



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Processo nº. : E-12/003.124/2017
Data de autuação: 14/02/2017
Concessionária: CEG
Assunto: 4ª Revisão Tarifária Quinquenal da Concessionária CEG.
Sessão Regulatória: 10/03/2021

RELATÓRIO

Trata-se de processo instaurado¹ para análises, estudos e avaliações referentes à **4ª Revisão Quinquenal de Tarifas da Concessionária CEG**, que compreende o quinquênio 2018-2022, tendo em vista que a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro do Contrato é garantia² do prestador do serviço delegado.

De início, importante frisar que os estudos revisionais buscam a realização de todas as etapas deste processo de modo a reduzir a assimetria de informação e ampliar a isonomia entre os agentes do mercado, em respeito e **garantia aos Princípios** basilares do Contraditório, da Ampla Defesa e do Devido Processo Legal.

Desse modo, a Revisão Quinquenal de Tarifas de Concessionárias prestadoras de Serviços Públicos do Estado do Rio de Janeiro, encontra-se disposta no Artigo 2º³ da Lei Estadual nº 2.752/1997, Artigo este recepcionado pelo Contrato de Concessão da Concessionária CEG, em sua Cláusula Sétima.

Em segmento, esta Reguladora enviou Ofício⁴ à CEG, visando dar ciência quanto a abertura do presente feito e a criação do Grupo de Trabalho – composto por funcionários dos órgãos de assessoramento técnico e jurídico desta Agência – que será responsável pelas análises da Proposta Revisional. E informou, ainda, *“que a Proposta da 4ª Revisão Quinquenal deverá ser enviada até junho de 2017, conforme §3º da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão”*.

¹ REQ AGENERSA/SECEX nº 111/2017, às fls. 03: *“Justificativa: Análise e avaliação da 4ª Revisão Tarifária Quinquenal da Concessionária CEG”*.

² Art. 37, XXI da Constituição Federal: *“(…) as obras, serviços, compras e alienações serão contratados mediante processo de licitação pública que assegure igualdade de condições a todos os concorrentes, com cláusulas que estabeleçam obrigações de pagamento, mantidas as condições efetivas da proposta, nos termos da lei (...)”*.

³ Art. 2º da Lei Estadual nº 2.752/1997: *“As tarifas contratualmente fixadas serão revistas a cada 5 (cinco) anos, com base no custo dos serviços, incluída a remuneração do capital”*.

⁴ Ofício AGENERSA/PRESI nº 058/2017, às fls. 05; e Ofício AGENERSA/PRESI nº 186/2017, às fls. 46.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Cabe, ainda, aduzir que em atendimento aos termos contratuais, a Concessionária deveria apresentar sua Proposta Inicial à Revisão Quinquenal em um prazo de até 06 (seis) meses antes do termo inicial do quinquênio seguinte – junho de 2017. Acontece que, excepcionalmente, houveram pedidos de dilação de prazo, pela CEG, para a entrega da referida Proposta. Assim, a efetiva entrega da Proposta Revisional pela Concessionária a esta Autarquia se deu em novembro de 2017.

Tendo em vista a **Criação do Grupo de Trabalho da AGENERSA**, publicou-se⁵, no Diário Oficial do Estado do Rio, Portaria desta Agência, com a sua criação: *“Portaria AGENERSA nº 500/2017 – Institui Grupo de Trabalho para coordenar, planejar e executar todas as ações necessárias para a 4ª Revisão Quinquenal dos Contratos de Concessão das Concessionárias CEG e CEG Rio”*. Enviou-se, também, Ofício⁶ à CEG com informações acerca da composição do Grupo e da referida publicação no DOERJ.

Assim, os trabalhos do referido Grupo tiveram início com a sua “1ª Reunião⁷ do Grupo de Trabalho da 4ª Revisão Quinquenal da CEG”, em que foram debatidos aspectos iniciais dos estudos revisionais, tais como: **i)** processos relacionados que necessitam de prioridade em sua análise; **ii)** documentos que devem ser entregues junto à Proposta; e **iii)** Requerimento Preliminar para a Proposta **a.** Dados Gerais e Oferta e Demanda **b.** Dados sobre Aquisição da Molécula **c.** Dados sobre os Investimentos **d.** Dados sobre a Base de Ativos **e.** Contas da Concessionária e **f.** Dados sobre as Receitas da Concessionária.

Dando continuidade ao solicitado pelo Grupo de Trabalho, esta Agência enviou Ofício⁸ à CEG requerendo o atendimento ao requerido no Relatório do Grupo, bem como frisou que *“novos requerimentos de informações, relativos ao processo revisional, poderão ser encaminhados às Concessionárias a qualquer tempo, para atendimento da demanda do Grupo de Trabalho”*. Em resposta, a Concessionária informou⁹ os responsáveis, em seu quadro, por atender as demandas solicitadas por esta Autarquia.

⁵ Publicação da AGENERSA no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, às fls. 08, enviada por meio da CI AGENERSA/SECEX nº 299/2017, às fls. 06/07.

⁶ Ofício AGENERSA/PRESI nº 062/2017, às fls. 09.

⁷ Ata e Relatório da 1ª Reunião do Grupo de Trabalho da 4ª Revisão Quinquenal da CEG, às fls. 10/13.

⁸ Ofício AGENERSA/PRESI nº 065/2017, às fls. 14/19.

⁹ Carta DIRPIR-016/2017 da CEG, às fls. 20.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Em nova Reunião¹⁰, o Grupo de Trabalho firmou demais pontos a serem observados na condução do presente estudo, tais como: maior celeridade na análise dos Investimentos; compensação, no que tange às obras não realizadas, do ponto de vista físico e financeiro; questão do rearranjo promovido pelo Terceiro Termo Aditivo; dentre outros.

A ABRACE, em manifestação¹¹, iniciou sua explanação salientando que *“congrega 55 das maiores indústrias brasileiras que, em conjunto, são responsáveis por cerca de 50% do consumo industrial de gás natural no país”* e, visando garantir alguma previsibilidade tarifária aos associados, solicitou esclarecimentos acerca dos fatores que levaram ao aumento da tarifa, ao seu sentir, muito maior do que a esperada para o período. Solicitou, ainda, *“detalhamento de todas as informações que subsidiam o reajuste tarifário concedido à CEG e CEG Rio, inclusive por meio de memórias de cálculo”*. No mesmo sentido, tem-se a manifestação¹² da FIRJAN que, após frisar que atua como entidade representativa de mais de sete mil empresas, questionou a tarifa da Concessionária e requereu providências, *“no sentido de determinar que a CEG e a CEG Rio justifiquem o reajuste adotado em 2017 e os valores finais das tarifas, incluindo a composição do custo de aquisição”*.

Em virtude da realização de Reunião por esta Agência, em suas dependências, enviou-se Ofícios Convite¹³ aos interessados na Revisão, objeto do presente feito, para apresentação prévia de sugestões acerca dos trabalhos revisionais, a ser apresentada pelo Grupo de Trabalho desta Reguladora. Consta, portanto, envio de convite aos seguintes interessados: ALERJ – Comissão de Defesa do Consumidor; Defensoria Pública do Estado do Rio; Concessionárias CEG e CEG Rio; PETROBRAS; ABEGÁS; ABRACE; ABIVIDRO; ABIQUIM; Associação Comercial do Rio de Janeiro – ACRJ; FIRJAN; IBP; ANACE; Sindicato da Indústria de Extração de Sal do Rio; SINDISAL; Procuradoria Geral do Estado; e Prumo Logística S.A.

¹⁰ Ata da 2ª Reunião do Grupo de Trabalho da 4ª Revisão Quinquenal da CEG, às fls. 21/22.

¹¹ Carta COR-DIR-003-09032017 da ABRACE, às fls. 23/25.

¹² Carta PRES-31/17 da FIRJAN, às fls. 26/27.

¹³ Ofícios AGENERSA/PRESI/SECEX nos 138/2017; 139/2017; 140/2017; 141/2017; 142/2017; 143/2017; 144/2017; 145/2017; 146/2017; 147/2017; 148/2017; 149/2017; 150/2017; 151/2017; 152/2017; 154/2017; e 155/2017, às fls. 28; 29; 30/31; 32; 33; 34; 35; 36; 37; 38; 39; 40; 41; 42; 43; 44; e 45, respectivamente.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Tendo em vista as solicitações enviadas pela ABRACE e pela FIRJAN, esta Autarquia enviou Ofício¹⁴ à Concessionária, solicitando manifestações acerca do tema, em 10 (dez dias).

No intuito de solicitar¹⁵, a esta Reguladora, prorrogação do prazo – em 120 (cento e vinte) dias – para entrega da sua Proposta Inicial da 4ª Revisão, objeto deste feito, a Delegatária, após fundamentada explanação, argumentou que eventual prorrogação do prazo não acarretaria qualquer impacto negativo à prestação dos seus serviços e que tal prazo deveria fluir a contar da definição de diversos pontos que, no sentir da CEG, não estariam aclarados o suficiente nos autos.

Importante relatar, ainda, que o Poder Concedente – mediante envio de Ofício¹⁶– anuiu com o pleito de prorrogação do prazo, realizado pela Concessionária. Desse modo, esta Reguladora, em resposta à solicitação da CEG – após, repita-se, a devida anuência¹⁷ do Poder Concedente – comunicou¹⁸ a concessão do referido prazo, conforme aprovação em Reunião Interna do Conselho Diretor, bem como mediante publicação¹⁹ de tal prorrogação no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro.

A CEG, em nova manifestação, ratificou²⁰ seu entendimento, aduzindo que existiriam temas de grande “*relevância e complexidade*” que precisariam de definição antes de sua apresentação do Plano de Investimento para o próximo quinquênio, tais como metodologia de cálculo; base de ativos; taxa de remuneração; entre outros. Ao final, solicitou a “*postergação da data de apresentação das Propostas completas*”.

Constanos autos, ainda, apreciação do Conselho Diretor desta Reguladora em Reunião Interna – conforme Ata²¹– aprovando o envio de Ofício²² ao Poder Concedente para manifestação de anuência, ou não, ao novo pedido da Concessionária, informando que, conforme decisão do CODIR, “*as Concessionárias CEG e CEG Rio deverão apresentar a proposta completa, com seus anexos, e contendo o pedido de reajuste tarifário para o*

¹⁴ Ofício AGENERSA/PRESI nº 109/2017, às fls. 48

¹⁵ Carta PRESI-007/2017 da CEG, às fls. 214/225, enviada por meio da CI AGENERSA/SECEX nº 1.124/2017, às fls. 213.

¹⁶ Ofício CC/SDE nº 30/2017 do Poder Concedente, às fls. 226.

¹⁷ Ofícios AGENERSA/PRESI/SECEX nº 240/2017; e nº 246/2017, às fls. 227; e 229.

¹⁸ Ofício AGENERSA/PRESI/SECEX nº 245/2017, às fls. 228.

¹⁹ Publicação da AGENERSA no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, às fls. 231.

²⁰ Carta PRESI-012/17 da CEG, às fls. 232/233.

²¹ Ata da 28ª Reunião Interna da AGENERSA do Ano de 2017, às fls. 234.

²² Ofícios AGENERSA/PRESI/SECEX nº 357/2017; e nº 358/2017, às fls. 235; e 236.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

próximo período” e seguiu, informando que “respeitando o Princípio do Contraditório e Ampla Defesa, as Concessionárias poderão, no curso do processo, fazer correções da proposta original, bem como a AGENERSA poderá requerer retificações e complementações, em especial no tema Investimentos, sempre respeitando o equilíbrio contratual e o interesse dos consumidores”.

O Poder Concedente, em resposta²³, manifestou *“concordância com a prorrogação do prazo da apresentação da Proposta da Revisão Quinquenal das Concessionárias para o dia 27/11/2017, nos termos deferidos pela Diretoria Colegiada da AGENERSA”*. Oportunidade em que, após ciência da resposta do Poder Concedente, conforme Decisão em nova Reunião Interna²⁴, esta Autarquia informou²⁵ à CEG quanto ao deferimento do seu pleito, nos termos acima relatados.

Em segmento, por meio de Ofício²⁶ enviado ao Poder Concedente, esta Reguladora aduziu que *“após exaradas diversas Deliberações sobre o tema, garantido o Contraditório e a Ampla Defesa, as Concessionárias permanecem na tentativa de modificar, perante o Poder Concedente, entendimento debatido nos processos regulatórios e aprovado com base nas análises técnicas e jurídicas dos órgãos da AGENERSA, órgão competente para fiscalização dos Contratos de Concessão”,* e seguiu, perpassando por temas como valores de outorga compensatória; Termos Aditivos; Investimentos; metodologia de cálculos; compensação de dívidas; dentre outros.

Nesse passo, a Concessionária apresentou²⁷ sua **Proposta Inicial de Revisão** em 27/11/2017, contendo *“Relatório Geral da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas, onde consta a proposta do índice de reposicionamento de margem ‘m’ a ser aplicado na estrutura tarifária que vigorará no período de 01/jan/2018 a 31/dez/2022, assim como as projeções de demanda, custos e investimentos deste mesmo período que suportam tal proposta”*. Dessa forma, a citada Proposta Inicial conta com a seguinte estrutura: **1.** Introdução; **2.1** O objetivo do Documento; **2.2** Antecedentes; **2.2.1.** Da Alteração da Metodologia de Remuneração dos Ativos; **2.2.2.** Da Alteração da Classificação Contábil; **2.2.3.** Da Dilação do Prazo;

²³ Ofício CC/SDE nº 71/2017 do Poder Concedente, às fls. 237.

²⁴ Ata da 29ª Reunião Interna da AGENERSA do Ano de 2017, às fls. 238.

²⁵ Ofício AGENERSA/PRESI/SECEX nº 378/2017, às fls. 29.

²⁶ Ofício AGENERSA/PRESI nº 379/2017, às fls. 241/248.

²⁷ Carta PRESI-015/17 da CEG, às fls. 258/661. Proposta Inicial – “Relatório Geral da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas – 2018-2022”.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

2.2.4. Da Condição Precedente; **2.3.** A Rede de Distribuição e Área de Concessão; **3.** Entorno Regulatório e Institucional; **3.1.** O Marco Regulatório; **3.2.** O Modelo Regulatório da Concessão; **3.3.** O Processo de Revisão Quinquenal de Tarifas Limite; **4.** Taxa de Remuneração de Capital; **5.** Projeção da Margem Total Não Reposicionada; **5.1.** Projeção de Demanda; **5.1.1.** Mercado Residencial; **5.1.2.** Mercado Comercial; **5.1.3.** Mercado Industrial e Petroquímico; **5.1.4.** Mercado de Cogeração, Geração Distribuída e Climatização; **5.1.5.** Mercado Automotivo – GNV; **5.1.6.** Mercado Termelétrico; **5.1.6.1.** Metodologia Utilizada pela PSR; **5.1.6.2.** Projeção de Vendas das UTE's para o Quinquênio 2018-2022; **5.1.7.** Resumo de Projeção de Demanda por Mercado; **5.2.** Projeção de Margem Total Não Reposicionada; **5.2.1.** Mercado Residencial; **5.2.2.** Pequeno Comércio; **5.2.3.** Grande Comércio e Industrial; **5.2.4.** Gás Natural Veicular – GNV; **5.2.5.** Térmicas; **5.2.6.** Gás Liquefeito de Petróleo – GLP; **6.** Custos Operacionais – OPEX; **6.1.** Despesas Operacionais; **6.1.1.** Gastos do GNC; **6.2.** Despesas de Pessoal; **6.3.** Outras Despesas; **6.3.1.** Provisões; **6.3.2.** Perdas de Gás; **6.3.2.1.** Projeto de Custos de Suprimento de Gás para o Mercado Convencional no Período 2018-2022; **6.3.3.** Gastos com Odorante; **6.4.** Resumo de Projeções de OPEX; **7.** Receitas Correlatas; **8.** Plano de Investimentos; **8.1.** Investimentos Singulares; **8.2.** Investimentos Fixos; **8.3.** Investimentos Variáveis; **9.** Base de Remuneração dos Ativos – BRA; **9.1.** Ativos a serem Remunerados; **9.2.** Atualização dos Ativos pelo IGP-M; **9.3.** Base Inicial de Remuneração de Ativos; **9.4.** Depreciação dos Ativos; **9.5.** Base Final de Remuneração de Ativos; **10.** Compensação dos Investimentos não realizados no quinquênio anterior; **10.1.** Apuração do saldo de investimentos não realizados no quinquênio 2013 -2017; **10.2.** Metodologia de Cálculo da Compensação; **10.3.** Memória de Cálculo da Compensação; **11.** Deduções da Base de Cálculo dos Impostos; **12.** Compensação de Retroatividade da 3ª Revisão Tarifária; **13.** Custos Autorizados pela Agência Reguladora; **13.1.** Processo E-12/003/413/2015 - *Call Center*; **13.2.** Processos E-12/003/203/2016 e E-12/003/242/2016 - Fazenda Botafogo; **14.** Índice de Reposicionamento Tarifário – m; **15.** Estrutura Tarifária Proposta; **16.** Anexos; **16.1.** Documentos Anexos deste Relatório; **16.2.** Documentos de Referência.

Mediante publicação²⁸ no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, esta Agência comunicou a todos os interessados que “as Concessionárias CEG e CEG RIO, por meio das Correspondências PRESI-015/17 e PRESI-016/17, apresentaram suas Propostas de Revisão

²⁸ Publicação da AGENERSA no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, às fls. 662.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

para o *Quinquênio 2018/2022*” e, em seguida, em nova publicação no D.O., de fls. 666, informou que *“torna pública parte do Proposta da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas, encaminhada pela CEG em 27/11/2017, que sintetiza o pleito”*.

Em resposta ao convite²⁹ desta Agência à Concessionária, para a apresentação das Propostas encaminhadas, a CEG³⁰ propôs *“que essa primeira reunião, fosse realizada somente com a presença dos responsáveis desse processo no âmbito das concessionárias e da Agência. Essa reunião teria como objetivo estabelecer, em conjunto com a Agência um plano de trabalho, com uma agenda de reuniões para a apresentação, pelas Concessionárias, dos detalhes de suas respectivas propostas de revisão tarifária para o quinquênio 2018-2022”*.

Por meio de Ofício para a CEG³¹ e para o Poder Concedente³², a Presidência desta Reguladora informou o recebimento das Correspondências da CEG – PRESI-015/17 e PRESI-016/17 –contendo mídia eletrônica em anexo, com a citada Proposta Inicial de Revisão, para o quinquênio 2018-2022, da Concessionária.

Em seguimento, a CEG realizou a **Apresentação³³ da Proposta** em Reunião, que ocorreu nesta Reguladora, no dia 06/12/2017. A citada Apresentação abordava: **i)** Introdução e Principais Magnitudes; **ii)** Taxa de Remuneração; **iii)** Margens (Clientes e Vendas); **iv)** OPEX; **v)** Investimentos; **vi)** Base de Ativos; **vii)** Investimentos não realizados 2013-2017; **viii)** Outros conceitos do Fluxo de Caixa; e **ix)** Resultados do Fluxo de Caixa. Ao final, consta, ainda, Lista de Presença³⁴ da Reunião, para a referida Apresentação.

A Agência, mediante nova publicação³⁵ no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, comunicou aos interessados *“que as Propostas da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas, encaminhadas pelas Concessionárias CEG e CEG Rio, em 27/11/2017, estão disponíveis no site da AGENERSA”*. Informação, esta, devidamente comunicada³⁶ pela Agência ao Poder Concedente; à Procuradoria; à Defensoria; e à ALERJ.

²⁹ Ofício AGENERSA/PRESI nº413/2017, às fls. 663.

³⁰ Carta da CEG - DIRPIR-073/17, às fls. 667/668.

³¹ Ofício AGENERSA/PRESI/SECEX nº 385/2017, às fls. 670.

³² Ofício AGENERSA/PRESI/SECEX nº 386/2017, às fls. 671.

³³ Apresentação da Proposta realizada pela CEG, às fls. 672/709.

³⁴ Lista de Presença da Reunião para Apresentação da Proposta Inicial da Revisão da CEG, as fls. 709.

³⁵ Publicação da AGENERSA no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, às fls. 710.

³⁶ Ofício AGENERSA/PRESI/SECEX nº 423/2017, às fls. 712; nº 426/2017, às fls. 713; nº 427/2017, às fls. 714; e nº 428/2017, às fls. 715.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Conforme consta na Ata da 4ª Reunião³⁷, o Grupo de Trabalho desta AGENERSA, criado pela Portaria nº 500/2017, se reuniu para “tratar dos estudos referentes à 4ª Revisão Quinquenal das Concessionárias CEG e CEG Rio, onde foram debatidos os elementos constantes das propostas apresentadas pelas Delegatárias”. Assim, o Grupo concluiu pela necessidade da apresentação de novas informações adicionais pela Concessionária.

