras Concessionárias, tais como extensão da rede, volume de gás comercializado e número de consumidores atendidos.

A ABRACE considera inadequada a projeção de elevação para as perdas futuras de gás na rede, já que esta rubrica representa uma parcela relevante nos custos operacionais totais. Frente a proposta da CEG de elevar o índice de perdas para 2,8 % a.a., a ABRACE defende que os níveis sejam mantidos ao menos no patamar atual, para que a regulação prime pelo incentivo a maior eficiência das Concessionárias.

Projeção de Demanda

Para a ABRACE, a projeção de demanda térmica mostra uma redução drástica, cujas projeções parecem não utilizar os dados históricos, ressaltando ainda que as vendas projetadas de gás para o segmento térmico estão menores do que as previstas para o ciclo anterior. A Associação também contesta a premissa de estagnação do segmento industrial, uma vez que a indústria já mostra indícios de recuperação. Neste sentido, a ABRACE defende que a AGENERSA não aceite a projeção apresentada pelas Concessionárias e dê a oportunidade para que apresentem previsões mais coerentes com a atual situação econômica e com as perspectivas de demanda atuais.

Investimentos

A ABRACE considera que deve haver uma análise criteriosa da viabilidade da expansão da rede e dos respectivos investimentos de fato necessários. A comparação entre o histórico dos investimentos previstos e realizados deve revelar a realidade do mercado fluminense e identificar os valores de subinvestimento que devem ser ressarcidos.

A ABRACE considera que as Concessionárias foram duplamente remuneradas: pelos investimentos não realizados no ciclo anterior e que ainda constam na tarifa dos



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

usuários; e pela outorga do 3º Termo Aditivo contabilizada como ativo intangível, remunerada pela taxa de retorno.

A ABRACE solicita total transparência em relação aos investimentos não realizados no quinquênio anterior e defende que o saldo a compensar deve ser corrigido pela inflação e pela taxa de remuneração então vigente.

Plano de Investimentos apresentada na 4ª RTQ

A ABRACE entende que não existem estudos para o Plano de Investimentos, especialmente que evidenciem o limite de investimentos possíveis em cada segmento de mercado em função do mercado potencial e da competitividade do gás natural frente aos demais energéticos substitutos. A ABRACE defende que a proposta para investimentos futuros seja aprimorada, de modo que os investimentos em cada segmento de consumo não comprometam a sua competitividade na margem, considerando que deva se evitar a alocação de custos por meio de subsídios cruzados, de modo que os investimentos não sejam alocados na estrutura tarifário de outros consumidores não beneficiados.

3º Termo Aditivo

A ABRACE defende a nulidade do 3º Termo Aditivo dos Contratos de Concessão frente às diversas deficiências (legais e regulatórias) registradas. Amparada com parecer jurídico elaborado pelo escritório Mundie Advogados, a ABRACE entende que a incorporação do valor pago pela outorga na base de ativos das Concessionárias tem efeito nulo.

Contribuições da Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro (FIRJAN)

A FIRJAN pondera, preliminarmente, que a AGENERSA deveria ter apresentado previamente uma nota técnica com seu posicionamento sobre o pleito de revisão das



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

Concessionárias. Pela ausência de posicionamento prévio, a FIRJAN solicita que ocorra uma segunda audiência pública após a divulgação da análise da Consultoria UFF.

A FIRJAN destaca a importância que a revisão quinquenal das Concessionárias esteja alinhada com a realidade da economia estadual. Ressalta ainda a necessidade de que seja avaliado se a Base Remuneratória de Ativos esteja composta apenas por ativos que devam ser de fato remunerados pelos consumidores.

A FIRJAN aponta a necessidade de maiores explicações sobre a metodologia de compensação pelos subinvestimentos das Concessionárias, observando que a taxa de atualização dos valores deve ser igual a taxa de remuneração do capital definida na 3ª Revisão Tarifária, o que deveria também ser aplicado para a compensação da parcela de retroatividade relativa à última revisão tarifária.

Quanto à taxa de remuneração do capital, a FIRJAN (i) solicita maior transparência no cálculo da taxa de retorno do mercado; (ii) pondera que não há justificativa para utilizar um período anterior à assinatura dos Contratos de Concessão para definição do prêmio de risco país; (iii) e alerta para que seja considerada a Deliberação nº 3304 da AGENERSA que estipulou a taxa de remuneração para 2018 igual à definida na 3ª Revisão Tarifária.