A SECEX, mediante envio de Comunicação Interna³⁸, informou sobre Carta³⁹ da ABRACE a esta Reguladora, solicitando informações acerca da presente Revisão Quinquenal, uma vez que “se trata de um tema de grande relevância e alta complexidade”.

Em virtude da – já relatada – 4ª Reunião do Grupo de Trabalho, esta AGENERSA enviou Ofício⁴⁰ à CEG, considerando que “ao debater os elementos das propostas apresentadas, foram suscitadas demandas de informações adicionais” pelo Grupo, solicitado, assim, a observância, pela Concessionária, da apresentação dos esclarecimentos apontados.

Às fls. 728/729, tem-se a Ata da 32ª Reunião Interna da AGENERSA, no dia 27/11/2017, em que o Conselho Diretor desta Agência decidiu, como segue: “O CODIR ratificou a distribuição dos processos para a relatoria do Conselheiro José Bismarck Vianna de Souza”.

Ato contínuo, a Concessionária enviou: **i)** Carta⁴¹ com “Planilha de Cálculo de Viabilidade Econômica para Definição de Participação de Terceiros em Investimentos – Vigência”, planilha, esta, enviada por meio de CD-ROOM, anexado à Carta e, também, a estes autos; e **ii)** Resposta⁴² à solicitação de informações adicionais, realizada pelo Grupo de Trabalho e encaminha à CEG pela Presidência desta Autarquia. O documento conta com “explicações e informações adicionais”, bem como, com 11 Anexos: **i)** KPMG – Memorando; **ii)** Comprovantes de Regularidade Fiscal; **iii)** Detalhamento dos Investimentos; **iv)** Projeção da Demanda (2018-2022); **v)** Projeção da Oferta (2018-2022); **vi)** Projeção da Aquisição de Gás (2018-2022); **vii)** Custo de reparo de avarias de 2013 a 2016; **viii)** Detalhamento CEG – Despesa de Pessoal – Jurídica e Tributos; **ix)** Detalhamento Custos

³⁷ Ata da 4ª Reunião do Grupo de Trabalho da AGENERSA, às fls. 716/717.

³⁸ CI AGENERSA/SECEX nº 2.182/2017, às fls. 718.

³⁹ E-mail e Carta COR-DIR-029-19122017 da ABRACE, às fls. 719/724.

⁴⁰ Ofício AGENERSA/PRESI/SECEX nº 438/2017, às fls. 725/726.

⁴¹ Carta DIRPIR-001/2018 da CEG, às fls. 732/733.

⁴² Carta DIRPIR-002/2018 da CEG, às fls. 734/771.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

CEG; **x)** Tabela de Detalhamento de Receitas; **exi)** *CD-ROOM* contendo os arquivos digitais mencionados.

Possuindo como “Referência” o Processo Regulatório E-12/003.522/2012, que trata dos “Investimentos Singulares da 3ª Revisão Quinquenal” – apenso ao presente feito – esta Agência enviou Ofício⁴³ à Delegatária, solicitando que “*a Concessionária CEG apresente os projetos executivos dos investimentos singulares detalhados na Proposta da 3ª Revisão Quinquenal para o quinquênio 2013-2017, contendo os custos das obras, volume de gás a ser fornecido e quantitativo de clientes beneficiados*”. Solicitou⁴⁴, ainda, que as respostas para o referido Ofício fossem encaminhadas com referência a este Processo Regulatório.

Em continuidade, tendo em vista as sugestões realizadas pelo Grupo de Trabalho da AGENERSA, em sua 5ª Reunião, esta Autarquia enviou Ofício⁴⁵ à CEG solicitando o envio de informações e documentos, tais como: relação detalhada de todos os empréstimos e financiamentos efetuados pela Delegatária; informações de como tais custos financeiros encontram-se representados; Certidão de regularidade do FGTS e Fiscal; dentre outros.

Tendo em vista o pedido⁴⁶ de dilação de prazo, em 30 (trinta) dias, da CEG – para resposta ao Ofício da Presidência, de nº 009/2018 – esta Reguladora deferiu⁴⁷ 20 (vinte) dias de prazo para a Concessionária.

Após considerar que a Carta DIRPIR-002/2018, da Concessionária, “*restou insuficiente para melhor análise do Grupo de Trabalho*”, esta Agência solicitou⁴⁸ à CEG o envio do “*detalhamento da rubrica de pessoal, contendo todas as despesas com pessoal e folha de pagamento realizados no período de 2013-2017 e os projetados para o período de 2018-2022, incluídos no OPEX e considerados nos mencionados ciclos tarifários*”.

Em Reunião do Grupo de Trabalho, conforme Ata⁴⁹, o Grupo, após detida análise e debates acerca da Proposta da Revisão e dos esclarecimentos já apresentados pela CEG, concluiu pela necessidade de esclarecimentos adicionais pela Concessionária, tais como: dúvidas quanto as despesas de pessoal; informações precisas quanto aos processos que

⁴³ Ofício AGENERSA/PRESI nº 009/2018, às fls. 772/774.

⁴⁴ Ofício AGENERSA/PRESI nº 019/2018, às fls. 775.

⁴⁵ Ofício AGENERSA/PRESI nº 039/2018, às fls. 777/778.

⁴⁶ Carta DIJUR-097/2018 da CEG, às fls. 780.

⁴⁷ Ofício AGENERSA/PRESI nº 046/2018, às fls. 781.

⁴⁸ Ofício AGENERSA/PRESI nº 073/2018, às fls. 784.

⁴⁹ Ata da 6ª Reunião do Grupo de Trabalho da AGENERSA, às fls. 786/788



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

versam sobre licitações para contratação de obras e serviços; natureza dos deslocamentos de Diretores; detalhamento sobre custos de pessoal e distribuição de OPEX; detalhamento das operações envolvendo GNS; incoerência dos dados relativos à perdas do sistema; dentre outros.

A Concessionária, por meio do envio de três Cartas⁵⁰ a esta Reguladora, respondeu às solicitações de informações adicionais acerca da Proposta Inicial da Revisão do Grupo de Trabalho da AGENERSA, fornecendo: detalhamento de empréstimos e financiamentos; custos financeiros destes na Proposta; Certidões de regularidade de FGTS e Fiscal; informações sobre Municípios do 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão; Projeto Olimpíadas 2016; Reforço da Rede; Biometano; Gasoduto para UTE Baixada Fluminense; Gasoduto Presidente Kennedy; Anexos; dentre outros.

Tem-se, também, pedido⁵¹ de dilação de prazo da CEG em 30 (trinta) dias, para apresentação das informações relacionadas à despesa com pessoal, *“em razão do prazo de 10 (dez) dias concedido inicialmente ser insuficiente para levantar todas as informações de Despesa com Pessoal solicitadas”*. Prazo, este, concedido⁵² por esta Autarquia.

Logo após cuidadosa análise das informações trazidas aos autos pela CEG, o Grupo de Trabalho, por meio da Ata da 7ª Reunião⁵³, onde *“foram debatidos alguns aspectos práticos do andamento dos trabalhos”*, avaliou alguns tópicos, dentre os principais: marcação da data para Consulta Pública e Audiência Pública; avaliação dos tramites internos já cumpridos; parâmetros utilizados pela CEG para a Taxa de Remuneração; comparativo dos Investimentos; dentre outros.

Seguindo, ainda, com a documentação apresentada⁵⁴ pela Concessionária, por meio da – já relatada – Carta DIRPIR-014/18, a CEG trouxe aos autos os seguintes **Projetos Executivos**: **i)** Vila dos Atletas / Restaurante / Parque dos Atletas; **ii)** Reforço Salvador Alende; **iii)** Reforço Bandeirantes; **iv)** Estrada Benvindo de Novaes (Reforço); **v)** Emb. Abelardo Bueno Parque Olímpico; **vi)** Camorin e Godofredo; **vii)** Estrada do Pontal e

⁵⁰ Carta DIRPIR-009/18 da CEG, às fls. 788/793; Carta DIRPIR-011/18 da CEG, às fls. 795/796; e Carta DIRPIR-014/18 da CEG, às fls. 798/803.

⁵¹ Carta DIRPIR-013/18 da CEG, às fls. 797.

⁵² Ofício AGENERSA/PRESI nº 093/2018, às fls. 804.

⁵³ Ata da 7ª Reunião do Grupo de Trabalho da AGENERSA, às fls. 806/808.

⁵⁴ Anexos da Carta DIRPIR-014/18 da CEG, às fls. 816/2.828.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Servidão de Passagem (Vila Mídia); **viii)** Av. Duque de Caxias, nº 2819; **ix)** Investimentos IRC (instalações comunitárias); e **x)** Investimentos Medidores.

Visando a regular continuidade do trabalho realizado no presente feito, esta Reguladora enviou Ofício⁵⁵ ao Poder Concedente, solicitando manifestação acerca dos Planos de Investimentos, enviados pela Concessionária, para a 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas. Na oportunidade, a Presidência da AGENERSA frisou a importância da referida manifestação pelo Poder Concedente, e sugeriu, para tal análise, *“a consideração das metas de investimentos físicos e financeiros não cumpridos nos ciclos anteriores pelas Concessionárias, bem como o impacto significativo da projeção dos investimentos para o próximo quinquênio, que tem influência direta no valor da margem estabelecida e no preço final da tarifa ao consumidor”*. Solicitou, ainda, esclarecimentos quanto as diretrizes da política econômica do Estado do Rio, a serem adotadas no próximo quinquênio, com a indicação de setores e regiões prioritários. Foi enviado, também, Ofício⁵⁶ à Secretaria, para ciência da solicitação, acima relatada.

Em atendimento as sugestões do Grupo de Trabalho da AGENERSA, a Presidência desta Autarquia enviou Ofício⁵⁷ à Concessionária, solicitando as seguintes informações e documentos: **i)** Base de Remuneração de Ativo – BRA; **ii)** Perda de Gás; **iii)** Prestação de Serviços; **iv)** Gastos com Aluguel; **v)** Serviços Gerais, Corporativos e Associações; **vi)** Serviços Advocatícios; **vii)** Expatriados; **viii)** Custo com Pessoal; e **ix)** Serviços Corporativos entre CEG e CEG Rio. Ao final, tem-se “Anexo”, solicitando uma série de esclarecimentos acerca da Lista de Ativos da CEG, tais como: relatar edificações, com endereço e identificação do tipo de instalação/ocupação; identificar quais edificações são próprias e quais são alugadas; fornecer cópias das averbações de direitos de passagem e direitos de uso, registrados como ativo; esclarecer o significado de expressões como “expansão de ramais”, “máquinas e equipamentos”; dentre outros.

Às fls. 2.905, tem-se publicação no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, meio pelo qual esta Reguladora informou a todos os interessados o Aviso de que submete à **Consulta Pública** nº 04/2018, a Proposta da 4ª Revisão Quinquenal da Concessionária CEG, *“tendo em vista as definições que estabelecerão os novos Limites Tarifários e Base*

⁵⁵ Ofício AGENERSA/PRESI nº 096/2018, às fls. 2.829.

⁵⁶ Ofício AGENERSA/PRESI nº 097/2018, às fls. 2.830.

⁵⁷ Ofício AGENERSA/PRESI nº 100/2018, às fls. 2.831/2.904.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Remunerada da Concessionária, a serem praticados no quinquênio 2018-2022, nos termos do Contrato de Concessão". Contendo, também, o Regulamento da citada Consulta, informando aos interessados: **i)** Objetivo; **ii)** Disponibilização de Informações; e **iii)** Da Participação e Contribuição.

Na sequência, tem-se Ofício⁵⁸ desta Agência, para solicitar à Concessionária que se fizesse representar em Reunião, na sede da Reguladora, reativa aos trabalhos da Revisão em curso, informando, ainda, a necessidade de apresentação da Proposta Inicial por tais representantes.

Após, consta nova publicação⁵⁹ desta Autarquia no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, a fim de informar que *"submete à Audiência Pública as Propostas da 4ª Revisão Quinquenal da CEG, tendo em vista as definições que estabelecerão os novos Limites Tarifários e Base Remunerada das Concessionárias, a serem praticados no quinquênio 2018-2022, nos termos do Contrato de Concessão"*. Em seguida, tem-se o regulamento da **Audiência Pública** nº 01/2018, com a seguinte estrutura: **i)** Objeto; **ii)** Disponibilização das Informações – 1. Da Consulta Pública e 2. Da Audiência Pública; **iii)** Forma de Participação e Cadastramento de Expositores na Audiência; e **iv)** Da Audiência Pública – 1. Abertura, 2. Exposição Técnica e 3. Da duração e encerramento da Audiência Pública. Por fim, a Agência comunica aos interessados que as Contribuições recebidas na, já relatada, Consulta Pública, *"serão imediatamente publicadas no site da AGENERSA"*.

A ABRACE, com intuito de enviar sua Contribuição à Consulta Pública realizada por esta Reguladora, solicitou⁶⁰ a disponibilização de *"documentos complementares e fundamentais à análise"*, listando uma série de Anexos que entende serem necessários para uma *"Contribuição técnica bem fundamentada"*. Na mesma oportunidade, a Associação solicitou a prorrogação do prazo final para a entrega das Contribuições em voga, *"de forma que os agentes tenham pelo menos 30 dias úteis para trabalhar em suas Contribuições"*.

Por meio do envio de Ofícios⁶¹, a Secretaria Executiva desta Agência deu ciência à PETROBRAS no que tange a realização da referida Audiência Pública, bem como convidou

⁵⁸ Ofício AGENERSA/PRESI nº 111/2018, às fls. 2.906.

⁵⁹ Publicação da AGENERSA no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, às fls. 2.908.

⁶⁰ Carta COR-DIR-009-28022018 da ABRACE, às fls. 2.909/2.912.

⁶¹ Ofício AGENERSA/PRESI/SECEX nº 363/2018, às fls. 2.914; e Ofício AGENERSA/PRESI/SECEX nº 364/2018, às fls. 2.916.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

a Empresa a participar, com sua Contribuição à Consulta Pública, ambas relativas à 4ª Revisão de Tarifas da Concessionária CEG, aqui relatada.

Em resposta, complementando informação enviada anteriormente pela mesma, na Carta DIRPIR-009/18, a CEG enviou nova Carta⁶² acompanhada de *CR-ROOM*, salientando que “*segue, me meio digital, arquivo do Comprovante de Regularidade Fiscal da Dívida Ativa Estadual da CEG, com data de validade vigente até 21/08/2018*”.

Tendo em vista a solicitação realizada pela ABRACE, o Grupo de Trabalho da AGENERSA informou, mediante Comunicações Internas⁶³, que após avaliação conjunta com a CEG “*para verificar a possibilidade de relaxamento das restrições em relação ao sigilo dos documentos que compõem as Propostas*”, a Delegatária solicitou que fossem “*preservados os sigilos do Anexo 12 (dados das transações comerciais com o fornecedor da molécula) e os documentos de referência*”. E concluiu, sugerindo à Relatoria que autorizasse a disponibilização dos demais documentos no sítio eletrônico da Agência – conforme consta no e-mail⁶⁴ enviado pela CEG, juntado pelo Grupo aos autos – com os seguintes Anexos: **i)** Margens Unitárias vigentes em 31/12/2016; **ii)** Demonstrações Contábeis em 31/12/6; **iii)** Projeção do número de faturas e demanda para Cálculo da Margem Total Não Reposicionada; **iv)** Projeção de Margem Média Unitária Não Reposicionada por Segmento; **v)** Projeção de Margem Total Não Reposicionada por Segmento; **vi)** Demonstrativo dos Investimentos Realizados (2013-2016); **vii)** Projeção de OPEX (2018-2022); **viii)** Projeção de Atividades Correlatas (2018-2022); **ix)** Plano de Investimentos (2018-2022); **x)** Base de Remuneração dos Ativos (BRA) em dezembro/2016; **xi)** Estrutura Tarifária.

Mediante envio de Ofício⁶⁵ e publicação⁶⁶ no D.O. do Estado do Rio, esta Autarquia informou à ABRACE e a todos os interessados “*a decisão de deferimento quanto à disponibilização de informações do sítio eletrônico da AGENERSA, relativas aos documentos listados como Anexo (...). Assim, com exceção do Anexo 12 (Dados das Transações Comerciais com Fornecedor da Molécula) e os Documentos de Referência, estão sendo disponibilizados no sítio eletrônico da AGENERSA*”.

⁶² Carta DIRPIR-020/18 da CEG, às fls. 2.917/2.918.

⁶³ CI GT/Portaria 500/2017 nº 002/2018, às fls. 2.919; e CI GT/Portaria 500/2017 nº 003/2018, às fls. 2.920.

⁶⁴ E-mail da CEG com os Anexos do Relatório, às fls. 2.921.

⁶⁵ Ofício AGENERSA/PRESI nº 121/2018, às fls. 2.922.

⁶⁶ Publicação da AGENERSA no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, às fls. 2.924.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

A CEG, em resposta, enviou⁶⁷ as informações adicionais solicitadas pelo Grupo de Trabalho da AGENERSA acerca das Despesas com Pessoal, englobando *“detalhamento da rubrica de pessoal contendo todas as despesas com pessoal realizados no período de 2013-2017 e projetados para o período de 2018-2022, incluídos no OPEX e considerados nos mencionados ciclos tarifários”*. Consta, também, em anexo, *CD-ROOM* com os seguintes dados: Realizado CEG (2013-2017); Projetado CEG (2018-2022); e Plano de Saúde CEG (2013-2017).

Visando dar continuidade ao presente feito, esta Reguladora enviou Ofício⁶⁸ e publicou⁶⁹ no DOERJ, com o intuito de informar aos interessados na 4ª Revisão Quinquenal Tarifária da CEG, que *“após Audiência Pública será disponibilizado prazo de 10 (dez) dias, de 05/0/2018 até 16/04/2018, para oferecimento de complementação ou suplementações das Contribuições oferecidas na Consulta Pública, as quais serão disponibilizadas imediatamente no sítio eletrônico da AGENERSA”*.

Em virtude do oferecimento das citadas Contribuições, a PETROBRAS solicitou⁷⁰ a esta Reguladora que fosse *“disponibilizado o ‘Documento de Referência 5’, que contém Estudo da PSR Soluções e Consultoria em Energia Ltda para a definição do despacho das centrais termelétrica, a ser utilizado pelas Concessionárias no cálculo das tarifas para o próximo quinquênio”*.

Em continuidade, a CEG enviou Carta⁷¹ a esta Agência, explanando acerca da Cláusula de Sigilo e Confidencialidade⁷² do seu Contrato, ressaltando que as informações sobre a quantidade de gás natural, por *city-gate* – QDRs e Contratos – possuem cláusulas de confidencialidade. Afirmou, ainda, que *“a divulgação das informações contratuais solicitadas pela ABRACE implica em diversas consequências jurídicas para as Concessionárias e para a AGENERSA, no caso de divulgação indevida dos referidos Contratos”*.

⁶⁷ Carta DIRPIR-021/18 da CEG, às fls. 2.927/2.932.

⁶⁸ Ofício AGENERSA/PRESI nº 129/2018, às fls. 2.933.

⁶⁹ Publicação da AGENERSA no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, às fls. 2.935.

⁷⁰ Carta GIA-RGN/ARX 0128/2018 da PETROBRAS, às fls. 2.937/2.938.

⁷¹ Carta DIJUR-E-0231/2018 da CEG, às fls. 2.939/2.943.

⁷² Contrato de Compra e Venda de Gás, firmado pela CEG junto à PETROBRAS – *“Cláusula Dezenove: Sigilo e Confidencialidade”*.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Consta, ainda, pedido⁷³ de dilação de prazo da CEG, em 40 (quarenta) dias, para resposta ao Ofício AGENERSA/PRESI nº 100/2018 – já relatado. Em resposta⁷⁴, esta Reguladora deferiu a dilação do prazo por 20 (vinte) dias.

Por meio dos Ofícios⁷⁵ enviados à CEG e à Consultoria Contratada –UFF, esta Autarquia convidou os representantes das mesmas para Reunião, nas dependências da AGENERSA, “*para tratar de assuntos sobre a Proposta da 4ª Revisão Quinquenal da Concessionária*”.

Em novas solicitações⁷⁶, a ABRACE alegou que dentre as informações disponibilizadas – a pedido da Associação – no sítio eletrônico da Agência, após anuência da Concessionária, não foram encontradas informações como: Documentos de Referência; Informações Históricas do Ciclo Anterior; Informações detalhadas acerca da base de ativos; dentre outras. A Associação seguiu, afirmando que “*a disponibilização dos dados é fundamental para reduzir a assimetria de informação e ampliar a isonomia entre os Agentes do mercado*” e, também, rogou pela paralização do presente feito, até que todas as informações que julga serem pertinentes, relativas à 4ª Revisão, sejam disponibilizadas aos interessados por esta Autarquia.