Quanto à projeção de demanda, a FIRJAN destaca a necessidade de uma avaliação de sensibilidade, apontando que a redução da receita, por redução da margem, pode ser compensada pelo aumento da demanda. A FIRJAN considera ainda que não há justificativa para a estimativa de declínio (CEG) ou de estagnação (CEG RIO) do mercado de GNV frente às conversões do estado e à tendência de crescimento observado em 2016 e 2017. A FIRJAN ressalta que é necessário que as projeções de demanda sejam atualizadas de acordo com a realidade de 2017.

Em relação aos custos operacionais, a FIRJAN observa que o OPEX da CEG cresce 13% - custos com perda de gás aumentam em 30%, gastos com publicidade 12%



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

e com serviço a cliente 35% –, enquanto que o OPEX da CEG RIO se eleva em 10% – custos com perda sobem 30%, gastos com exploração 77% e com serviço a clientes 28%. Frente a este cenário de elevação significativa de custos e demanda projetada estagnada, a FIRJAN ressalta a importância de se considerar a aplicação de algum fator de eficiência (Fator X) para estimular as Concessionárias a buscar maior eficiência em seus custos.

Em relação à projeção da Base Regulatória de Ativos para o próximo quinquênio, a FIRJAN observa que a projeção de novos investimentos (aumento de 14% para CEG RIO e 3% para CEG) não é condizente com a projeção de demanda adotada pelas Concessionárias.

Contribuições da Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS)

A ABEGÁS pondera que seu maior interesse no processo de revisão tarifária é garantir que os *stakeholders* relevantes tenham a oportunidade de participar ativamente do processo em questão, mantendo o equilíbrio econômico e financeiro da concessão e expandindo a malha de gasodutos e o consumo de gás.

A ABEGÁS também criticou a ausência de nota técnica prévia da AGENERSA ou da Consultoria UFF sobre as propostas de revisão das Concessionárias, a fim de que os *stakeholders* tenham maiores elementos para se manifestar.

A ABEGÁS é favorável que a taxa de remuneração de capital a ser definida para as Concessionárias seja coerente com os valores de WACC definidos para outras distribuidoras de gás no país. Ademais, observa que as propostas de reajuste impactam diretamente a expansão da rede de gasodutos e o estímulo ao consumo de gás.



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

Contribuições da PETROBRAS

A PETROBRAS apontou que o Art. 1º da Deliberação 3164/2017, alterado pela Deliberação 3244/2017, determinou o desconto de 22,5% para novos empreendimentos autoprodutores e autoimportadores atendidos pelos ramais dedicados. Já o Art. 2º remete a discussão de desconto para os empreendimentos já existentes à 4ª Revisão Tarifária, tema que está ausente na proposta encaminhada pela CEG RIO. Neste sentido, a PETROBRAS sugere que a AGENERSA insira o tema para discussão.

Ademais, a PETROBRAS indica que o desconto foi estabelecido sem basear-se em uma metodologia tarifária que contemple critérios e premissas que reflitam as especificidades de CAPEX e OPEX para os casos de ramais dedicados, tanto para novos empreendimentos como para os já existentes. Neste sentido, a PETROBRAS reitera a sua proposta de metodologia já encaminhada para a AGENERSA, seguindo tratamento diferenciado para Autoprodutores e Autoimportadores como determina a Lei do Gás.

A PETROBRAS observa que a Lei do Gás estabeleceu que, para fins tarifários, deve ser respeitado o princípio da “especificidade das instalações”, de modo que autoprodutores e autoimportadores que não utilizam a rede de distribuição, mas são atendidos por ramais dedicados, não devem ser solidários aos demais usuários, pois a utilização do ramal não impacta o atendimento aos demais consumidores da rede. Além disso, a PETROBRAS entende que há uma lacuna quanto ao debate técnico sobre uma formulação de tarifas para um ramal dedicado no Processo E-12/003/410/2016.

Quanto à projeção da demanda termelétrica, a PETROBRAS reconhece a complexidade da previsão do despacho termelétrico e sugere que o volume de gás projetado a ser adotado seja a média entre a expectativa de volume adotado para o próximo ciclo e o histórico do volume realizado do último ciclo.

A PETROBRAS salienta, entretanto, que o ideal é a adoção de tarifas específicas para as térmicas atendidas por ramais dedicados, pois uma tarifa baseada nas



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

especificidades das instalações mitigaria a ocorrência de distorções tarifárias causadas pela diferença entre o volume projetado e o volume realizado, visto que teria como critério principal os custos inerentes às instalações dedicadas e não o volume movimentado.