Esta Reguladora, em resposta, enviou Ofício⁷⁷ à ABRACE, informando que as demais informações listadas pela Associação já foram deliberadas nesta Agência, proferidas em seus Processos Regulatórios e devidamente publicadas no DOERJ; ou se tratam de informações resguardadas pela confidencialidade e sigilo. Indeferindo, assim, o pleito de paralização do presente processo, formulado pela Associação.

A Secretaria Executiva desta Agência deu ciência⁷⁸ à NUDECON – Núcleo de Defesa do Consumidor, quanto a realização da mencionada Audiência Pública, bem como convidou o Núcleo a participar da Audiência, relativa à 4ª Revisão de Tarifas da Concessionária CEG, aqui relatada.

⁷³ Carta DIRPIR-027/18 da CEG, às fls. 2.939/2.944.

⁷⁴ Ofício AGENERSA/PRESI nº 141/2018, às fls. 2.947.

⁷⁵ Ofício AGENERSA/PRESI nº 139/2018, às fls. 2.945; Ofício AGENERSA/PRESI nº 149/2018, às fls. 2.952.

⁷⁶ Carta COR-DIR-011-12032018 da ABRACE, às fls. 2.955/2.957; Carta COR-DIR-015-15032018 da ABRACE, às fls. 2.958/2.969.

⁷⁷ Ofício AGENERSA/PRESI nº 155/2018, às fls. 2.970.

⁷⁸ Ofício AGENERSA/PRESI/SECEX nº 366/2018, às fls. 2.973.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

No que tange às informações sobre Despesas de Pessoal, enviadas pela CEG a esta Reguladora, a Concessionária enviou Carta⁷⁹ solicitando que tais informações “*tenham tratamento confidencial, tendo em vista o conteúdo da mesma*”.

Em publicação⁸⁰ no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, a AGENERSA informou a data, o horário e o local da Audiência Pública em tela aos interessados em participar do presente Processo Revisional.

Com o intuito de encaminhar o seu “**Plano de Trabalho**”⁸¹, que consiste no “Primeiro Relatório” do “Suporte à 4ª Revisão Tarifária das Concessionárias CEG e CEG Rio”, a **Consultoria Contratada – UFF**⁸², que presta suporte de serviços de assessoria e apoio técnico para análise e validação dos estudos da presente Revisão, apresentou Plano de Trabalho, com a seguinte estrutura: **i)** Objeto; **ii)** Justificativa; **iii)** Produtos; **iv)** Relatório 2 – Análise Geral da Proposta da Concessionária; **v)** Relatório 3 – Análise das Contribuições das Consultas e Audiências Públicas; **vi)** Relatório 4 – Relatório Final; **vii)** Relatórios Especiais; **viii)** Cronograma; e **ix)** Equipe de Trabalho.

Visando contribuir para as Consulta e Audiência Públicas, promovida por esta Agência, a PETROBRAS enviou Contribuição⁸³ com os seguintes tópicos: **i)** Ramal Dedicado; **ii)** Volume Termelétrico subestimado na Terceira Revisão Tarifária; **iii)** Item 5.1.6 da Proposta da CEG: Mercado Termelétrico; **iv)** Item 5.2.5 da Proposta da CEG – Térmicas; e **v)** Anexos.

Por meio de nova publicação⁸⁴ no DOERJ, esta Reguladora tornou “*público, para conhecimento dos interessados, o Cronograma da 4ª Revisão Quinquenal das Concessionárias CEG e CEG Rio*”.

Em segmento, a CEG solicitou⁸⁵ a esta Autarquia que “*prorroque em, pelo menos, 30 (trinta) dias, a data para a realização da Audiência Pública em questão*” pois, segundo a

⁷⁹ Carta DIRPIR-028/18 da CEG, às fls. 2.976.

⁸⁰ Publicação da AGENERSA no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, às fls. 2.977.

⁸¹ Ofício nº 004/2018 – ESB da UFF, às fls. 2.979/2.992.

⁸² “Contrato nº 003/2018, referente à prestação de serviços de assessoria e apoio técnico para a análise e validação de estudos de reequilíbrio econômico-financeiro vinculados a 4ª Revisão Quinquenal da CEG e CEG Rio, celebrado entre a AGENERSA e a Fundação Euclides da Cunha de Apoio Institucional à UFF, com anuência e interferência Técnico Científica da UFF”.

⁸³ Carta GIA-RGN/ARX 0147/2018 da PETROBRAS, às fls. 2.993/3.005.

⁸⁴ Publicação da AGENERSA no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, às fls. 3.006.

⁸⁵ Carta PRESI-002/18 da CEG, às fls. 3.007/3.008.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Concessionária, o prazo ofertado aos interessados teria sido “*exíguo, dada a robustez dos Processos de Revisão de Tarifas que ora se discutem*”. Tal pedido de adiamento da Audiência Pública também foi formulado⁸⁶ pela ABEGÁS, que solicitou, ainda, acesso dos interessados à exposição técnica da Consultoria Contratada – UFF.

A Secretaria Executiva desta Agência, mediante envio de Correspondência Interna⁸⁷, encaminhou à Presidência uma gama de documentos, referentes às tramitações administrativas para correta realização das Consulta e Audiência Públicas em voga. Portanto, segue: Pedido de juntada das Contribuições aos autos (fls. 3.014); Cronogramas das Consulta e Audiências Públicas (fls. 3.015); Cópia da Ata da 3ª Reunião Interna da AGENERSA, determinando que as Propostas das Concessionárias fossem submetidas à Consulta Pública (fls. 3.016); Publicação da Agência no DOERJ, para ciência aos interessados quanto a referida Consulta (fls. 3.017/3.018); Exemplar de Jornais Impressos, contendo a publicação desta Autarquia de Aviso da Consulta Pública (fls. 3.019/3.020); Cópia da tela do computador – “*print*” – do sítio eletrônico da AGENERSA informando, em destaque, a realização da Consulta (fls. 3.021/3.023); Pedido de publicação no Diário Oficial, da Chefia de Gabinete, acerca da disponibilização de documentos solicitados pelos interessados – já relatado no presente Relatório – contendo toda cadeia de solicitação/deferimento, juntamente com a cópia do respectivo DOERJ de tal publicação e “*prints*” dos citados Avisos no sítio eletrônico da Reguladora (fls. 3.024/3.033); Cópia da Ata da 4ª Reunião Interna da AGENERSA, determinando realização de Audiência Pública para Tratar das Propostas de Revisão (fls. 3.035/3.036); Cópia da cadeia de e-mails, para solicitar a disponibilização do Auditório da FIRJAN para a realização da Audiência Pública (fls. 3.037/3.039); Aviso e Regulamento da citada Audiência, bem como cópias da sua ampla divulgação no Diário Oficial do Estado do Rio, no sítio eletrônico desta Reguladora e em Jornais Impressos pelo território fluminense (fls. 3.040/3.050); Extrato do “Formulário de Inscrição” para a Audiência Pública e, ainda, comprovantes de sua ampla divulgação, pelos meios de comunicação acima citados (fls. 3.051/3.055); Ata das Consultas Públicas (fls. 3.056).

⁸⁶ Carta CT 023/18 da ABEGÁS, às fls. 3.009/3.012.

⁸⁷ CI AGENERSA/SECEX nº 517/2018, às fls. 3.013/3.056.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Nesse passo, foram enviadas **Contribuições** pelos seguintes interessados: **i)** ABIVIDRO (fls. 3.058/3.071); **ii)** ABRACE (fls. 3.078/3.096); **iii)** FIRJAN (fls. 3.097/3.100); e **iv)** PETRBRAS (fls. 3.104/3.116). Veja-se:

i) Contribuição ABIVIDRO:⁸⁸**i)** Preâmbulo; **ii)** Elementos da Revisão **a.** Data base **b.** Taxa de Remuneração de Capital (Taxa Livre de Risco, Beta, Risco Real, Inflação Americana) **c.** Demanda **d.** Custos Operacionais **e.** Investimentos; **iii)** Índice de Reposicionamento Tarifário; **iv)** Transparência **a.** Descentralização Administrativa e Dever de Publicidade **b.** Impacto no preço final do gás e noções sobre o custo do gás.

ii) Contribuição ABRACE:⁸⁹**i)** Considerações Iniciais; **ii)** Volume **a.** Ciclo 2013-2017 **b.** Ciclo 2018-2022; **iii)** Plano de Investimentos **a.** Investimentos do Ciclo 2013-2017 **b.** Plano de Investimentos apresentado na 4ª RQT; **iv)** Custos Operacionais; **v)** Taxa de Retorno **a.** Taxa Livre de Risco **b.** Cálculo do Beta **c.** Risco Brasil; **vi)** Estrutura Tarifária; **vii)** Termo Aditivo e a questão do GNC; e, ainda, **viii)** Inscrição para Participação na Audiência Pública, às fls. 3.101/3.102.

iii) Contribuição FIRJAN:⁹⁰**i)** Comentários Gerais; **ii)** Comentários sobre Compensação e Retroatividade; **iii)** Comentários sobre Taxa de Remuneração; **iv)** Comentários sobre Projeção de Demanda; **v)** Comentários sobre OPEX; e **vi)** Comentários sobre CAPEX.

iv) Contribuição PETROBRAS:⁹¹Já anteriormente relatada, porém, segue, novamente, para completo entendimento das Contribuições apresentadas. – Ramal Dedicado; **ii)** Volume Termelétrico subestimado na Terceira Revisão Tarifária; **iii)** Item 5.1.6 da Proposta da CEG: Mercado Termelétrico; **iv)** Item 5.2.5 da Proposta da CEG – Térmicas; e **v)** Anexos (Carta GIA-RGN/ARX 0045/2017; Primeira Formulação: OPEX e CAPEX específicos; e Segunda Formulação: CAPEX específico).

Por meio do envio de Ofícios⁹², esta Agência informou aos solicitantes que, em sede de Reunião Interna do Conselho Diretor, o pleito de alteração da data da Audiência

⁸⁸ Contribuição ABIVIDRO, às fls. 3.058/3.071.

⁸⁹ Contribuição ABRACE, às fls. 3.078/3.096.

⁹⁰ Contribuição FIRJAN, às fls. 3.097/3.100.

⁹¹ Contribuição PETRBRAS, às fls. 3.104/3.116.

⁹² Ofício AGENERSA/PRESI nº 172/2018, às fls. 3.117; e Ofício AGENERSA/PRESI nº 176/2018, às fls. 3.119.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Pública em tela foi indeferido e ressaltou, também, a ampla divulgação da citada Audiência nos meios de comunicação pela AGENERSA.

Atendendo à solicitação de informações adicionais, realizada por esta Reguladora a pedido do Grupo de Trabalho da AGENERSA, a CEG enviou Carta⁹³ com os seguintes esclarecimentos: **i)** Base de Remuneração de Ativos – BRA **a.** Novas Fontes I **b.** Novas Fontes II **c.** Ramal Guapimirim **d.** UTE Furnas Santa Cruz **e.** Ramal Itaboraí; **ii)** Perdas de Gás; **iii)** Prestação de Serviços; **iv)** Gastos com Aluguel; **v)** Serviços Gerais, Corporativos e Associações **a.** Serviços Gerais **b.** Serviços Corporativos **c.** Cotas e Associações; **vi)** Serviços Advocatícios; **vii)** Expatriados; **viii)** Custo com Pessoal; **ix)** Serviços Corporativos entre CEG e CEG Rio; e **x)** Anexos I – Lista de Imóveis Próprios, II – Lista de Imóveis Alugados e outros alugueis e III – Anexo 3 do Regulamento de Instalações Prediais (RIP).

O Poder Concedente – em resposta ao pedido de manifestação acerca dos Planos de Investimentos das Concessionárias para a presente Revisão, formulado por esta Autarquia – enviou Ofício⁹⁴ registrando, como segue:

“(…) Nesse momento, registramos a concordância do Estado aos investimentos singulares apresentados pelas duas Concessionárias, destacando que as datas programadas devem ser objeto de avaliação pela AGENERSA.

Quanto aos investimentos fixos e variáveis, julgamos adequado que o Poder Concedente e a AGENERSA analisem, em conjunto, após a avaliação desta Agência quanto ao cumprimento do que estava previsto no ciclo tarifário anterior e da necessidade de substituição de ativos obsoletos, bem como de investimentos capazes de induzir maior demanda e consumidores no Estado do Rio de Janeiro.

Com relação às diretrizes solicitadas para setores priorizados, nossa orientação é no sentido de manter todos os setores já estabelecidos e avaliar a criação do setor de cobre em desenvolvimento no Município de Itatiaia, bem como a inclusão das regras estabelecidas por esta Agência Reguladora para os Consumidores Livres, Autoprodutores e Auto-importadores, eliminando quaisquer incertezas que persistam do ciclo tarifário passado.

Por fim, destacamos ser essencial dotar o Estado do Rio de Janeiro de tarifas competitivas de gás natural, de modo a garantir a continuidade do funcionamento das Empresas aqui instaladas, bem como a atração de novos investimentos para a economia fluminense”.

Em continuidade, a CEG solicitou⁹⁵ “a reconsideração do prazo para emenda, aditamento e apresentação de novas Propostas de Revisão Tarifária”, pois entendia ser

⁹³ Carta DIRPIR-038/18 da CEG, às fls. 3.121/3.140.

⁹⁴ Ofício Casa Civil nº 430/2018 do Poder Concedente às fls. 3.141/3.142.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

necessário acesso ao Relatório Final da Consultoria Contratada pela AGENERSA para tal elaboração. Na mesma oportunidade, a Concessionária autorizou “a publicidade dos documentos de referência anexos as suas Propostas da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas, com exceção do Relatório da KPMG (Documento de Referência nº 4)”.

Na busca pela devida e completa instrução do presente feito, esta Reguladora solicitou⁹⁶ à CEG o envio das “Demonstrações Financeiras de 2017 Auditadas, bem como Relatórios sobre eventuais negociações com consumidores, conforme disposto no parágrafo 10º da Cláusula 7ª do Contrato de Concessão”.

Mediante envio de Correspondência Interna⁹⁷, a SECEX informou o pedido da Concessionária, que solicitou⁹⁸ a disponibilização de cópia do presente processo.

Em Ofício⁹⁹ enviado à CEG, esta Agência alertou a Regulada quanto a questão do crescimento das perdas totais, comerciais e físicas da Concessionária, bem como solicitou a “adoção de medidas urgentes para conter as perdas, seu crescimento, bem como o envio atualizado dos dados e relatórios periódicos das medidas adotadas para combater as perdas e aumentar a eficiência”.

Com o intuito de dar **ciência aos interessados acerca da presente Revisão**, esta Autarquia enviou Ofícios¹⁰⁰ à sociedade civil, tais como, FIRJAN, ABIVIDRO, ABEGÁS, ABRACE e PETROBRAS para informar que “disponibilizará, contando com a concordância das Concessionárias, no sítio eletrônico da AGENERSA, os Documentos de Referência nºs 1, 2, 3, 5, 6, 7, 8 e 9, constantes nas Propostas das Concessionárias, excetuando o Documento de Referência nº 4 – Consultoria KPMG”. Houve, também, a publicação¹⁰¹ da referida informação no Diário Oficial do Estado do Rio.

A PETROBRAS, tendo em vista a oportunidade concedida por esta Reguladora para que os interessados apresentassem complementações/contribuições complementares à sua Contribuição (Consulta Pública), enviou Carta¹⁰² com a sua complementação, abordando

⁹⁵ Carta PRESI-003/2018 da CEG, às fls. 3.143/3.145.

⁹⁶ Ofício AGENERSA/PRESI nº 192/2018, às fls. 3.146.

⁹⁷ CI AGENERSA/SECEX 1º 601/2018, às fls. 3.148.

⁹⁸ Carta DIJUR-E-0337/18 da CEG, às fls. 3.149.

⁹⁹ Ofício AGENERSA/PRESI nº 200/2018, às fls. 3.150.

¹⁰⁰ Ofícios AGENERSA/PRESI nºs 201/2018; 202/2018; 203/2018; 204/2018; e 205/2018, às fls. 3.152/3.156, respectivamente.

¹⁰¹ Publicação da AGENERSA no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, às fls. 3.415.

¹⁰² Carta GIA-RGN/ARX nº 0190/2018 da PETROBRAS, às fls. 3.157/3.159.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

diversos tópicos, tais como: aumento de 60% da tarifa do segmento termelétrico de 2018 para 2019; discussão do desconto de 22,5%; adoção de metodologia tarifária que contemple ramal específico e exclusivo; dentre outras.

Após, a Câmara Técnica – CAENE desta Agência, por meio de Correspondência Interna¹⁰³, enviou, para ser anexado aos autos, “*arquivo em mídia digital com os resultados dos quantitativos físicos realizados no Quinquênio 2013-2017 das Concessionárias CEG e CEG Rio e os comparativos com os projetados*”.

Tem-se, em sequência, as **Contribuições que foram formalmente apresentadas na Audiência Pública 001/2018**, realizada por esta Reguladora no dia 04/04/2018. Assim, para a completa instrução do presente feito, foram juntadas¹⁰⁴ aos autos todas as Apresentações (“*slides*”) realizadas pelos participantes na mencionada Audiência Pública, conforme segue:**i)** CEG E CEG Rio e as Consultorias Contratadas PSR e BCG, às fls. 3.163/3.222;**ii)** CAENE – AGENERSA, às fls. 3.223/3.236;**iii)** CAPET – AGENERSA, às fls. 3.237/3.254;**iv)** UFF Consultoria – AGENERSA, às fls. 3.255/3.272;**v)** Siqueira Castro Advogados, às fls. 3.273/3.290;**vi)** ABIVIDRO, às fls. 3.291/3.358;**vii)** ABRACE, às fls. 3.359/3.373; **viii)** FIRJAN, às fls. 3.374/3.383; **ix)** NOVIX, às fls. 3.384/3.393; **x)** PETROBRAS, às fls. 3.394/3.401; e **xi)** ZENERGAS, às fls. 3.402/3.414.

A CEG, em atendimento à solicitação desta Reguladora, enviou Carta¹⁰⁵ contendo mídia digital com as **Informações Financeiras de 2017 Auditadas** e, também, Relatórios sobre Eventuais Renegociações com Consumidores. Assim, a referida documentação veio acompanhada de Tabela demonstrativa, Demonstrações Financeiras referentes ao ano de 2017, Informe Anual da Concessionária e Relatório do Auditor Independente.

Nesta oportunidade, a Secretaria Executiva juntou aos autos do presente feito cópia¹⁰⁶ da Lista de Presença da Audiência Pública realizada pela AGENERSA, no dia 04/04/2018, bem como cópia¹⁰⁷ da Ata da 5ª Reunião Interna da AGENERSA e

¹⁰³ CI AGENERSA/CAENE nº 015/18, às fls. 3.160/3.161.

¹⁰⁴ CI AGENERSA/SECEX nº 633/2018, às fls. 3.162.

¹⁰⁵ Carta DIJUR-E-0418/18 da CEG, às fls. 3.416/3.508.

¹⁰⁶ Cópia da Lista de Presença da Audiência Pública realizada pela AGENERSA no dia 04/04/2018, às fls. 3.518/3.523.

¹⁰⁷ Cópia da Ata da 5ª Reunião Interna da AGENERSA, às fls. 3.524.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

publicação¹⁰⁸ da Agência no DOERJ, as duas últimas acerca da aprovação do Cronograma para a 4ª Revisão, ora em análise.

Na sequência, a SECEX enviou¹⁰⁹, também, para juntada aos autos, “*e-mail com re-ratificação das Contribuições¹¹⁰ da ABEVIDRO, para a Consulta Pública 04/2018, referente à 4ª Revisão Tarifária Quinquenal*”.

Em publicação¹¹¹ no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, esta Agência tornou pública, para conhecimento de todos os interessados, “*atendendo a pedidos das Associações de Consumidores, em razão da publicidade e transparência, (...) a alteração do Cronograma dos Processos Revisionais das Concessionárias CEG e CEG Rio*”. E anexou, ao final, Tabela contendo todo o novo calendário do citado Cronograma.

Por meio dos Ofícios¹¹², enviados à CEG, esta Autarquia: solicitou a apresentação dos “*Relatórios da Boston Consulting Group, contendo a memória de cálculo do β utilizado na composição da Taxa de Remuneração contida nas Propostas*”; informou a realização de vistorias técnicas conjuntas – CAENE e Consultoria Contratada – nas instalações do Gás Velho, Centro de Controle de Operações, Barriletes e na Sede da Concessionária; esolicitou o “*envio da listagem dos bens do ativo, com classificação e identificação dos bens reversíveis*”.