Quanto à margem de distribuição das térmicas, a concessionária afirma que a margem para este segmento já contempla o desconto da taxa de comercialização de 1,9% para os autoprodutores, autoimportadores e consumidores livres, de acordo com a deliberação da AGENERSA nº 3243/2017. No entanto, a PETROBRAS alega que a efetiva aplicação deste desconto não está retratada adequadamente na proposta, visto que a fórmula tarifária aplicada ao consumidor cativo é idêntica à fórmula aplicada ao produtor, autoimportador e consumidores livres, exceto pelo desconto do preço do gás.

Contribuições do Núcleo de Defesa do Consumidor da Defensoria Pública - RJ

A Defensoria Pública do Estado do Rio de Janeiro destacou a necessidade de se aprimorar o benefício da Tarifa Social de Gás Canalizado para consumidores de baixa renda, propondo outro critério para enquadramento nesta categoria de consumo.

A Deliberação da AGENERSA nº 688/2011 beneficia apenas consumidores carentes que possuam concomitantemente (i) cadastro ativo no Programa Minha Casa Minha Vida; (ii) comprovação de renda familiar de até 3 salários mínimos; e (iii) sejam beneficiários da Tarifa Social de Energia Elétrica, conforme a Lei nº 12.212/10.

Desta forma, tendo em vista o rol restrito atual para enquadramento na Tarifa Social, a Defensoria Pública recomenda a alteração da Deliberação nº 688/2011 da AGENERSA, sugerindo a seguinte redação:



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

A Tarifa Social de Gás Canalizado para famílias de baixa renda será aplicada pelas Concessionárias CEG e CEG RIO, para as unidades consumidoras que atendam a, pelo menos, uma das seguintes condições:

I - seus moradores deverão pertencer a uma família inscrita no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal, com renda familiar mensal per capita menor ou igual a meio salário mínimo nacional;

II - tenham entre seus moradores quem receba o benefício de prestação continuada da assistência social, nos termos dos arts. 20 e 21 da Lei Federal nº 8.742 de dezembro de 1993;

III - Família inscrita no Cadastro Único com renda mensal de até três salários mínimos, que tenha portador de doença ou deficiência, cujo tratamento ou procedimento médico necessite de uso continuado de equipamento que dependa do consumo de energia de gás canalizado.

5. Considerações da Consultoria UFF

As contribuições de terceiros interessados no âmbito da Consulta e Audiência Públicas relativas à 4ª Revisão Tarifária em curso das Concessionárias CEG e CEG RIO revelam pontos sensíveis e que têm impacto significativo na determinação da margem de distribuição das concessionárias. A UFF foi contratada para assessorar a análise regulatória da AGENERSA sobre o pleito revisional das margens de distribuição que vigorarão no próximo quinquênio das concessões. Os pontos as contribuições serão considerados na elaboração da análise da Consultoria UFF que será divulgada através de relatórios.

Como se identificou ao longo do presente relatório, as principais discordâncias referem-se aos seguintes temas: (i) determinação da taxa de remuneração de capital a ser aplicada no próximo quinquênio; (ii) projeção da demanda futura para os todos segmentos de consumo; (iii) projeção para os custos operacionais (OPEX); (iv) projeção dos investimento futuros a serem realizados no próximo quinquênio; (v) metodologia



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

de cálculo do saldo a compensar referente ao subinvestimento das Concessionárias registrado no quinquênio anterior; (vi) controvérsia jurídica acerca do 3º Termo Aditivo.

A determinação da taxa de remuneração da Base Regulatória de Ativos que vigorará para o quinto quinquênio das concessões envolve a escolha de critérios adequados para o cálculo dos parâmetros que compõem o método CAPM (Modelo de Precificação de Ativos Financeiros) utilizado, como previsto pelos Contratos de Concessão. As principais controvérsias giram em torno, principalmente, das janelas temporais a serem consideradas para o cálculo de cada parâmetro e da adequabilidade da inclusão ou não do risco regulatório no cálculo do risco sistêmico estimado (beta).