A CEG, em resposta¹¹³, salientou que algumas das informações solicitadas pela Agência já haviam sido encaminhadas, no que tange à “*Mémória de Cálculo do β* ”, informou que algumas foram retiradas da amostra, calculada pela Boston Consulting Group – BCG, bem como esclareceu que “*de acordo com o informado pela Boston Consulting, não temos os dados necessários de algumas das Empresas para calcular o Beta*”.

Ato contínuo, a **Consultoria Contratada – UFF**, em seu Relatório¹¹⁴ de “**Suporte à Revisão Tarifária das Concessionárias CEG e CEG Rio**”, apresentou o “**Relato das Contribuições Recebidas para a Proposta de Revisão Tarifária** das Concessionárias CEG e CEG Rio” da seguinte forma: **i) Introdução; ii) Apresentação Conjunta das**

¹⁰⁸Publicação da AGENERSA no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, às fls. 3.525.

¹⁰⁹ CI AGENERSA/SECEX nº 650/2018, às fls. 3.526.

¹¹⁰ Rerratificação das Contribuições da ABEVIDRO, para a Consulta Pública 04/2018, às fls. 3.527/3.601.

¹¹¹ Publicação da AGENERSA no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, às fls. 3.602.

¹¹² Ofícios AGENERSA/PRESI nºs 230/2018; 240/2018; e 241/2018, às fls. 3.664; 3.608; e 3.610.

¹¹³ Carta DIJUR-E-0494/18 da CEG, às fls. 3.612/3.615.

¹¹⁴ Relatório da Consultoria – UFF: (Ofício nº 007-2018/ESC – UFF) “**Relato das Contribuições Recebidas para a Proposta de Revisão Tarifária das Concessionárias CEG e CEG Rio**”, às fls. 3.316/3.657.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Concessionárias CEG e CEG Rio **a.** Avaliação do 4º Quinquênio **b.** Projeção da Demanda **c.** Projeção dos Custos Operacionais (OPEX) **d.** Plano de Investimentos **e.** Investimentos Previstos e Não Realizados em 2013-2017; **iii)** Manifestação do Governo do Estado do Rio de Janeiro; **iv)** Contribuições das Consultorias Contratadas pelas Concessionárias **a.** Contribuições da PSR **b.** Contribuições da Boston Consulting Group – BCG; **v)** Contribuições da ZENERGAS; **vi)** Contribuições da NOVIX; **vii)** Contribuições do Escritório de Advocacia Siqueira e Castro; **viii)** Contribuições de Terceiros Interessados **a.** ABEVIDRO **b.** FIRJAN **c.** ABEGÁS **d.** PETROBRAS **e.** NUDECON – Defensoria Pública do Estado do Rio de Janeiro; e **ix)** Considerações Finais da Consultoria Contratada – UFF. Considerações finais, estas, que seguem abaixo transcritas:

“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 investimentos futuros a serem realizados no próximo quinquênio; (v) metodologia 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



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

questionam as previsões face à expectativa de retomada gradual de 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 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 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 o 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. 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



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

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”.

Em segmento, esta Autarquia enviou Ofício¹¹⁵ à Concessionária, solicitando o envio “do histórico trimestral das perdas físicas e não físicas dos anos 2013-2017, em volume e seus respectivos percentuais, visando a complementação e correção das informações anteriormente prestadas que não contemplaram os volumes das termelétricas, necessária para correta avaliação e estudo por parte deste Regulador”.

A CEG enviou Carta¹¹⁶, contendo Tabela anexa, para “ratificar a Tabela de Demanda Global e por Segmento do Item 2, do Anexo 12 do Relatório Geral da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas, enviada através da Carta PRESI-015-17”, já devidamente relatada no presente.

Esta Reguladora, objetivando a regular continuidade dos trabalhos revisionais, enviou novos Ofícios¹¹⁷ à Concessionária, solicitando “informações, projetos, detalhamentos e cópia do Contrato de Fornecimento de Gás, celebrado com a AMBEV/Santa Cruz”, bem como esclarecimentos quanto à “diferenças de valores relativos aos ativos da concessão”.

Em resposta, a Concessionária esclareceu¹¹⁸ que “existe uma diferença conceitual e numérica entre os ativos constantes da Base de Remuneração de Ativos – BRA, apresentada

¹¹⁵ Ofício AGENERSA/PRESI nº 254/2018, às fls. 3.638.

¹¹⁶ Carta DIRPIR-045/18 da CEG, às fls. 3.660/3.661.

¹¹⁷ Ofícios AGENERSA/PRESI nºs 261/2018; e 266/2018, às fls. 3.662; e 3.664.

¹¹⁸ Carta DIRPIR-049/18 da CEG, às fls. 3.666.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

na RQT e os ativos constantes nas Demonstrações Financeiras Anuais da Concessionária”. E seguiu, discorrendo sobre a diferença existente entre tais conceitos.

Por meio de Correspondência Interna¹¹⁹, o **Grupo de Trabalho** da AGENERSA enviou seu “**Relatório I**”¹²⁰, meio pelo qual realizou análises quanto: à alteração no Cronograma Revisional; às Contribuições enviadas pelos Interessados para Consulta e Audiência Públicas e, conseqüentemente, análise do Relatório da Consultoria acerca das referidas Contribuições; à avaliação da apresentação conjunta das Delegatárias; ao resumo da manifestação do Poder Concedente, na qual foram abordados temas de grande relevância, como investimentos, reajustes frequentes, dentre outros; e, após perpassar pelas Contribuições, concluiu que o Relatório da UFF “*está adequado às necessidades atuais do andamento dos trabalhos*”.

O Poder Concedente, em resposta¹²¹ à solicitação desta Agência de manifestação acerca da Revisão em curso, alegou que “*em complementação ao Ofício OF. CASA CIVIL nº 430/2018 (...), solicitamos incluir nos estudos da Revisão quinquenal da CEG-Rio, a previsão de investimentos em projetos estruturantes nos municípios de Itaperuna e Araruama, já no período inicial do ciclo tarifário, tendo em vista a conclusão de projetos iniciados e/ou programados na Revisão anterior. Por fim, reiteramos a importância do processo de interiorização do gás natural como fator indutor do desenvolvimento da economia fluminense*”.

Em atenção ao solicitado por esta Reguladora, a CEG enviou¹²² – em documento anexo – cópia do Contrato de Fornecimento de Gás, celebrado com a AMBEV de Santa Cruz, localizada na zona oeste do município do Rio de Janeiro.

Ciente¹²³ da alteração no Cronograma da Revisão Quinquenal em análise, o Poder Concedente enviou novo Ofício¹²⁴ à AGENERSA, destacando “*a relevância de se promover maior competitividade para as indústrias, usuárias de gás natural, instaladas no Estado do Rio de Janeiro, que estão sendo impactadas com os reajustes mensais da molécula,*

¹¹⁹ CI GT/Portaria 500/2017 nº 004/2018 do Grupo de Trabalho da AGENERSA, às fls. 3.667.

¹²⁰ “Relatório I” do Grupo de Trabalho da AGENERSA, às fls. 3.668/3.671.

¹²¹ Ofício CC/SDE nº 47/2018 do Poder Concedente, às fls. 3.672.

¹²² Carta DIJUR-E-0704/18 da CEG, às fls. 3.673 e seu Anexo: Contrato de Fornecimento de Gás, celebrado com a AMBEV/Santa Cruz, às fls. 3.674/3.686.

¹²³ Ofício AGENERSA/SECEX nº 215/2018, às fls. 3.688.

¹²⁴ Ofício CASA CIVIL nº 562/2018 do Poder Concedente, às fls. 3.687.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

enquanto os outros Estados da Região Sudeste praticam o reajuste de forma acumulada, em períodos maiores”. Ao final, frisou que tal prática tem prejudicado a economia fluminense, e solicitou que esta Reguladora avaliasse “a periodicidade semestral para adoção dos reajustes da molécula, garantindo às Concessionárias a remuneração adequada pelo período defasado”.

A SECEX, via Correspondência Interna¹²⁵, informou a respeito de solicitação – enviada por e-mail¹²⁶ – de acesso à cópia digitalizada do presente feito, realizada pelo Escritório de Advocacia Décio Freire.

Após análise, a **Consultoria Contratada – UFF**, enviou Relatório¹²⁷ de “Suporte à Revisão Tarifária das Concessionárias CEG e CEG Rio” e, assim, apresentou seu **“Relatório 2 – Análise Geral da Proposta da Concessionária: CEG”**, com os seguintes enunciados: **1.** Introdução; **2.** Melhores Práticas em Processos de Revisão Tarifária; **2.1.** Regimes de Regulação; **2.2.** Metodologias Tarifárias em Regulação Incentivada; **2.2.1.** Taxa de Remuneração (WACC e CAPM); **2.2.2.** Custo de Capital Próprio – CAPM; **2.2.3.** Custo de Capital de Terceiros – CAPM da Dívida; **2.2.4.** Cálculo do Custo de Capital; **2.3.** Projeção de Demanda; **2.4.** Fator X; **2.5.** Tratamento de Investimentos não Realizados; **2.6.** Tratamento das Perdas; **3.** Caracterização das Concessionárias: CEG; **3.1.** Especificidades dos Segmentos de Mercado: Termelétrico, Industrial, Comercial, Residencial e Transporte; **3.2.** Infraestrutura de Atendimento; **3.2.1** Recursos Investidos; **3.3.** Aspectos Econômicos e Financeiros; **3.3.1.** Evolução dos Índices Financeiros; **3.4.** Aspectos Institucionais e Jurídicos; **3.4.1.** Contrato de Concessão; **3.4.2.** Primeiro Termo Aditivo – 14 de julho de 2004; **3.4.3.** Segundo Termo Aditivo – 04 de agosto de 2005; **3.4.4.** Terceiro Termo aditivo – 02 de dezembro de 2014; **3.4.5.** A Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro – CEG; **3.4.6.** A Controladora: Gas Natural Distribución Latinoamérica S.A.; **4.** Projeção de Mercado 2018-2022; **4.1.** Termelétrico; **4.2.** Segmentos não Térmicos; **4.3.** Industrial; **4.3.1.** Comercial; **4.4.** Residencial; **4.4.1.** Transporte; **4.4.2.** Comparação Cenários de Demanda; **5.** Projeção da Oferta; **5.1.** Evolução Recente da Oferta de Gás; **5.2.** Tendência de Diversificação dos Supridores de Gás; **5.3.** A Iniciativa Gás para Crescer; **5.4.** Contrato de Gás da CEG; **6.** Projeção dos Investimentos; **7.** Projeção de Custos Operacionais; **7.1.**

¹²⁵ CI AGENERSA/SECEX nº 522/2018, às fls. 3.695.

¹²⁶ Cópia do e-mail enviado pelo Escritório de Advocacia Décio Freire, às fls. 3.696.

¹²⁷ Relatório da Consultoria – UFF: (Ofício nº 012-2018/ESC – UFF) “Relatório 2 – Análise Geral da Proposta da Concessionária: CEG”, às fls. 3.699/3.793.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Análise da Evolução dos Custos Operacionais; **7.2.** Projeção de Perdas; **7.3.** Projeção de OPEX; **8.** Referências; **9.** Análises dos Anexos da Proposta da Concessionária.

O Relatório da Consultoria, acima relatado, analisou, sob a sua ótica, as melhores práticas de regulação tarifária aplicáveis ao segmento de distribuição de gás. Assim, procedeu a análise da Proposta Inicial da Revisão Quinquenal da CEG quanto à projeção da demanda e da infraestrutura de oferta, considerando as características da área de concessão da mesma, destacando as particularidades dos seus segmentos de mercado e fornecendo previsões para a evolução de tais segmentos de mercado para o quinquênio em voga. A UFF apresentou, ainda, metodologias internacionais recentes no campo da regulação tarifária.

Ato contínuo, a Concessionária enviou a esta Agência solicitação¹²⁸ de acesso à cópia digitalizada dos autos e, também, encaminhou¹²⁹ “o Parecer ‘Metodologias de Compensação por Subinvestimento’ elaborado em conjunto pelas Consultorias NOVIX e ZENERGAS. Consultorias de renomado prestígio e com vasta experiência, nacional e internacional, em energia e regulação”. Desse modo, tal Parecer teve por objetivo apresentar à AGENERSA “duas metodologias alternativas de cálculo da compensação a que devem se submeter as Concessionárias CEG e CEG Rio por terem investido, durante o ‘Ciclo 4’, um montante menor do que fora aprovado”, dentre outros pontos. Assim, as duas citadas metodologias seriam: **i)** “Compensação por receita requerida aprovada em excesso” e **ii)** “Compensação por margem real arrecadada em excesso”.

Conforme deliberado¹³⁰ em Sessão Regulatória da AGENERSA, no bojo do Processo Regulatório E-12/003.105/2018, referente à Ocorrência Registrada na Ouvidoria desta Autarquia, foram encaminhadas¹³¹ ao presente feito cópias dos autos do citado Regulatório, bem como cópia da publicação¹³² da Deliberação AGENERSA nº 3.421/2018, contendo tal determinação e, também, considerando “*pelo que consta nos autos, que a Concessionária não cometeu qualquer falha na prestação do serviço, no que se referem aos fatos narrados na Ocorrência nº 2017008623*”.

¹²⁸ Carta DIJUR-E-0357/18 da CEG, às fls. 3.795, enviada por meio da CI AGENERSA/SECEX nº 970/2018, às fls. 3.974.

¹²⁹ Carta DIRPIR-057/2018 da CEG, contendo Parecer Conjunto ‘Metodologias de Compensação por Subinvestimento’ elaborado pelas Consultorias NOVIX e ZENERGAS, às fls. 3.797/3.828.

¹³⁰ Art. 2º da Deliberação AGENERSA nº 3.421/2018: “Determinar que cópia do presente feito seja encaminhada aos Processos Regulatórios nºs E-12/003.124/2017 e E-12/003.125/2017” – Cópia dos autos do Processo Regulatório E-12/003.105/2018, às fls. 3.831/3.850.

¹³¹ CI AGENERSA/SECEX nº 997/2018, às fls. 3.829 (Anexos: 3.830/3.850).

¹³² Publicação da AGENERSA no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, às fls. 3.830.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Por meio de publicação¹³³ no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, esta Reguladora comunicou aos interessados que “a documentação referente à ‘Análise Geral da Proposta das Concessionárias CEG e CEG Rio’ que consiste no ‘Segundo Produto’ do Suporte à 4ª Revisão Quinquenal Tarifária, encaminhada pela Fundação Euclides da Cunha de Apoio Institucional à Universidade Federal Fluminense – UFF, em 04/07/2018, encontra-se disponível no site da AGENERSA”.

A Concessionária, após análise do ‘Produto/Relatório 2’, apresentando pela Consultoria Contratada – UFF, alegou¹³⁴ ter identificado “algumas inconsistências e dúvidas quanto ao referido, e recente, Produto 02” e, a critério exemplificativo, ressaltou pontos, como: conclusões contraditórias em relação à demanda residencial; no que se refere à demanda termelétrica, impossibilidade de se encontrar, no Produto 2, menções às condições futuras de operação energética para o quinquênio 2018-2022; aparente não consideração, pela UFF, no que tange a vida útil do Parque Termelétrico a Gás do Estado do Rio; dentre outras considerações. Em conclusão, solicitou que esta Reguladora procedesse agendamento de Reunião entre membros da Agência, da Concessionária e da Consultoria, em atendimento ao interesse público, antes da elaboração do ‘Produto/Relatório 4’ pela UFF e, ainda, juntou aos autos cópia do ‘Plano de Operação Energética 2017/2021 – PEN’ da ONS.

Tendo em vista pedido realizado pela CEG, esta Reguladora informou¹³⁵ o agendamento de Reunião, nas dependências da Agência, com membros da Concessionária e da Consultoria – UFF, para tratar sobre o ‘Produto/Relatório 2’, elaborado pela Consultoria. Na mesma oportunidade, diante do pedido¹³⁶ de “adiamento da entrega do ‘Relatório 4 – Relatório Final’ (Produto 4)”, realizado pela UFF, também foi informada à CEG a alteração no Cronograma de Trabalho da Revisão em curso, devidamente analisada e aprovada em Reunião Interna¹³⁷, bem como a sua devida publicação¹³⁸ no DOERJ.

¹³³ Publicação da AGENERSA no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, às fls. 3.851.

¹³⁴ Carta PRESI-0008/18 da CEG, às fls. 3.852/3.854 e Anexo – “Plano de Operação Energética 2017/2021 – PEN”, às fls. 3.855/3.896.

¹³⁵ Ofício AGENERSA/PRESI nº 360/2018, às fls. 3.903.

¹³⁶ Ofício nº 013-2018/ESC-UFF da Consultoria Contratada – UFF, às fls. 3.907.

¹³⁷ Ata da 12ª Reunião Interna da AGENERSA do Ano de 2018, às fls. 3.906, enviada por meio da CI AGENERSA/SECEX nº 1.191, às fls. 3.905.

¹³⁸ Publicação da AGENERSA no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, às fls. 3.908/3.912.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Logo após, consta a Lista de Presença¹³⁹ dos Participantes da mencionada Reunião, realizada nas dependências da AGENERSA, com membros desta Reguladora, das Concessionárias e da Consultoria Contratada – UFF, visando esclarecer pontos referentes ao ‘Produto/Relatório 2’, elaborado pela Consultoria.

Em novo Ofício enviado¹⁴⁰ à CEG, esta Agência concedeu prazo para que as Concessionárias apresentassem suas manifestações quanto ao Relatório de ‘Suporte à Revisão Tarifária das Concessionárias CEG e CEG Rio’, elaborado pela Consultoria – UFF, especificamente em relação ao ‘Relatório 2 – Análise Geral da Proposta da Concessionária: CEG’.

A Concessionária, em segmento, enviou¹⁴¹ **Relatório de Esclarecimentos referentes a Proposta da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas**, contendo, ainda, esclarecimentos referentes à temas pontuados pela Consultoria – UFF, no seu ‘Produto/Relatório 2’. Logo, o citado Relatório de Esclarecimentos da CEG apresentou a seguinte estrutura: **i)** Projeção de Demanda Termelétrica; **ii)** Projeção Demanda GNV; **iii)** Projeção de Gastos com Perdas de Gás; **iv)** Projeção de Gastos com GNC; **v)** Análise Projeção de OPEX x Realidade de 2017; **vi)** Projeção de Gastos com Publicidade, Propaganda e Relações Públicas; **vii)** Projeção de Gastos com Consultorias e Outros Serviços; **viii)** Projeção de Gastos com Subscrições, Documentos e Outros Serviços; **ix)** Projeção de Gastos com Serviços de Teleatendimento; **x)** Projeção de Gastos com Leitura de Medidores e Envio de Faturas; **xi)** Projeção de Gastos com Provisões; **xii)** Projeção de Gastos com Gastos de Atividade Comercial; e **xiii)** Anexos **a.** Relatório PSR – Análise do Relatório da UFF **b.** Relatório PSR – Projeção de Geração do Parque Termelétrico no Rio **c.** Relatório PSR – Matriz Resumo de Despacho **d.** Relatório Fraudes **e.** Relatório Atuação da Concessionária no combate à Fraude do GNV **f.** Relatório Ações realizadas para mitigar Perdas.

Visando cientificar os interessados, e toda a sociedade, esta Reguladora informou¹⁴² que “*submente à Audiência Pública, as Propostas apresentadas pelas Concessionárias CEG e CEG Rio, para a 4ª Revisão Quinquenal Tarifária, a serem praticadas no quinquênio*”

¹³⁹ Lista de Presença dos Participantes de Reunião realizada nas dependências da AGENERSA, para tratar do ‘Relatório/Produto 2’, elaborado pela Consultoria Contratada – UFF, às fls. 3.913.

¹⁴⁰ Ofício AGENERSA/PRESI nº 384/2018, às fls. 3.914.

¹⁴¹ Carta DIRPIR-064/18 da CEG, às fls. 3.915/3.989.

¹⁴² CI AGENERSA/SECEX nº 1.382/2018, às fls. 3.990.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

2018-2022”. Avisos, estes, realizados por esta Agência por meio de publicação¹⁴³ no Diário Oficial do Estado do Rio e, ainda, mediante envio de Ofícios Convites¹⁴⁴ aos interessados, quais sejam: Concessionárias CEG e CEG Rio; Poder Concedente; ALERJ (Comissões: Defesa de Minas e Energia; e Defesa do Consumidor); Sr. Vice Presidente da ALERJ; Defensoria Pública do Estado do Rio; Sr. Procurador Geral de Justiça; Sr. Procurador Geral do estado do Rio; Sr. Prefeito do Município do Rio; FIRJAN; NEOGÁS; ABIQUIM; ABIVIDRO; SINDISAL; Sr. Procurador Greal do Estado do Rio – Interino; PETROBRAS; Instituto Brasileiro de Petróleo e Biocombustíveis – IBP; Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres; Associação Brasileira de Distribuidores de Gás Canalizado; e Associação Brasileira de Agências de Regulação.

A Secretaria Executiva, por meio de Correspondência Interna¹⁴⁵, enviou, para juntada aos autos, cópia do e-mail¹⁴⁶ da ABRACE, no qual solicita informações acerca da divulgação do ‘Relatório/Produto 4’ da Consultoria – UFF, bem como cópia da Ata¹⁴⁷ da 14ª Reunião Interna desta Reguladora. Tem-se, na sequência, novo e-mail¹⁴⁸ da ABRACE, encaminhando a Inscrição do seu Expositor para a Audiência Pública em voga.

Dando continuidade aos trabalhos da presente Revisão, a **Consultoria Contratada – UFF**, enviou Relatório¹⁴⁹ de ‘Suporte à Revisão Tarifária das Concessionárias CEG e CEG Rio’, constando seu **‘Relatório 4 – Relatório Final Concessionária: CEG (Produto 4)’**, com a seguinte estrutura: **1.** Introdução; **2.** Melhores Práticas em Processos de Revisão Tarifária; **2.1.** Regimes de Regulação; **2.2.** Metodologias Tarifárias em Regulação Incentivada; **2.2.1.** Taxa de Remuneração (WACC e CAPM); **2.2.2.** Custo de Capital Próprio – CAPM); **2.2.3.** Custo de Capital de Terceiros; **2.2.4.** Cálculo do Custo de Capital; **2.3.** Projeção de Demanda; **2.4.** Fator X; **2.5.** Tratamento de Investimentos não Realizados; **2.6.** Tratamento das Perdas; **3.** Projeção de Mercado 2018-2022; **3.1.** Termelétrico; **3.2.**

¹⁴³ Publicação da AGENERSA no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, às fls. 3.908/3.991.

¹⁴⁴ Ofícios AGENERSA/PRESI/SECEX/C nºs 1.075/2018; 1.076/2018; 1.077/2018; 1.078/2018; 1.079/2018; 1.080/2018; 1.081/2018; 1.082/2018; 1.083/2018; 1.084/2018; 1.085/2018; 1.086/2018; 1.087/2018; 1.088/2018; 1.089/2018; 1.090/2018; 1.091/2018; 1.092/2018; 1.093/2018; 1.094/2018; e 1.095/2018, constantes às fls. 3.992; 3.993; 3.994; 3.995; 3.996; 3.997; 3.998; 3.999; 4.000; 4.001; 4.002; 4.003; 4.004; 4.005; 4.006; 4.007; 4.008; 4.009; 4.010; 4.011; e 4.012, respectivamente.

¹⁴⁵ CI AGENERSA/SECEX nº 1.419/2018, às fls. 4.013.

¹⁴⁶ Cópia do e-mail enviado pela ABRACE, às fls. 4.014.

¹⁴⁷ Ata da 14ª Reunião Interna da AGENERSA do Ano de 2018, às fls. 4.015.

¹⁴⁸ Cópia do e-mail enviado pela ABRACE, com Inscrição do seu Expositor, às fls. 4.016/4.017.

¹⁴⁹ Relatório da Consultoria – UFF: (Ofício nº 019-2018/ESC – UFF) “Relatório 4 – Relatório Final Concessionária CEG (Produto 4)”, às fls. 4.018/4.136.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Segmentos Não Térmicos; **3.2.1** Industrial; **3.2.2.** Comercial; **3.2.3.** Residencial; **3.2.4.** Transporte; **3.3.** Consolidação das Projeção de Demanda; **4.** Projeção da Oferta; **4.1.** Evolução Recente da Oferta de Gás; **4.2.** Tendência de Diversificação dos Supridores de Gás; **4.3.** A Iniciativa Gás para Crescer; **4.4.** Contrato de Gás da CEG; **5.** Projeção dos Investimentos; **5.1.** Análise dos Itens de Custos; **5.2.** Análise das Classes de Investimento; **5.3.** Recomendação Econômica/UFF; **6.** Projeção de Custos Operacionais; **6.1.** Análise da Evolução dos Custos Operacionais; **6.2.** Projeção de Perdas; **6.3.** Gastos para GNC; **6.4.** Projeção do OPEX; **7.** Base Regulatória de Ativos; **7.1.** Depreciação dos Ativos; **7.2.** Atualização da Base Regulatória de Ativos (BRA); **7.3.** Base Regulatória de Ativos em Janeiro de 2018; **7.4.** Compensação Tarifária de Investimentos Projetados e não Realizados no Quinquênio 2013-2017; **7.5.** Adequação da Base Regulatória de Ativos: Comparação com Demonstrativos Financeiros e Referências EMOP; **8.** Taxa de Remuneração; **8.1.** Taxa Livre de Risco; **8.2.** Risco País; **8.3.** Prêmio por Risco do Mercado; **8.4.** Beta; **8.5.** Inflação Americana; **8.6.** Resultado CAPM; **9.** Modelagem Tarifária; e **10.** Referências.

Diante da disponibilização do Relatório Final – Produto 4, pela UFF, a Concessionária elaborou manifestação¹⁵⁰, a uma, questionando os prazos do Cronograma da Revisão, salientando, em síntese, que *“a celeridade não é algo que se coaduna com a extrema complexidade dos processos revisionais que irão definir diversos parâmetros (...) para um período de 05 (cinco) anos”* e, a duas, apresentando pontos que, ao seu sentir, seriam *“pontos de incertezas observados no Relatório 4 da UFF”*, tais como: Taxa de Remuneração; IIIs Termos Aditivos; Base de Ativos; Perdas de Gás; Investimentos Singulares; Demanda Termoelétrica; e OPEX. Ao final, a CEG requereu a *“suspensão e paralização do cronograma e prazo, até então estabelecidos pela AGENERSA, principalmente no que se refere à complementação das Propostas da 4ª Revisão de Tarifas”*, pois acredita que as Concessionárias não poderiam iniciar um novo ciclo tarifário sem o prévio conhecimento de todas as regras e metodologias que irão reger tal quinquênio.

Em atenção ao solicitado pela CEG, esta Autarquia teceu¹⁵¹, primeiramente, breve resumo do momento em que se encontrava a instrução da presente Revisão, esclarecendo que a Concessionária entregou seus esclarecimentos acerca do ‘Relatório/Produto 2’ da Consultoria com dilação de prazo – solicitado pela mesma e deferido por esta Reguladora.

¹⁵⁰ Carta PRESI-012/2018 da CEG, às fls. 4.137/4.141.

¹⁵¹ Ofício AGENERSA/PRESI nº 414/2018, às fls. 4.142.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Tal manifestação da CEG gerou a solicitação de dilação de prazo, também, pela Consultoria, tendo em vista os diversos parâmetros apresentados pela CEG, que necessitavam de reavaliação da Consultoria, para a regular entrega do seu Relatório Final (Produto 4). Assim, esta Reguladora informou a entrega do citado Produto 4 pela UFF e deferiu novo prazo à Concessionária, para apresentação de manifestação e/ou complementação da sua Proposta Revisional.

Na sequência, mediante envio de Ofício¹⁵² à Concessionária, esta Agência informou sobre nova dilação de prazo para a entrega, pela CEG, da sua manifestação e/ou complementação da Proposta Revisional. Efrisou, ainda, que *“a Consultoria Contratada – UFF é autônoma e independente, e seu Relatório será analisado, posteriormente, pelo Grupo de Trabalho, não vinculando seu posicionamento, nem a decisão do Conselho Diretor desta Autarquia sobre o mérito dos processos revisionais”* e seguiu, informando data de nova Reunião para esclarecimentos de dúvidas entre as Concessionárias, a Consultoria e esta Reguladora e, também, salientou que esta Agência *“vem primando por garantir o direito ao contraditório e a ampla defesa às Concessionárias e aos usuários, bem como zela pela boa-fé objetiva e pela lealdade processual”*.

Em resposta¹⁵³ desta Agência, tendo em vista solicitação realizada pela CEG – diretamente ao Poder Concedente – de nova dilação de prazo para a entrega da mencionada manifestação/complementação da Proposta Revisional. Esta Agência recebeu orientação¹⁵⁴ do Poder Concedente, para prorrogação, em 45 (quarenta e cinco) dias, para a entrega da citada manifestação da CEG. Recebeu, ainda, pedido de suspensão da CEG, em 30 (trinta) dias, dos trabalhos da Revisão. Assim, após pontuar os fatores que envolveram a necessidade da edição de novo Cronograma para o presente Processo Revisional, esta Reguladora, após análise e Decisão em Reunião Interna¹⁵⁵, considerou prejudicados tais pedidos, concedendo, portanto, mais 10 (dez) dias – totalizando 20 (vinte) dias – de dilação de prazo às Concessionárias. Ao final, informou¹⁵⁶ quanto ao envio do presente Ofício ao

¹⁵² Ofício AGENERSA/PRESI nº 415/2018, às fls. 4.144.

¹⁵³ Ofício AGENERSA/PRESI nº 416/2018, às fls. 4.146/4.147.

¹⁵⁴ Ofício Casa Civil 897/2018 do Poder Concedente, às fls. 4.192/4.197. (Anexo: Carta PRESI-011/2018, às fls. 4.193/4.197, enviada ao Poder Concedente, pela CEG), este enviado para juntada aos autos por meio da CI AGENERSA/SECEX nº 1.552/2018, às fls. 4.184.

¹⁵⁵ Ata da 18ª Reunião Interna da AGENERSA do Ano de 2018, às fls. 4.203/4.204, enviada por meio da CI AGENERSA/SECEX nº 1.616/2018, às fls. 4.202.

¹⁵⁶ Ofício AGENERSA/PRESI nº 417/2018, às fls. 4.148; e Ofício AGENERSA/PRESI nº 418/2018, às fls. 4.150.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Poder Concedente para a CEG e quanto à publicação¹⁵⁷ de novo Cronograma para os Processos Revisionais.

O **Grupo de Trabalho da AGENERSA**, mediante envio de Correspondência Interna¹⁵⁸, enviou seu '**Relatório 2 – Parte I**'¹⁵⁹, contendo manifestações e análises referentes ao 'Relatório/Produto 2' da Consultoria Contratada – UFF. Em seu Relatório, o Grupo de Trabalho analisou todos os 6 (seis) tópicos eminentemente técnicos, trazidos pela Consultoria, e concluiu ressaltando que o Relatório, ora analisado, atendia aos pressupostos contratuais, estando, assim, adequado ao andamento do presente trabalho.

Consta novo Cronograma¹⁶⁰ dos trabalhos da Revisão, enviado pela SECEX, contendo, também, a nova data da **Audiência Pública**, tudo devidamente comunicado aos interessados, bem como publicado no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro.

Ato contínuo, consta a Lista de Presença¹⁶¹ dos Participantes de Reunião, realizada nas dependências da AGENERSA, com membros desta Reguladora, das Concessionárias e da Consultoria Contratada – UFF, visando esclarecer pontos referentes aos Relatórios elaborados pela Consultoria.

Com o intuito de comunicar esta Agência acerca da 'Parada Programada da PETROBRAS', a CEG enviou Carta¹⁶² informando o período de tal Parada e ressaltando que *“esta Parada Programada não provocou anormalidades na oferta física do gás distribuído pelas Concessionárias”*. Em resposta¹⁶³, esta Reguladora, diante de notícia¹⁶⁴ veiculada em mídia eletrônica de comunicação, sob o título 'Comunicado da PETROBRAS assusta Distribuidores de gás natural', realizou indagações à CEG acerca do tema, visando zelar pela regular continuidade do serviço essencial prestado.

¹⁵⁷ Publicação da AGENERSA no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, às fls. 4.152.

¹⁵⁸ CI GT/Portaria 500/2017 nº 005/2018 do Grupo de Trabalho da AGENERSA, às fls. 4.153.

¹⁵⁹ “Relatório 2 – Parte I” do Grupo de Trabalho da AGENERSA, às fls. 4.154/4.164.

¹⁶⁰ Ofício AGENERSA/SECEX nº 483/2018, às fls. 4.166/4.167, enviado por meio da CI AGENERSA/SECEX nº 1.491/2018, às fls. 4.165.

¹⁶¹ Lista de Presença dos Participantes de Reunião realizada nas dependências da AGENERSA, para tratar dos Relatórios elaborados pela Consultoria Contratada – UFF, às fls. 4.172.

¹⁶² Carta DIRPIR-068/18 da CEG, às fls. 4.173.

¹⁶³ Ofício AGENERSA/PRESI nº 374/2018, às fls. 4.174/4.175.

¹⁶⁴ Anexo do Ofício acima: Cópia da notícia veiculada no sítio eletrônico da “Revista Época”, no dia 19/07/2018, às fls. 4.175.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

A CEG, em nova solicitação¹⁶⁵ de dilação do prazo para a entrega da sua Proposta da 4ª Revisão Quinquenal Revisada (manifestação/complementação da Proposta) a esta Autarquia, alegou que necessitaria de uma gama de tramites e aprovações internas/administrativas para tal Proposta Revisada e requereu nova alteração no Cronograma da Revisão, para que a Concessionária pudesse enviar sua manifestação “até o final do dia 28/09/2018”.

Por meio de Carta¹⁶⁶ enviada a esta Autarquia, a PETROBRAS, de início, informou que considerou acertada a decisão da AGENERSA de postergar a sua Audiência Pública, de modo que todos os envolvidos dispusessem de maior tempo hábil para melhor avaliação do Relatório Final da Consultoria e, ao final, trouxe a informação de que a “*Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) publicou no Diário Oficial da União o início do processo de Consulta e Audiência Pública, (...) agendada para ocorrer no mesmo dia 03/10/2018*”. Assim, sugeriu a mudança da referida data, de modo que não coincida com outro evento de grande relevância para o setor de gás.

Mediante envio de nova Carta¹⁶⁷, a PETROBRAS enviou sua manifestação e análise acerca do Relatório Final da Consultoria – UFF, afirmando que “*numa primeira análise, é possível avaliar que as considerações da UFF são pertinentes e adequadas, apresentando um estudo detalhado da proposta inicial das Distribuidoras locais de gás canalizado de forma técnica e razoável, sendo apontadas algumas discrepâncias que, ao serem devidamente corrigidas, resultam em um reajuste tarifário muito inferior ao proposto originalmente pelas Concessionárias em suas manifestações*”. A PETROBRAS afirmou, ainda, que pontos como: a receita adicional arrecadada pela CEG no segmento termelétrico; a metodologia tarifária adequada que contemple as hipóteses envolvendo os agentes autoprodutores e/ou auto-importadores de gás natural, atendidos por ramal específico e exclusivo; dentre outros pontos, considerados relevantes pela Empresa, não teriam sido abordados pela Consultoria em seu Relatório.

¹⁶⁵ Carta PRESI-013/2018 da CEG, às fls. 4.179/4.180.

¹⁶⁶ Carta GIA-RGN /ARX 0482/2018 da PETROBRAS, às fls. 4.181/4.183, contendo, como Anexo, cópia da publicação da Consulta e Audiência Pública da ANP no Diário Oficial da União (fls. 4.183).

¹⁶⁷ Carta GIA-RGN /ARX 0522/2018 da PETROBRAS, às fls. 4.198/4.201.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Foram juntados aos autos, também: cópia do e-mail¹⁶⁸ da ABIVIDRO, encaminhando a Inscrição do seu Expositor para a Audiência Pública; pedido¹⁶⁹ de disponibilização de cópia dos autos do presente feito, realizado pela PETROBRAS; e cópia da Ata¹⁷⁰ da 19ª Reunião Interna do Ano de 2018 da AGENERSA.

Em segmento, a PETROBRAS enviou sua Contribuição¹⁷¹ para a Revisão em curso, tendo em vista o Relatório Final da Consultoria Contratada – UFF, realizando, assim, breve análise acerca dos seguintes temas: **1.** Ramal Dedicado; **2.** Taxa de Comercialização; **3.** Volume Termelétrico subestimado na Terceira Revisão Tarifária; **4.** Volume Termelétrico subestimado na Quarta Revisão Tarifária; **5.** Volatilidade da Demanda Termelétrica; **6.** Investimentos; **7.** Custo Operacionais; **8.** Base Regulatória de Ativos (BRA); e **9.** Taxa de Remuneração e Modelagem Tarifária.

A ABRACE enviou solicitação¹⁷² de prorrogação do prazo, por esta Reguladora, para apresentação da sua Contribuição para a Revisão, considerando o Relatório Final da Consultoria Contratada – UFF e ressaltou a importância do presente processo de Revisão Tarifária para a diminuição da assimetria de informações entre os agentes do mercado.

Em atenção à solicitação da Câmara Técnica – CAENE desta Agência, a CEG enviou Cartas¹⁷³ contendo Anexos com a apresentação dos Investimentos realizados, de cada município atendido pela Concessionária: no 1º Quadrimestre, referentes às Unidades Físicas (Anexo I) e Unidades Financeiras (Anexo II); e no 2º Quadrimestre, referentes aos Investimentos Físicos realizados pela CEG (Anexo I), Investimentos Financeiros realizados pela CEG (Anexo II), Unidades Físicas (Anexo III) e Unidades Financeiras (Anexo IV).

De modo a complementar sua Proposta, a Concessionária enviou a esta Reguladora **‘Relatório Geral Complementar’¹⁷⁴ da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas da CEG**, salientando que trata-se de complementação/revisão à Proposta entregue em 27/11/2017, contendo a definição sugerida pela Delegatária para o índice de reposicionamento de

¹⁶⁸ Cópia do e-mail enviado pela ABIVIDRO, com Inscrição do seu Expositor, às fls. 4.209, enviada por meio da CI AGENERSA/SECEX nº 1.646/2018, às fls. 4.208.

¹⁶⁹ Carta GIA-RGN /ARX 0538/2018 da PETROBRAS, às fls. 4.210.

¹⁷⁰ Ata da 19ª Reunião Interna da AGENERSA do Ano de 2018, às fls. 4.212, enviada por meio da CI AGENERSA/SECEX nº 1.663/2018, às fls. 4.211.

¹⁷¹ Carta GIA-RGN /ARX 0546/2018 da PETROBRAS, às fls. 4.213/4.219.

¹⁷² Carta COR-DIR-041-27092018 da ABRACE, às fls. 4.220/4.221.

¹⁷³ Carta DIRPIR-072/18 da CEG, às fls. 4.225/4.228; e Carta DIRPIR-074/18 da CEG, às fls. 4.230/4.235.

¹⁷⁴ Carta PRESI-017/18 da CEG, com “Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas da CEG”, às fls. 4.240/4.352.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

margens – *m*, e, ainda, solicitação de tratamento confidencial ao ‘Item 4.3.2.1’ do referido Relatório, por estar amparado por cláusulas de confidencialidade contratuais. Assim, a complementação em voga possui a seguinte estrutura: **1.** Introdução; **2.** Taxa de Remuneração de Capital; **3.** Projeção de Margem Total Não Recepcionada; **3.1.** Projeção de Demanda; **3.1.1.** Mercado Residencial; **3.1.2.** Mercado Comercial; **3.1.3.** Mercado Industrial e Petroquímico; **3.1.4.** Mercado de Cogeração Geração Distribuída e Climatização; **3.1.5.** Mercado Automotivo – GNV; **3.1.6.** Mercado Termelético; **3.1.6.1.** Metodologia utilizada pela PSR; **3.1.6.2.** Projeção de Vendas das UTE’s para o Quinquênio 2018-2022; **3.1.7.** Resumo da Projeção de Demanda por Mercado; **3.2.** Projeção da Margem Total Não Reposicionada; **3.2.1** Mercado Residencial; **3.2.2.** Pequeno Comércio; **3.2.3.** Grande Comércio e Industrial; **3.2.4.** Gás Natural Veicular – GNV; **3.2.5.** Projeção de Margem Térmicas; **4.** Custos Operacionais – OPEX; **4.1.** Despesas Operacionais; **4.2.** Despesas de Pessoal; **4.3.** Outras Despesas; **4.3.1.** Provisões; **4.3.2.** Perdas de Gás; **4.3.2.1.** Projeção de Custos de Suprimento de Gás para o Mercado Convencional no Período 2018-2022; **4.3.3.** Gastos com Odorante; **4.4.** Resumo de Projeções de OPEX; **5.** Receitas Correlatas; **6.** Plano de Investimentos; **6.1.** Investimentos Singulares; **6.2.** Investimentos Fixos; **6.3.** Investimentos Variáveis; **7.** Base de Remuneração de Ativos – BRA; **8.** Compensação do saldo de Investimentos não realizados no Quinquênio anterior 2013-2017; **8.1** Apuração do saldo de Investimentos não realizados no Quinquênio 2013-2017; **8.2.** Cálculo da Compensação dos Investimentos não realizados no Quinquênio anterior; **9.** Deduções da Base de Cálculo dos Impostos; **10.** Compensação de Retroatividade da 3ª Revisão Tarifária; **11.** Compensação de Custos Autorizados pela Agência Reguladora; **12.** Do 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão; **13.** Índice de Reposicionamento Tarifário – *m*; **14.** Estrutura Tarifária Proposta; **15.** Anexos; **15.1** Documentos Anexos deste Relatório; **15.2.** Documentos de Referência. Desse modo, segue transcrição, em parte, de pontos centrais do presente Relatório Complementar:

“(…) 1. Introdução

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



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

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

Cabe ressaltar que, todos os valores monetários utilizados para o cálculo das tarifas limite estão em moeda de dezembro de 2016.