A projeção para demanda futura das Concessionárias tem impacto significativo na determinação do reajuste das margens de distribuição, uma vez que o reposicionamento deriva da margem requerida estimada repartida pelo mercado projetado para o próximo quinquênio. Enquanto que as Concessionárias preveem estagnação em praticamente todos os segmentos de consumo, algumas contribuições questionam as previsões face à expectativa de retomada gradual da economia e à própria evolução histórica recente de consumo de gás. A demanda termelétrica é alvo de especial preocupação, visto o seu significativo peso na composição da margem obtida pelas distribuidoras e a dificuldade de se estimar o despacho futuro das térmicas, face às particularidades hidrológicas do sistema elétrico brasileiro. A estimação deve levar em conta as particularidades deste segmento, procurando reduzir riscos de superestimação ou subestimação da demanda futura para preservar equilíbrio desejável entre as Concessionárias e os consumidores.

A projeção dos custos operacionais futuros não deve se afastar injustificadamente da sua evolução histórica recente e tampouco de incentivos a busca de maior eficiência das Concessionárias, procurando adequar o nível de custos operacionais à expectativa de evolução do mercado futuro. As contribuições sinalizaram a importância e a premência de se aplicar algum fator de eficiência (Fator X) para a



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

evolução dos custos das Concessionárias, como previsto nos Contratos de Concessão. Neste aspecto, deve-se dar atenção especial à evolução prevista das perdas na rede das Concessionárias.

A projeção dos investimentos futuros tem impacto na evolução prevista para a Base Remuneratória de Ativos ao longo do próximo quinquênio das Concessões, até o ajuste que ocorre regularmente nas revisões tarifárias subsequentes. A projeção de novos investimentos deve ser respaldada por indicações do Poder Concedente. Deve-se levar em conta, entretanto, a reiterada discrepância observada entre investimentos previstos e não realizados para que se busque estabelecer metas mais realistas para o futuro.

A metodologia de cálculo do montante a ser ressarcido aos consumidores em decorrência dos investimentos previstos e não realizados (subinvestimentos) pelas Concessionárias no último quinquênio é tema relevante e sensível. As próprias contribuições recebidas atestam que o montante a ser compensado não se refere ao valor integral dos investimentos previstos, pois a sua recuperação via margem tarifária ocorre gradualmente ao longo da Concessão, tendo em vista o longo prazo de depreciação dos ativos. Embora o ajuste na Base Regulatória de Ativos seja realizado automaticamente nas Revisões Tarifárias, o saldo a compensar é alvo de controvérsias sobre a metodologia mais adequada. Deve-se estabelecer uma metodologia que leve em conta os prejuízos estritamente causados aos consumidores pela cobrança indevida de remuneração a investimentos não realizados.

O 3º Termo Aditivo aos Contratos de Concessão é um tema sensível e juridicamente controverso. Os aditivos foram firmados entre as Concessionárias e o Poder Concedente com objetivo de substituir investimentos físicos previstos em gasodutos, para expandir a malha de distribuição e ampliar os mercados atendidos nas áreas de concessão, por estruturas de gás natural comprimido (GNC) ou liquefeito (GNL). Para tanto, o Poder Concedente exigiu o pagamento de outorgas



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

compensatórias, que passaram a integrar a Base Regulatória de Ativos. A ABRACE questionou em suas contribuições a validade jurídica do 3º Termo Aditivo, alegando nulidade da cobrança de outorga compensatória com reconhecimento na Base Regulatória de Ativos das Concessionárias. O questionamento jurídico da ABRACE traz implicações para a devolução dos investimentos previstos e não realizados. O Escritório Siqueira Castro, contratado pelas Concessionárias, argumentou que todas as formalidades impostas à celebração dos aditivos foram verificadas e que a inclusão da outorga na Base Regulatória de Ativos acompanha a sistemática original dos Contratos de Concessão. O reposicionamento das margens de distribuição das Concessionárias é afetado pela controvérsia jurídica levantada, uma vez que o entendimento final da AGENERSA sobre o tema terá consequências para o cálculo do saldo de subinvestimentos a compensar e para o ajuste da Base Regulatória de Ativos.

A Consultoria UFF, contratada para assessorar a AGENERSA na 4ª Revisão Tarifária das Concessionárias CEG e CEG RIO, analisará de forma detalhada em seus próximos relatórios todas as questões levantadas pelas contribuições recebidas no âmbito da Consulta e Audiência Públicas, procurando encontrar as soluções mais adequadas que preservem o equilíbrio desejável entre os interesses das Concessionárias e dos consumidores.


Coordenador do Projeto
Luciano Dias Losekann