A seguir são apresentados os principais elementos desta 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas Limite, utilizados na metodologia de Fluxo de Caixa Livre da Empresa onde é determinado o índice de reposicionamento da margem proposto.

2. Taxa de Remuneração de Capital

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

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

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

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



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Tabela 1 - Demonstrativo da Taxa de Remuneração de Capital

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

3. Projeção de Margem Total Não Reposicionada

Para obtenção da margem total não reposicionada toma-se por base a projeção de demanda por mercado para o quinquênio 2018-2022 e as margens unitárias vigentes em 31/12/2016 sem a parcela da retroatividade de - 3,60% determinada pelas Deliberações AGENERSA nº 1881 de 19/12/2013 e nº 2035 de 28/04/2014, conforme indicada no Anexo 1 deste relatório.

3.1. Projeção de Demanda

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

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

3.1.1. Mercado Residencial

A Concessionária revisou sua projeção de captações de clientes no mercado residencial apresentada em seu Relatório entregue em 27/11/2017, onde previa um total de 360 mil captações no período entre 2018 e 2022. Nessa revisão, tendo em vista a nova perspectiva de cenário macroeconômico, a nova previsão é de 341 mil captações de clientes para o período 2018 a 2022, o que representa uma captação 10% superior ao número registrado nos últimos 5 anos (2013-2017), onde verificou-se 310 mil captações no mercado residencial.

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

Dessa forma, considerando a nova projeção de captação de clientes e a tendência de queda de -2,8% a.a. nos consumos unitários do estudo da Quantum, a expectativa é de um



crescimento médio de vendas da ordem de 0,1% a.a. entre 2018 a 2022. Este crescimento projetado é superior ao crescimento médio das vendas do período 2008 a 2017, onde observa-se um incremento médio de 0,03% a.a. (...)

3.1.2. Mercado Comercial

A Concessionária revisou sua projeção de captações de clientes no mercado comercial apresentada em seu Relatório entregue em 27/11/2017, onde previa um total de 7,7 mil captações no período entre 2018 e 2022. Nessa revisão, tendo em vista a nova perspectiva de cenário macroeconômico, a nova previsão é de 5,4 mil captações de clientes para o período 2018 a 2022, o que representa uma captação 30% superior ao número registrado nos últimos 5 anos (2013-2017), onde verificou-se 4 mil captações no mercado comercial. (...)

Portanto, considerando a nova projeção de captação de clientes e a tendência de queda nos consumos unitários apontada pelo estudo da Quantum, a expectativa é de um crescimento anual médio de vendas da ordem de 0,3% a.a. entre 2018 a 2022, impactada pela redução das captações de clientes. Este crescimento projetado está muito próximo ao crescimento médio das vendas do período 2008 a 2017, onde observa-se um incremento médio de 0,4% a.a. (...)

3.1.3. Mercado Industrial e Petroquímico

O mercado industrial, para o uso combustível, se apresenta como o segmento mais afetado pela recessão econômica passada nos últimos anos. Em 2017, a demanda por gás natural demonstrou um breve suspiro frente a 2016, depois de apresentar um histórico de 6 anos de quedas consecutivas, tendo sua demanda reduzida em -28% de 2010 a 2017. A UFF, em seu Relatório 4, também comenta sobre a crise econômica no setor e observa a evolução da demanda em queda no seu quadro histórico. (...)

Portanto, a expectativa é de uma fraca recuperação, com um crescimento anual médio de vendas da ordem de 1,1% a.a. entre 2018 a 2022. O comportamento projetado das vendas está bastante superior ao histórico do período 2008 a 2017, onde observa-se uma tendência de queda, com uma variação anual média das vendas industriais de -4,8% a.a.

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

3.1.4. Mercado de Cogeração, Geração Distribuída e Climatização

Este mercado é frequentemente impactado pela volatilidade de preços apresentada no setor de energia elétrica, devido à sua forte correlação com as condições climáticas. Os projetos relacionados aos segmentos de Cogeração, Geração Distribuída e Climatização visam substituir a energia elétrica adquirida das concessionárias via rede de distribuição por geração de energia produzida através de gás natural. (...)

A expectativa é de uma fraca recuperação, chegando em 2022 com um volume inferior ao registrado em 2017. O crescimento anual médio de vendas é da ordem de 2,4% a.a. entre 2018 a 2022. O comportamento projetado das vendas está bastante superior ao histórico do período 2008 a 2017, onde observa-se uma tendência de queda, com uma variação anual média das vendas industriais de -1,1% a.a.

3.1.5. Mercado Automotivo – GNV



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

A Concessionária, em seu Relatório de 27/11/2017, apresentou uma projeção de manutenção das vendas de GNV, com crescimento médio anual próximo a zero para o período de 2018 a 2022. No entanto, a UFF, em seu Relatório 4, apresenta uma projeção 7% superior à realizada pela Concessionária para o quinquênio. O crescimento anual médio apresentado pelo estudo da UFF para o quinquênio fica em torno de 1,6% a.a. (...)

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

3.1.6. Mercado Termelétrico

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

Conforme mencionado no Relatório anterior, a predição de despacho de usinas termelétricas na região sudeste do Brasil, apresenta grande dificuldade em função da necessidade de análise combinada dos diversos fatores a serem considerados, dos quais destacamos como os mais relevantes: a projeção dos cenários hidrológicos, disponibilidade e custo do gás natural e o comportamento da demanda elétrica.

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

3.1.6.1. Metodologia Utilizada pela PSR

Considerando os 1.200 (hum mil e duzentos) cenários de despacho total (despacho por ordem de mérito e fora da ordem de mérito) do parque gerador do Rio de Janeiro e as informações de despacho elétrico programado disponibilizado pelo ONS, foram utilizadas métricas estatísticas para a escolha do cenário mais provável. Esta métrica foi aplicada no despacho total (incluindo o despacho elétrico programado) e com isso apenas um cenário de despacho foi escolhido para todo o período do estudo (2018-2022): o percentil 25%.

A escolha do cenário da PSR foi baseada na distribuição de densidade de probabilidade (gráfico mostrado abaixo) de geração média dos 5 (cinco) anos do horizonte estudado (2018-2022). Ressalte-se que os despachos mensal e anual podem variar bastante e que para fins de revisão tarifária o importante é quanto de geração média se teria nesse horizonte de 5 anos.

No gráfico abaixo se observa que, dentro da amostra de 1.200 cenários de despacho total, o valor com maior probabilidade relativa de geração média quinquenal é de 686 MW médios. Esse valor é próximo do percentil 25% da amostra e, dessa forma, extrapolamos que o percentil mais representativo é o 25%. (...)

Observa-se no gráfico 7 a seguir, a distribuição de probabilidade acumulada do fator de despacho total no período de 5 anos estudados. Este gráfico mostra como os fatores de



despacho tendem a ser em geral baixos e, em alguns cenários hidrológicos mais extremos, o despacho apontado pelo modelo pode ser elevado. O entendimento do gráfico é descrito abaixo:

1) Existe uma probabilidade de 25% de que o fator de despacho total das usinas seja abaixo 20%; 2) Existe uma probabilidade de 50% de que o fator de despacho total das usinas seja abaixo 26%; e 3) Existe uma probabilidade de 75% de que o fator de despacho total das usinas seja abaixo 35% (...)

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

Para o ano de 2018, utilizou-se os dados reais até o mês de junho e a melhor estimativa, naquele momento, considerando a parada programada realizada pela Petrobras. A partir de 2019 e considerando a geração média (MWmed) apresentada no relatório da PSR, com o cenário de maior probabilidade (percentil 25%) foi estimada a projeção de vendas individualizada de cada UTE, aplicando fatores de conversão de MW para m³/dia, obtidos pelo histórico de consumo de cada usina termelétrica, para cada mês e cada termelétrica. Considerando ainda o “heat rate” de cada usina e as inflexibilidades contratuais junto ao serviço de distribuição de gás natural e às questões operacionais, a saber:

- Baixada Fluminense: estimada a projeção de vendas de acordo com os compromissos com a distribuidora de gás,*
- GLB: estimada a projeção de vendas de acordo com histórico devido sua geração de vapor para a REDUC.*

Atualmente existem 4 (quatro) Usinas Termelétricas (UTE's) na área de concessão da Concessionária; são elas: UTE Governador Leonel Brizola (GLB), UTE Barbosa Lima Sobrinho (BLS), UTE Baixada Fluminense e UTE Furnas (Santa Cruz). (...)

Dessa forma, as projeções de consumo das usinas termelétricas ficam acima da definida pela consultoria PSR como cenário mais provável, especialmente em 2018, em função do baixo nível dos reservatórios. Esta previsão de consumo de 2018 está em linha com as previsões elaboradas pela CCEE para o PLD.

3.1.7. Resumo da Projeção de Demanda por Mercado

(...)

3.2. Projeção de Margem Total Não Reposicionada

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

a. O Anexo 2, que apresenta volume faturado por faixa de consumo e a projeção de faturas por faixa de consumo, com os devidos ajustes aplicados aos itens 3.2.1 e 3.2.2, utilizado para a conversão de número de clientes em número de faturas. A relação entre clientes e faturas é obtida utilizando um fator de conversão histórico.

b. O Anexo 3, que apresenta as margens unitárias médias por faixa de consumo que são calculadas com base nas margens unitárias limites vigentes em 31/12/2016, indicada no Anexo 1, sem a parcela da retroatividade de -3,60% determinada pela Deliberação AGENERSA nº 1881 de 28/04/2014.

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



3.2.1. Mercado Residencial

A margem residencial total é calculada a partir da projeção do consumo unitário médio mensal multiplicado pela projeção do número de faturas emitidas, considerando a aplicação do cálculo em cascata para obtenção da margem limite correspondente.

Ressalta-se ainda que o cálculo da margem referente ao consumo enquadrado na primeira faixa de consumo considera o limite máximo desta faixa, ou seja, o consumo mínimo.

3.2.2. Pequeno Comércio

Assim como no mercado residencial, a margem para o pequeno comércio é calculada a partir do consumo médio mensal de cada faixa de consumo e cada tipo de tarifa, considerando a aplicação do cálculo em cascata para obtenção da margem limite correspondente.

3.2.3. Grande Comércio e Industrial

A margem referente aos grandes clientes comerciais e indústrias foi calculada cliente a cliente, ou seja, considerou-se o volume unitário mensal de cada cliente, aplicando-se o cálculo em cascata para obtenção da margem limite correspondente.

3.2.4. Gás Natural Veicular – GNV

A margem total foi calculada a partir da aplicação da margem limite deste segmento pelo volume projetado, em função deste segmento possuir tarifa única.

3.2.5. Projeção de Margem Térmicas

A margem para as térmicas foi calculada cliente a cliente, multiplicando a margem unitária pelo volume projetado. A margem unitária foi obtida através da seguinte fórmula, sem a parcela da retroatividade de -3,60% determinada pela Deliberação AGENERSA nº 1881 de 28/04/2014:

$$M = \left(\frac{37.898}{(c + 40)^{2,8}} + 0,345 \right) \times \frac{R}{26,81} \times \frac{IGPMn}{IGPMo}$$

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

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

Em que pese o fato da Concessionária ter garantido o direito de cobrar a mesma margem de distribuição para consumidores que sejam supridos diretamente pelo fornecedor de gás natural, conforme determina §18 da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, para efeitos do quinquênio 2018-2022, a Concessionária está utilizando em sua proposta o que determina a Deliberação AGENERSA nº 3243 de 19/10/2017.

A Deliberação AGENERSA nº 3243/2017 estabelece o expurgo de parcela relativa aos encargos de comercialização das margens de distribuição aos agentes autoprodutores, auto importadores e consumidores livres não enquadrados na hipótese da cláusula sétima, parágrafo 18, do Contrato de Concessão, as margens calculadas para os clientes termelétricos UTE FURNAS (Santa Cruz), UTE Baixada Fluminense, UTE Governador Leonel Brizola e UTE Barbosa Lima Sobrinho, já contemplam a aplicação do desconto de 1,9% sobre suas margens de distribuição, a partir de 2019, sendo estes considerados



como auto importadores e autoprodutores, em função de prever-se a migração destes consumidores para estas novas categorias.

4. Custos Operacionais – OPEX

4.1. Despesas Operacionais

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

Os itens das despesas operacionais que sofreram alteração foram:

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

- *Gastos de atividade comercial: a projeção dos gastos com Gastos de Atividade Comercial foi reduzida frente ao Relatório da proposta da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas entregue em 27/11/2017, tendo em vista que o número de altas de clientes foi reduzido, conforme a revisão da projeção de clientes descrita no item 3.1 deste relatório. (...)*

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

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

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

a) “Consultoria e Outros Serviços”; “Publicidade, Propaganda e Relações Públicas” e “Subscrições, documentos e Outros Serviços”: a UFF sugere redução em tais gastos a partir de uma análise do crescimento da base de clientes. Nesse sentido, a Concessionária esclarece que estas despesas não estão diretamente correlacionadas à variação do número de clientes e que, além disso, é importante destacar que o incremento projetado nestes gastos visa ações como: o atendimento à Lei Estadual Nº 6.890/2014 de Inspeção



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Periódica de Gás; a implantação de novos modelos de atendimento em atenção à Deliberação AGENERSA n.º 3.559/2018; e a intensificação de projetos relacionados à redução de perdas, à qualidade operacional e à qualidade de serviços. (...)

b) “Gastos de Atividade Comercial”; “Leitura de Medidores e Envio de Faturas” e “Serviços de Teleatendimento”: a UFF também sugere redução em tais gastos a partir de uma análise do crescimento da base de clientes. A Concessionária esclarece que, apesar destas despesas estarem correlacionadas ao crescimento do número de clientes, existem fatores externos que devem ser considerados como: o perfil de captação dos clientes; o atendimento à Lei de Inspeção Periódica de Gás; o atendimento a determinações do regulador. (...)

c) “Despesas de Viagem”, “Custo do Pessoal Expatriado” e “Colaborações Externas”: a UFF sugere a exclusão total de tais gastos por acreditarem ser decorrentes da especificidade do controle acionário estrangeiro da empresa. Nesse sentido, a Concessionária esclarece que, à exceção do item “Custo do Pessoal Expatriado”, tais gastos não estão relacionados a especificidade do controle acionário estrangeiro. (...)

d) Gastos “Jurídicos”: a UFF sugere redução em tais gastos e adota como referência o menor valor anual observado no quinquênio anterior, atualizado pelo IGPM, sugerindo que o regulador averigüe a estrutura e justificativa para tais gastos. Nesse sentido, a Concessionária esclarece que estes gastos compreendem custos com contratação de escritórios de advocacia e honorários advocatícios, visto que a Concessionária conta com o apoio de escritórios externos, e que sua equipe jurídica interna realiza a gestão, acompanhamento e controle das atividades dos escritórios contratados, além de apoiarem a empresa em temas considerados como estratégicos.

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

4.2. Despesas de Pessoal

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

4.3. Outras Despesas

4.3.1. Provisões

A projeção dos gastos referentes as provisões, que são gastos originados pelo reconhecimento das perdas decorrentes de não pagamento das faturas de gás por parte dos clientes (provisões para devedores duvidosos – PDD), tiveram seus valores revisados frente ao Relatório da proposta da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas entregue em 27/11/2017, principalmente no ano de 2018, tendo em vista a necessidade de inclusão, neste ano, de um montante de provisões referentes a processos judiciais que não estavam provisionados anteriormente, e que por indicação de auditoria externa passaram a ser provisionados; e ainda, o incremento na captação de clientes de segmento de menor



poder aquisitivo, que possuem um percentual de inadimplência mais elevado, o que provoca um incremento nos valores projetados de provisões para o quinquênio.

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

4.3.2. Perdas de Gás

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

A concessionária mantém o percentual de perdas total de 2,80% ao ano, no período de 2018 a 2022, conforme sua Proposta entregue em 27/11/2017, percentual este em conformidade com o estabelecido no item 3, parte 1 do Anexo II do Contrato de Concessão, que prevê o limite de 3% (três por cento) de perdas total.

Cabe enfatizar que a concessionária possui uma atuação permanente na busca pela eficiência e redução das perdas, mantendo programas constantes de controle e melhoria dos processos, mesmo que as perdas relacionadas a tais fatores de ordem técnica sejam muito pequenas e com tendência de queda, comprovando a eficiência das ações da concessionária para controle de perdas e corrobora com o fato de que, nos casos em que existe o problema social público envolvendo fraudes, a atuação da concessionária é restringida, pois se assim não fosse os resultados seriam igualmente satisfatórios.

As perdas crescentes da concessionária são decorrentes de fraudes por fraude/roubo, que têm apresentado incrementos desde 2015, e ocorrem à revelia da concessionária. Essa é uma realidade, amplamente divulgada pela mídia, que tem sido comprovadamente crescente nos setores de energia e água. Tais roubos são um problema social e de ordem pública, sobre os quais a concessionária, apesar de sua atuação permanente (devidamente informada à AGENERSA por meio da correspondência DIRPIR 064, de 02/08/2018), tem pouca ou nenhuma ingerência, para o qual inclusive já solicitou apoio da AGENERSA no intuito de atuar junto aos órgãos competentes, para que estes possam intensificar as ações mitigadoras de roubo.

Resta claro, portanto, que tais perdas decorrentes de fraudes possuem sua origem na ponta da demanda, o que gera uma dupla penalização para a concessionária, que não só tem sua perda relacionada ao custo do gás adquirido, como também à margem de distribuição que deixa de receber por esse volume fraudado. Essa dupla penalização por



si só já é o incentivo necessário para que a concessionária envie todos os seus esforços no combate à fraude e minimização das perdas de gás observadas.(...)

4.3.2.1. Projeção de Custos de Suprimento de Gás para o Mercado Convencional no Período 2018- 2022 (Informação protegida pela Cláusula de Confidencialidade)

(...)

4.3.3. Gastos com Odorante

Para fins de determinação de valor da despesa de odorante, a Concessionária utilizou a atualização da projeção dos volumes de compra, os quais considera a atualização da projeção dos volumes de vendas e os volumes de perdas de gás. Nesse sentido, as projeções atualizadas de despesas relacionadas aos gastos com odorante para o quinquênio 2018-2022, são indicadas na Tabela 9 abaixo. (...)

4.4. Resumo de Projeções de OPEX

Na Tabela 10 abaixo, tem-se o resumo da projeção de OPEX para o período de 2018 a 2022 e o seu detalhamento está apresentado no Anexo 6.

Tabela 10 - Projeção de OPEX em Milhões de Reais (2018-2022)

CEG	OPEX Valores em MRS (moeda dez/2016)				
	2018	2019	2020	2021	2022
Conceitos					
Despesas Operacionais	272,51	287,47	295,74	302,37	309,51
Despesas de Pessoal	143,00	147,83	153,52	153,52	153,52
Outras Despesas	129,63	119,52	117,86	117,34	119,47
Provisões	54,10	26,89	26,89	26,89	26,89
Perdas de Gás	73,79	91,45	89,78	89,25	91,36
Gastos Odorante	1,73	1,17	1,19	1,19	1,21
TOTAL	545,13	554,81	567,12	573,23	582,50

5. Receitas Correlatas

Tendo em vista que a Concessionária revisou suas projeções de captação de clientes e que, por sua vez, estas estão diretamente associadas aos serviços técnicos de adequação de ambiente necessários para o início ou continuidade do fornecimento de gás, transformação e instalação de equipamentos, e outros serviços de assistência técnica, que compõem as Receitas Correlatas, torna-se necessário realizar a atualização da projeção das Receitas Correlatas constante da Proposta que foi entregue em 27/11/2017.

No Anexo 7, encontra-se a atualização da projeção das Receitas Correlatas consideradas no cálculo das tarifas limite que somam R\$ 115,23 milhões para o período 2018 a 2022.

6. Plano de Investimentos

O plano de investimentos constante do Relatório da proposta da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas entregue em 27/11/2017 foi revisado, passando a contemplar investimentos de R\$ 833 milhões no período entre 2018 a 2022, conforme demonstrado na



Gov^o do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econ^omico, Energia e Rela^oes Internacionais
Ag^oncia Reguladora de Energia e Saneamento B^osico do Estado do Rio de Janeiro

Tabela 11 e nos subitens a seguir.

Tabela 11 - Proje^o de Investimentos Total – em Milh^oes de Reais (2018 – 2022)

CEG - Investimentos total (MR\$/ano) - Moeda de Dez/16						
Itens	2018	2019	2020	2021	2022	Total
INVESTIMENTOS MATERIAIS	144,70	152,06	174,69	162,73	155,25	789,42
Redes	78,04	86,41	96,47	83,30	83,17	427,39
Novas Redes AP	2,80	1,88	11,53	0,83	2,62	19,65
Novas Redes MP/BP	44,41	35,80	31,08	32,96	32,61	176,85
Renova ^o Redes	30,13	47,98	52,99	48,63	47,11	226,84
Outros - Redes	0,70	0,76	0,87	0,89	0,83	4,05
Ramais	20,08	22,32	22,88	23,69	24,36	113,33
Novos Ramais	17,42	18,32	18,89	19,70	20,37	94,69
Renova ^o de Ramais	2,60	3,92	3,92	3,92	3,92	18,28
Outros - Ramais	0,06	0,07	0,07	0,07	0,07	0,36
Constru^o de ERM's e GNC's	2,58	2,33	4,67	6,56	1,96	18,10
Instala^oes Auxiliares de Rede	8,28	7,27	15,44	14,41	9,66	55,05
Outros Investimentos Materiais	35,72	33,73	35,23	34,77	36,10	175,55
Aquisi ^o de Medidores	21,62	22,18	22,84	23,48	23,87	113,99
Instala ^o es Comunit ^o rias	8,87	9,55	9,80	10,05	10,30	48,57
Terrenos e Edif ^o cios	2,49	0,88	1,11	0,39	0,43	5,31
M ^o quinas e Equipamentos	1,00	0,35	0,46	0,31	0,61	2,74
Equipamentos Processos Informatiza ^o	1,39	0,43	0,55	0,38	0,74	3,48
Ve ^o culos	0,26	0,14	0,18	0,06	0,05	0,70
Outros Investimentos	0,08	0,19	0,29	0,10	0,09	0,76
INVESTIMENTOS IMATERIAIS	8,25	5,11	10,10	10,01	10,12	43,59
TOTAL INVESTIMENTOS	152,95	157,16	184,78	172,74	165,37	833,01

Nota: ERM – Estaa^o de Regulagem e Medi^oo.

No Anexo 8, encontra-se o total da proje^o de investimentos para o per^odo de 2018 a 2022, assim como as metas f^osicas e financeiras por munic^opio.

O Plano de Investimento elaborado pela Concession^oria est^o subdividido em tr^os modalidades de investimentos: **Singulares, Fixos e Vari^oveis**.

6.1. Investimentos Singulares

S^o investimentos em projetos espec^oficos, abaixo descritos:

- Refor^o Santa Cruz (...)
- Estaa^o de Compress^o Modula^o (...)
- Estaa^o Maric^o (...)
- Estaa^o de Regulagem Distrital (...)
- Projetos Menores (...)

Cabe comentar que a proje^o de investimento em Biometano, apresentada na proposta da 4^a Revis^o Quinquenal de Tarifas entregue em 27/11/2017, foi exclu^oda da presente proposta, pois depende de Aditivo Contratual, conforme indica^oo da Ag^oncia Reguladora, uma vez que tal tipo de abastecimento n^o est^o previsto no Contrato de Concess^oo.

6.2. Investimentos Fixos

S^o investimentos que, de forma direta, n^o induzem aumento de demanda e nem possuem rela^oo de depend^oncia com as altas e baixas dos clientes.



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

- *Renovação de Rede MP / BP (...)*
- *Renovação de Ramais (...)*
- *Sistemas de Tecnologia da Informação (...)*
- *Veículos e Outros ativos operacionais utilizados na prestação dos serviços (...)*
- *Terrenos e Edificações (...)*

A proposta contempla investimentos fixos de R\$ 381 milhões no período entre 2018 a 2022. (...)

6.3. Investimentos Variáveis

São investimentos que, de forma direta, induzem aumento de demanda e possuem relação de dependência com as altas e baixas dos clientes.

Os investimentos variáveis são necessários para permitir a captação dos novos clientes, que no presente relatório somam 347.018 novos clientes. A captação de novos clientes está focada, predominantemente, no mercado residencial, devido à magnitude dessa base de clientes.

Os investimentos para a captação de todos os mercados contemplam:

- *Nova rede MP/BP (...)*
- *Novos ramais (...)*
- *Instalações Comunitárias (...)*
- *Aquisição de ERM's (Estações de Regulagem e/o Medição) (...)*
- *Aquisição de medidores (...)*

A proposta contempla investimentos variáveis de R\$ 400 milhões no período entre 2018 a 2022. (...)

7. Base de Remuneração dos Ativos – BRA

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

- Atualizar a Base Inicial de Remuneração de Ativos (BRAi), com a substituição dos investimentos então projetados, por aqueles efetivamente realizados no ano 2017. Conforme demonstrado na Tabela 15 abaixo, com esta atualização obtém-se a base inicial em 01 de janeiro de 2018, no valor de R\$ 3.729,53 milhões (moeda dez/2016). (...)

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

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



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

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

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

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

Tendo em vista que no momento da apresentação da Proposta, em 27/11/2017, os investimentos do ano de 2017 eram projetados, faz-se necessário a atualização do balanço entre valores deliberados e realizados, ano a ano, no quinquênio 2013-2017, de forma a incorporar os investimentos efetivamente realizados em 2017, conforme Tabela 16 abaixo.

Cabe lembrar que os valores dos investimentos em gasodutos de acordo como 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, bem como sua correspondente contraprestação não serão objeto de reequilíbrio econômico financeiro, conforme itens 2.1 e 2.1.4 da cláusula 2ª do citado aditivo, sendo ambos desconsiderados para o cálculo desta compensação dos Investimentos não realizados no quinquênio anterior. (...)

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

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

O método considera que o saldo dos investimentos não realizados deve ser trazido a valor presente, posteriormente subtraído o valor presente da depreciação atrelada aos mesmos investimentos não realizados, assim como subtrair o valor da base final destes investimentos não realizados, também trazido a valor presente utilizando a taxa de remuneração previamente estabelecida no quinquênio anterior. (...)

Subtraindo do valor presente dos investimentos novos não realizados, o valor presente da depreciação dos investimentos novos não realizados e o valor presente da base final correspondente a estes investimentos novos não realizados, obtêm-se o valor de R\$ 60 milhões (moeda dez/16), que conforme indicado no Relatório 4 da UFF foi capitalizado para 2018, à taxa de remuneração do último ciclo tarifário de 9,757% para o ano 2018, resultando no valor de R\$ 95 milhões (moeda dez/16), conforme pode ser observado na Tabela 17 acima.

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

Portanto, a Concessionária espera que sejam considerados pela Agência Reguladora os ajustes necessários para efetuar a compensação realizada a maior, pela aplicação da metodologia Deloitte aplicada na 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas, referente a compensação dos investimentos não realizados no quinquênio 2008-2012, em



conformidade com o estabelecido na Deliberação AGENERSA Nº 2035, de 28/04/2014, que estabelece em seu Art. 3º: (...)

9. Deduções da Base de Cálculo dos Impostos

As depreciações e os juros sobre capital próprio são passíveis de dedução da base de cálculo dos impostos (IR e CSLL), conforme previsão legal. Dessa forma tais deduções são consideradas no FCLE.

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

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

10. Compensação de Retroatividade da 3ª Revisão Tarifária

Este item não sofreu atualização frente ao apresentado no Relatório da Proposta entregue em 27/11/2017, sendo mantido o valor de R\$ 25,18 milhões (moeda dez/16).

11. Compensação de Custos Autorizados pela Agência Reguladora

Este item não sofreu atualização frente ao apresentado no Relatório da Proposta entregue em 27/11/2017, sendo mantido o valor de R\$ 3,65 milhões (moeda dez/16).

12. Do 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão

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

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

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

Nesse sentido, visando esclarecer o descrito acima, tem-se que, no momento da privatização o valor mínimo fixado para o leilão era de R\$ 423 milhões e o valor das



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

ações com base no patrimônio líquido contábil (31/12/1996) era de R\$ 157,1 milhões. A diferença entre esses valores resulta no valor do intangível de R\$ 265,9 milhões, que passou a compor a base de cálculo da remuneração dos ativos da Concessionária, para efeitos de fixação e revisão de tarifas. Cabe comentar que o valor pago pela Concessão foi de R\$ 464,2 milhões, onde o montante de R\$ 41,2 milhões pagos acima do valor mínimo estabelecido, corresponde ao valor do ágio que não foi reconhecido para fins de remuneração.

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

1. O valor da outorga compensatória estabelecido pelo Poder Concedente de R\$ 152,49 milhões corresponderia ao “valor mínimo”;

2. O valor pago pela outorga do novo direito originado pela celebração do 3º Aditivo Contratual foi de R\$ 152,49 milhões, por se tratar do valor justo, certo e acordado entre as partes; e

3. O valor contábil desse direito, o momento anterior a celebração do 3º Aditivo Contratual é nulo, pelo fato do direito ainda não existir.

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

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

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

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

Assim, conclui-se que o Aditivo é parte integrante do Contrato, podendo alterar cláusulas, especialmente de investimentos, que se traduzem em políticas de Estado. Os



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Contratos de Concessão por natureza são contratos incompletos, dada sua longa duração, sendo os aditivos meios idôneos para sua alteração (Lei 8666/93 - art. 65, I e Lei 8987/1995 - art. 23, V), a rigor, tentar impor uma interpretação restritiva de Aditivos em face do Contrato original é não considerar a autonomia do Estado e a bilateralidade do pacto em desconformidade com as disposições legais anteriormente mencionadas.

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

13. Índice de Reposicionamento Tarifário – m

O Fluxo de Caixa Livre da Empresa foi adotado pela Agência Reguladora para determinação do Índice de Reposicionamento Tarifário – m, desde a 1ª Revisão Quinquenal de Tarifas Limite. Ou seja, a interpretação utilizada pela Agência Reguladora Estadual é da utilização de investimentos futuros, ou seja, uma metodologia de “forward looking”. A presente proposta, adotou a mesma metodologia.

Cabe explicar que o FCLE permite equilibrar os ingressos com as saídas ao longo do período tarifário. Conforme demonstrado nas Revisões Quinquenais de Tarifas Limite passadas, parte-se do princípio que a Concessionária adquire um ativo inicial, chamada de Base Inicial de Ativos (BRAi), que é o valor da Base de Remuneração de Ativos Projetada para o ano de 2018, compreendendo a Base de Remuneração de Ativos de 2016 acrescida dos ativos depreciados do ano de 2017, e vende-o, ao final do período em questão, pelo seu valor residual, chamado Base de Ativos Final (BRAf), que é a Base de Remuneração de Ativos Projetada para o ano de 2022. A BRAf é obtida a partir da BRAi, agregando os investimentos e diminuindo as depreciações projetadas. Utilizando essas informações, além das receitas, dos custos, dos investimentos projetados, e outras compensações pertinentes, calcula-se o valor presente de cada um desses fluxos financeiros utilizando a taxa de remuneração de capital como taxa de desconto. Com esses valores calcula-se o índice m conforme ilustrado na Tabela 20 abaixo. Cabe ressaltar que os fluxos financeiros que compõem o FCLE estão expressos depois dos impostos.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Tabela 20 - Determinação de m para Quinquênio 2018-2022

moeda dez/16	Taxa de Remuneração =					10,87%
CEG	Ano					Valor
Valores em MR\$	2018	2019	2020	2021	2022	Presente
I = 0,66*Margem Não Reposicionada	693,19	635,77	635,70	638,32	641,85	2.414,51
II = 0,66*Custos e Despesas Operacionais	359,79	366,18	374,30	378,33	384,45	1.376,94
III = 0,66*Receitas Correlatas	14,79	14,96	15,17	15,43	15,70	56,23
IV = 0,34*Depreciação	64,38	65,13	67,00	68,23	69,57	246,90
V = 0,34*Juros s/ Capital Próprio	25,51	30,56	29,80	29,05	28,31	105,86
VI = Investimentos	152,95	157,16	184,78	172,74	165,37	614,44
VII = Compensação de Retroatividade	25,18					
VIII = Gastos Processos Regulatórios	3,65					
IX = Base Inicial	3.729,53					
X = Base Final					3.579,29	2.136,62
XI = Compensação Investimentos Não realizados 2013-2017	95,03					
m = VP (Receita Requerida) / VP (0,66*Margens Não Reposicionadas)						
m = [IX + VP(II) - VP(III) - VP(IV) - VP(V) + VP(VI) - VII + VIII - VP(X)] / VP(I)						1,3062
						30,62%
m' = VP (Receita Requerida - Comensação Invest. Não Realizados) / VP (0,66*Margens Não Reposicionadas)						
m' = [IX + VP(II) - VP(III) - VP(IV) - VP(V) + VP(VI) - VII + VIII - VP(X) - XI] / VP(I)						1,2668
						26,68%
Índice comensação de receita requerida por investimentos não realizados no quinquênio anterior						
IC = (m' / m) =						0,9699
						-3,01%

O “IC” de - 3,01% calculado acima, corresponde ao índice de compensação da receita requerida em função dos investimentos não realizados no quinquênio anterior. Ele é obtido da divisão entre o índice de reposicionamento de margens (m’), ajustado pelo “Saldo da Compensação dos Investimentos não realizados”, cujo cálculo está demonstrado no item 8.2 deste Relatório, e o índice de reposicionamento de margens (m).

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

14. Estrutura Tarifária Proposta

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

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

Os valores unitários das margens limite de cada faixa de consumo foram reposicionadas conforme o fator de reposicionamento de margem (Fator m) proposto para a 4ª Revisão Tarifária.

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



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

• Para o segmento “Comercial e Outros” e para o segmento “Industrial”, foi realizada a redução das tarifas no intuito de fornecer tarifas mais competitivas com os energéticos substitutos e contribuir para o desenvolvimento econômico do Estado do Rio de Janeiro, baseado em uma fonte de combustível limpo e seguro. Observa-se que, em pequenos e médios comércios, a pouca competitividade do gás unida ao desconhecimento da legislação e normas de segurança contribuiu para a utilização de outros combustíveis que necessitam de armazenamento local, incrementando o risco de acidentes. Em relação a estrutura tarifária vigente, a margem proposta está sofrendo uma redução em torno de - 45%, para o segmento comercial, e em torno de - 10% a - 18%, para o segmento industrial. Estas reduções de margem resultam em reduções na tarifa final de -31% a - 33% para o segmento comercial e de -2,2% a -6,2% para o segmento industrial.

• Para o segmento de “Geração Distribuída”, foi realizada a eliminação das diferentes faixas de consumo e a criação de uma faixa única de consumo, visando fomentar a competitividade deste segmento.

• Para o segmento Petroquímico, foi realizada a criação de faixas de consumo, em substituição à faixa única, visando adaptar a estrutura tarifária a diferentes níveis de consumo do energético.

• Foi criado o segmento “Geração Distribuída Emergencial”, visando dar o correto sinal tarifário para essa eventual utilização.

• Para o segmento “Residencial” e para o segmento veicular “GNV e GNV Transporte Público”, o redesenho tarifário resultou em incremento de margem, em torno de +4% no caso do segmento residencial e +36% no caso do segmento veicular, que resultam em pequenos incrementos na tarifa final de cerca de +3,5% para o segmento residencial e de + 5% para o segmento veicular.

• As tarifas propostas para os demais segmentos não sofrem nenhuma alteração em relação às tarifas vigentes atualmente.

• Cabe mencionar que a atual estrutura tarifária para consumidores livres terá sua nomenclatura ajustada para incorporar também as figuras dos agentes autoprodutores e auto importadores.

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

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



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

alocado e os tributos incidentes vigentes na ocasião da entrega do presente documento”.
(Grifos como no original).

Diante do Relatório Complementar à Proposta, apresentado pela CEG, a PETROBRAS enviou solicitação¹⁷⁵ a esta Agência para que o Cronograma da Revisão em curso seja revisto, com a consequente postergação das suas etapas, a fim de possibilitar maior tempo hábil para a análise dos autos pelos interessados, bem como o adiamento, também, da Audiência Pública em voga.

Adiante, tem-se **Requerimento Administrativo**¹⁷⁶, elaborado pelo **Escritório de Advocacia Siqueira Castro, representante legal da CEG**, com pedido de efeito suspensivo. Na referida manifestação, a Concessionária se insurge contra o Relatório Final (Produto 4) da Consultoria – UFF, em especial ao cenário em que a Consultoria desconsidera o 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão para o cálculo da remuneração da Base de Ativos Regulatórios, rogando, também, pela suspensão do Cronograma Revisional. Segue, abaixo, transcrição resumida do Requerimento. Confira-se:

“(…) Como sabido, essa respeitada Agência divulgou recentemente, no âmbito do presente processo de revisão quinquenal tarifária, o Relatório Final do Produto 4 elaborado pela Universidade Federal Fluminense, consultoria externa contratada por essa AGENERSA, datado de 20/08/2018, em prosseguimento ao cronograma definido por essa Autarquia para o mencionado procedimento.

Sem prejuízo de outros comentários e divergências que serão oportunamente deduzidos pela Concessionária, causou especial perplexidade e preocupação a previsão, no dito Relatório, de dois cenários para o cálculo da remuneração da base de ativos regulatórios, sendo um deles pautado na desconsideração do 3º Termo Aditivo ao contrato de Concessão. A razão dessa simulação seria a existência de contribuições endereçadas por associações de usuários em sede de audiência pública realizada por essa r. Agência, com críticas à validade daquele aditamento contratual.
(…)

Conforme se constata, a consultoria externa contratada por essa r. AGENERSA ofereceu aos trabalhos da presente revisão quinquenal tarifária cenário no qual “não são considerados os efeitos” do 3º Termo Aditivo, utilizando-se a mesma expressão empregada pela UFF em seu documento.

Permita-se ressaltar que a mera previsão da referida hipótese, promovida no âmbito de um processo com a sensibilidade e a importância de uma revisão periódica de tarifas, e partindo-se da entidade que foi contratada como um expert para orientar

¹⁷⁵ Carta GIA-RGN/ARX 0551/2018 da PETROBRAS, às fls. 4.353/4.354.

¹⁷⁶ Requerimento Administrativo da CEG, elaborado por seu patrono, Escritório de Advocacia Siqueira Castro, às fls. 4.355/4.369.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

e sustentar tecnicamente os trabalhos dessa e inaceitável insegurança jurídica e econômico-financeira, de vultosas dimensões.

Com efeito, do ponto de vista econômico-financeiro, a hipótese de desconsideração do 3º Termo Aditivo, admitida pela UFF, produz impactos em elementos absolutamente sensíveis da economia da concessão.

Em primeiro lugar, a desconsideração do 3º Termo Aditivo teria a condão de elevar de R\$ 69 milhões para R\$ 251 milhões o montante de subinvestimento indicado pela UFF no período 2013-2017.

Ademais, a base de ativos regulatórios submetida à remuneração sofre um encolhimento de 9% (nove por cento) caso ignorada a outorga compensatória fixada no 3º Termo Aditivo e adimplida pela Concessionária em (três) parcelas de R\$ 50.830.000,00 (cinquenta milhões oitocentos e trinta mil reais).

Por fim, segundo reconhecido pela UFF em seu Relatório, “quando os efeitos do 3º termo aditivo não são considerados, a margem de distribuição sofre reajuste negativo de -2,53%”, o que conduziria a uma redução significativa da base tarifária.

Como se verifica a gravidade do impacto econômico-financeiro que o referido cenário pode ocasionar apresenta-se notória e inquestionável, a ponto de periclitarem a equação contratual e impor à Concessionária lesões enormíssimas.

Todavia, como salientado, a defesa da economia do contrato não é a única e nem mesmo a maior preocupação em questão. Causa verdadeira perplexidade a assunção, em um relatório de uma consultoria especializada, da hipótese de não consideração dos efeitos econômico-financeiros de um aditivo contratual legitimamente celebrado entre o Poder Concedente e a Concessionária. O risco de abalo da confiança institucional e da indispensável segurança jurídica nas relações entre Poder Concedente, de um lado, e os delegatários da prestação de serviço público concedido, de outro, chega a ser teratológico. (...)

Convém consignar, nessa linha de convicções, que o 3º Termo Aditivo se originou de regular processo administrativo instaurado para o exame da matéria sob todos os pontos de vista pertinentes, em especial o técnico, o jurídico, o econômico e o político. (...)

Conforme expressamente registrado em despacho de fls. 253 daquele processo administrativo, da lavra do então Exmo. Sr. Secretário de Estado Chefe da Casa Civil, a dita minuta refletia o estágio de negociação entre as partes para a formalização da alteração contratual e incorporou o pagamento de outorga compensatória pelas Concessionárias CEG e CEG RIO ao Estado, “como decorrência das alterações que se pretende efetivar nos respectivos contratos de concessão.” (...)

Após isso, restou acostado ao processo o 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão já devidamente subscrito por todas as partes (fls. 267/272), com a comprovação de publicação de extrato em Diário Oficial às fls. 273, mantendo-se o tratamento regulatório acima mencionado, no sentido de enquadrar a outorga



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

compensatória como um ativo intangível integrante da base de ativos regulatórios, a ser remunerado por tarifa.

Aperfeiçoada a celebração da dita alteração contratual, o que bastaria para o tema ora versado perante essa Agência Reguladora, permite-se ainda aduzir que a previsão da figura da outorga compensatória, como contrapartida hábil a viabilizar a substituição de investimentos no âmbito da presente concessão, foi posteriormente conhecida e analisada, sob diversos aspectos, por outros órgãos da estrutura do Poder Executivo estadual. Isso ocorreu em virtude de operação de cessão de créditos realizada pelo Estado a instituições financeiras públicas, no contexto do programa de recuperação financeira desse Ente da Federação. (...)

Enfim, o presente relato tem o condão de demonstrar que a alteração contratual consolidada há 5 (cinco) anos foi sobejamente discutida e analisada, em diferentes instâncias do Poder Executivo do Estado do Rio de Janeiro, com absoluta transparência e esmerada fundamentação, percorrendo o devido processo legal administrativo para a formalização do ato. Em todos os estágios percorridos, a viabilidade, a legalidade e o interesse público na sua celebração foram testados sem que se levantasse qualquer impedimento conducente à formalização do 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de que se trata.

A sólida e percuciente instrução do procedimento de conclusão do 3º Termo Aditivo deixa ainda mais descabida a conjectura levantada pela UFF, quanto à negativa de aplicação de disposições contratuais claras, objetivas e idôneas, estabelecidas pela Autoridade máxima do Executivo estadual.

Com efeito, impende assinalar que a dicção do 3º Termo Aditivo é rigorosamente clara e objetiva sem margem para variações de interpretação, em relação ao tratamento regulatório a ser conferido à contraprestação (outorga compensatória) de resto já adimplida pela Concessionária.

Por meio da alteração contratual aperfeiçoada há 5 anos, “o valor pago a título de contraprestação será considerado como ativo intangível regulatório e, dessa forma, será considerado na base de cálculo da remuneração dos ativos da CONCESSIONÁRIA para efeitos de fixação e revisão das tarifas”.

*Como bem se vê o exercício hipotético realizado pela UFF, ao propor cenário alternativo sem a remuneração da outorga compensatória, pressupõe a possibilidade de uma insólita **ruptura contratual**, que direciona a presente revisão tarifária para um ambiente de grave insegurança jurídica e que faz lembrar a célebre frase atribuída ao ex-Ministro da Fazenda PEDRO MALAN: “**No Brasil, até o passado é incerto!**” (...)*

Nada mais essencial para um processo de revisão de tarifas que o primado de segurança jurídica. Nesse contexto, será estabelecido o futuro da concessão pelos próximos 5 (cinco) anos, com reflexos diretos sobre todo o restante do prazo contratual. Além disso, é natural que estes processos recomendem a formalização de termos aditivos, o que realça a indispensabilidade da certeza do cumprimento de tais aditamentos, máxime por esse E. Ente Regulador. A segurança jurídica funciona, enfim, como a base do Estado de Direito. (...)



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

*Importante ressaltar que a simulação de cenário em patente afronta ao disposto no 3º Termo Aditivo também constitui **comportamento contraditório** da própria UFF no âmbito de seu Relatório, a colocar em xeque a validade e justiça de seus pronunciamentos.*

Isso porque, ao analisar a mesma base de ativos regulatórios, fazendo uso, indispensavelmente, das previsões contratuais, a UFF consignou, às fls. 85/86 do Relatório, a sua discordância quanto à redação da Cláusula Sétima, § 6º, do Contrato de Concessão, no que se relaciona à inclusão da depreciação dos investimentos imobilizados na base de ativos regulatórios. No entanto apesar da expressa manifestação contrária formulada por aquela Consultoria, reconheceu-se a necessidade de aderência aos ditames contratuais. (...)

Com efeito, andou bem a UFF nesse ponto em específico, ao acatar integralmente os termos do contrato sem maiores divagações. A observância às cláusulas e condições contratuais é o porto seguro do Poder Concedente, da Concessionária e dos usuários, competindo a essa Agência a tutela desse pilar regulatório. No contendo de revisão tarifária que ora se aprecia, não há porque proceder-se de outro modo. (...)

*Com o fito de bem delimitar a chamada “gestão contratual”, o ilustre autor ainda teve o cuidado de salientar que o dever de zelar pelo cumprimento do contrato não resvala em qualquer ingerência em matéria de alteração destas avenças, ao consignar que a “a alteração contratual é um ato de renegociação, equivalendo a um replanejamento da concessão, e isso resulta de uma **decisão política, que deve escapar à competência das agências**”.*

Em suma: não cabe ao órgão regulador sub-rogar-se nas competências próprias e indeclináveis do Poder Concedente para, ao seu alvedrio, questionar ou deixar de aplicar cláusulas e condições do contrato de concessão e seus aditivos, cujos termos não lhe cumpre ditar, tampouco alterar ou desconsiderar.

Convém pontuar que a função de guardião dos acordos celebrados pelo Poder Concedente e rotineiramente lembrada e reafirmada nos julgados dessa Agência, à luz da sua importância para a preservação do ambiente regulatório. (...)

Em face desse acervo de ponderações, espera-se que essa Agência, sempre sensível à necessidade de respeito aos contratos de concessão e à luz da literalidade do 3º Termo Aditivo, afaste desde já o cenário alternativo proposto pela UFF e ora questionado, para, desse modo, garantir a inclusão da outorga compensatória na base de ativos regulatórios e, nessa condição, efetivar a sua remuneração por meio da contrapartida tarifária a ser deliberada.

Pelo exposto, diante dos gravíssimos riscos associados e consequentes à hipótese aventada pela UFF, no sentido de excluir a outorga compensatória da base de ativos regulatórios, impedindo-se, conseqüentemente, a sua efetiva remuneração por meio da nova tarifa a ser fixada neste processo revisional, o que fere a literalidade da Cláusula Segunda, item 2.1.2, do 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, requer a Concessionária se digne essa AGENERSA deliberar de forma cabal e in continenti



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

sobre a inviabilidade jurídica e econômico-financeira desse cenário alternativo alvitrado pela UFF.

Tem-se aí questão lógica antecedente e prejudicial de qualquer exame de mérito da mensuração da tarifa a vigor pelo próximo quinquênio. Isto posto, considerando se tratar de patente pressuposto da regular continuidade da presente 4ª Revisão Quinquenal Tarifária, e tendo em vista o curso do cronograma fixado por essa r. Agência para a tramitação deste processo, com a inevitável preclusão de etapas, requer-se, ainda, a manifestação dessa Autarquia em prazo não superior a 30 (trinta) dias, operando-se desde já a suspensão do dito cronograma. (...). (Grifos como no original).

A PETROBRAS, em nova Carta¹⁷⁷ enviada a esta Autarquia, apresentou sua manifestação acerca do Relatório Complementar à Proposta Revisional da CEG, abordando os seguintes tópicos: **i)** Taxa de Remuneração; **ii)** Projeção da Demanda – Segmento Termelétrico; **iii)** Custos Operacionais; **iv)** Investimentos; **v)** Base de Remuneração de Ativos (BRA); **vi)** Ramal Dedicado; **vii)** Desconto Taxa de Comercialização; **viii)** Volume Termelétrico subestimado na Terceira Revisão Tarifária; **ix)** Reposicionamento Tarifário; e **x)** Anexo: Carta OMS 0254/DGL/2018.

O Poder Concedente, mediante envio de Ofício¹⁷⁸ a esta Reguladora, teceu algumas considerações sobre a Revisão em curso, abaixo transcritas:

“(...) Sem prejuízo dos comentários anteriormente feitos pelo Poder Concedente acerca da proposição inicial, registramos nossa surpresa pela ausência de previsão de investimentos para construção de conexão de gás natural às usinas termelétricas vencedoras das licitações elaboradas pelo Governo Federal, nos municípios de Macaé e São João da Barra.

Por oportuno, lembramos que tratam-se de três empreendimentos, a saber: UTE Novo tempo, com 1.338 MW, prevista para entrar em operação em janeiro de 2021, UTE Açú III, com 1.673 MW e UTE Vale Azul II, com 466 MW, ambas com teste de energização previsto para dezembro de 2022.

Face ao exposto, sugerimos à AGENERSA que avalie a forma mais adequada para que esses investimentos e os correspondentes volumes de gás natural, sejam refletidos na 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas da CEG, sem onerar os demais consumidores.

Outro ponto que merece destaque no supracitado Relatório Complementar refere-se ao fato da Concessionária CEG ter excluído a projeção de investimento em gasoduto de conexão com planta de biometano sob a argumentação de depender de aditivo contratual, contrariando o disposto na Lei Estadual nº6.361/2012. Dessa forma,

¹⁷⁷ Carta GIA RGN/ARX 0567/2018 da Petrobras, às fls. 4.370/4.384.

¹⁷⁸ Ofício Casa Civil nº 1.037/2018 do Poder Concedente, às fls. 4.385/4.386.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

solicitamos à AGENERSA que desconsidere a exclusão proposta equivocadamente pela Concessionária”.

Instada a se manifestar acerca do Requerimento Administrativo formalizado pela Concessionária, com patrocínio do Escritório de Advocacia Siqueira Castro, a **Procuradoria desta Reguladora** se manifestou por meio da **Promoção FMMM nº 16/2018**¹⁷⁹, opinando, como segue:

“(…) 1. Trata-se de Requerimentos Administrativos c/c pedidos de concessão de efeito suspensivo formalizados pelas Concessionárias CEG e CEG RIO, sob o patrocínio do escritório Siqueira Castro, bojo dos quais apresentam irresignações aos efeitos do Relatório Final (Produto 4) elaborado pela Universidade Federal Fluminense (UFF), consultora externa contratada pela AGENERSA para auxiliar nos procedimentos concernentes às revisões quinquenais, ora em curso.

2. Aduzem, em suas razões preliminares, que a consultoria apresenta dois cenários opostos entre si para o cálculo da remuneração decorrente da “outorga”, que foi prevista pelo 3º Termo Aditivo, na base de ativos regulatórios. Panorama este que coloca em xeque os vetores da segurança jurídica, legalidade e confiança legítima.

3. Sobre o tema, argumentam que a UFF considera, de um lado, os efeitos do 3º Termo Aditivo, incorporando a base o pagamento da outorga e, por outro, o pagamento da outorga não seria incluído na base de remuneração, especialmente porque a validade do aditamento ao instrumento concessivo teria sido questionada na penúltima audiência pública sobre o tema em voga.

4. É com esse intuito, que as postulantes rogam o afastamento em caráter preliminar dos riscos associados à hipótese levantada pela UFF – exclusão da outorga compensatória da base de ativos regulatórios e incompatibilidade, pois, com a literalidade da Cláusula Segunda, item 2.1.1, do 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão. Em decorrência, requerem o provimento pela AGENERSA quanto à inviabilidade jurídica e econômico-financeira deste cenário alternativo apresentado pela consultoria contratada.

5. Justificam seus pleitos como uma questão prejudicial à regular continuidade da 4ª Revisão Quinquenal Tarifária, bem como em respeito à preclusão de etapas processuais. Nesse escopo, pugnam pela manifestação da AGENERSA em prazo não superior a 30 (trinta) dias, operando-se, desde já, a suspensão do cronograma que informa as etapas de desenvolvimento das atividades que compõem às revisões quinquenais.

6. Inicialmente, salta aos olhos que, segundo a Constituição Federal, por meio do art. 5º, XXXIV, alínea “a”, é assegurado a todos o direito de petição aos poderes público em defesa de direitos ou contra ilegalidade ou abuso de poder. Ou seja, qualquer pessoa possui o direito constitucional de levantar uma dada questão junto

¹⁷⁹ Promoção da Procuradoria da AGENERSA FMMM nº 16/2018, às fls. 4.387/4.389.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

aos poderes públicos, a qual demanda uma reorientação da situação atual que pode se considerar atentatória à legalidade e aos interesses públicos e privados.

7. Trata-se de um verdadeiro corolário do exercício do contraditório, que assegura aos litigantes em processo judicial ou administrativo, e aos acusados em geral, a ampla defesa com os meios e recursos a ela inerentes. Mais do que isso, é um princípio constitucional que assegura isonomia entre as partes no processo.

8. Falar de isonomia processual implica na obrigatoriedade de dar publicidade e, portanto, reconhecimento da existência do peticionamento e de todos os atos do processo, às partes para que possam, no escopo da paridade de armas processuais, reagir aos atos que lhes forem desfavoráveis. Como se vê, há correlação direta entre o contraditório e a isonomia, razão pela qual esta Procuradoria opina pela notificação de toda a cadeia dos denominados interessados processuais (participantes) das revisões quinquenais em andamento, para que possam se pronunciar, pelo prazo de 05 (cinco) dias úteis, sobre os atos narrados pelas Concessionárias CEG e CEG RIO.

9. Para o cumprimento do disposto acima, esta Procuradoria sugere seja publicizada no Diário Oficial o inteiro teor da petição em esquete, no intuito de aproximar todos os particulares e agentes públicos para os atos públicos que ostentam condições de atingir a esfera jurídica de terceiros e, mais particularmente, maior transparência e o alentar para aquilo que ocorre no seio da Administração Pública, conferindo um vislumbre maior dos atos públicos. Tal medida protege, a um só tempo, o interesse público, a moralidade administrativa e a dignidade da pessoa humana.

10. Outrossim, quanto aos pedidos de suspensão dos cronogramas que informam as etapas de desenvolvimento das atividades que compõem às revisões quinquenais das Concessionárias CEG e CEG RIO, esta Procuradoria opina favoravelmente pelas suspensões pleiteadas, eis que a matéria envolve sérios embates quanto à adequada interpretação dos efeitos do 3º Termo Aditivo ao Instrumento Concessivo. Vale lembrar que a suspensão que se requer é a melhor para melhor salvaguarda do interesse público”. (Grifos como no original).

Diante do Requerimento Administrativo formulado pela CEG e da manifestação da Procuradoria da AGENERSA, esta Agência comunicou¹⁸⁰ à Regulada o **deferimento da suspensão do Cronograma da Revisão Quinquenal** em curso.

Tendo em vista **Audiência Pública** – realizada em 03/10/2018 – a Secretaria Executiva enviou¹⁸¹, para regular juntada aos autos, as **Contribuições (“slides”)** dos Interessados acerca do Relatório Geral Complementar à 4ª Revisão da CEG, ora analisada. Desse modo, para as Consulta e Audiência Públicas em tela, tem-se as seguintes Contribuições: **i)** Concessionárias CEG e CEG Rio (fls. 4.394/4.406); **ii)** NOVIX (às fls.

¹⁸⁰ Ofício AGENERSA/PRESI nº 486/2018, às fls. 4.390.

¹⁸¹ CI AGENERSA/SECEX nº 759/2018, às fls. 4.392/4393. (Documentos Anexos: fls. 4.394/4.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

4.407/4.411); **iii**) Escritório de Advocacia Siqueira Castro (fls. 4.412/4.425); **iv**) Consultoria – UFF (fls. 4.426/4.451); **v**) PETROBRAS (fls. 4.452/4.456); **vi**) ABIVIVRO (fls. 4.457/4.474 e fls. 4.516/4.520); **vii**) FIRJAN (fls. 4.475/4.480 e fls. 4.542/4.546); **viii**) Consultoria CEG – PSR (fls. 4.481/4.491); **ix**) Centro Brasileiro de Infraestrutura – CBIE (fls. 4.492/4.499); **x**) ZENERGAS (fls. 4.500/4.508); **xi**) ABRACE (fls. 4.509/4.515 e fls. 4.547/4.5562); e **xii**) Thymos Energia (fls. 4.521/4.541).

Em continuidade, consta cópia da Lista de Presença¹⁸² da mencionada Audiência Pública, realizada por esta Reguladora no dia 03/10/2018, para ampla e transparente discussão, pela sociedade e todos os interessados, acerca da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas das Concessionárias CEG e CEG Rio.

Mediante envio de Correspondência Interna¹⁸³, a Presidência desta Agência enviou à SECEX cópias dos – já relatados – Requerimento Administrativo formulado pela CEG e Promoção da Procuradoria da AGENERSA FMMM nº 16/2018 – a Promoção, aprovada em Reunião Interna¹⁸⁴ pelo Conselho Diretor – solicitando a disponibilização do inteiro teor dos mesmos no sítio eletrônico desta Agência.

Dessa forma, além da disponibilização do inteiro teor das manifestações acima citadas – Requerimento Administrativo da CEG e Promoção da Procuradoria da AGENERSA – a Secretaria Executiva enviou e-mails¹⁸⁵ para todos os interessados envolvidos no presente trabalho revisional em apreço. Na oportunidade, deu-se ciência de tais peças processuais, e oportunizou-se prazo para que os interessados, querendo, apresentassem suas Contribuições no que se refere aos Requerimento e Promoção em voga. Por fim, informou-se, ainda, a suspensão dos Cronogramas das Revisões Quinquenais das Concessionárias CEG e CEG Rio. Nesse passo, foi enviado e-mail aos seguintes Interessados: **i**)SINDISAL (fls. 4.582/4.583); **ii**) ABIVIDRO (fls. 4.584/4.586); **iii**) ABEGAS (fls. 4.587/4.588); **iv**) ABIOGAS (fls.4.589/4.590); **v**) ABIQUIM (fls. 4.591/4.592); **vi**) ABRACE (fls. 4.593/4.594); **vii**)PETROBRAS (fls. 4.595/4.596); **viii**)

¹⁸² Cópia da Lista de Presença da Audiência Pública, realizada pela AGENERSA no dia 03/10/2018, às fls. 4.563/4.567.

¹⁸³ CI PRESI/AGENERSA nº 567/2018, às fls. 4.570. (Anexos: Cópia Requerimento Administrativo da CEG, às fls. 4.571/4.578 e Cópia Promoção da Procuradoria da AGENERSA, às fls. 4.579/4.581).

¹⁸⁴ Ata da 22ª Reunião Interna da AGENERSA do Ano de 2018, às fls. 4.722, enviada por meio da CI AGENERSA/SECEX nº 1.830/2018, às fls. 4.721.

¹⁸⁵ Cópias dos e-mails enviados por esta Reguladora aos Interessados na presente Revisão, às fls. 4.582/4.606.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

FIRJAN (fls. 4.597/4.600); **ix)** IBP (fls. 4.601/4.602); **x)** CDGN (fls. 4.603/4.604); e **xi)** NEOGAS (fls. 4.605/4.606).

Consta nos autos pedido¹⁸⁶ de disponibilização de cópia da Promoção da Procuradoria da AGENERSA FMMM nº 16/2018, formulada pelo Escritório de Advocacia Siqueira Castro. Consta, também, o envio de Ofícios¹⁸⁷ pela Presidência desta Autarquia para o Poder Concedente dando ciência sobre o teor acima relatado, em outras palavras, ciência acerca do Requerimento e Promoção em tela, informando prazo para, querendo, apresentar manifestação e informando a suspensão do Cronograma da Revisão. No segundo Ofício, esta Reguladora solicitou informações no que tange à Proposta de Antecipação de Prorrogação dos Contratos, tendo em vista as tratativas em andamento, entre a CEG e o Poder Concedente, informadas pela Concessionária.

Ato contínuo, foi enviado novo Ofício¹⁸⁸ à Concessionária, solicitando manifestação em relação ao posicionamento do Poder Concedente no que tange a necessidade da inclusão de determinados empreendimentos no Plano de Investimentos da Delegatária. Após, tem-se cópias das publicações¹⁸⁹, via DOERJ, desta Autarquia para: dar ciência quanto ao Requerimento Administrativo da CEG e à aprovação, pelo Conselho Diretor, da Promoção da Procuradoria da AGENERSA; conceder 5 (cinco) dias de prazo para manifestação dos interessados, caso queiram; e informar a suspensão temporária do Cronograma das 4^{as} Revisões Quinquenais em curso.

Objetivando receber informações acerca dos Projetos das Termelétricas com previsão de construção no Estado do Rio, esta Agência enviou Ofícios¹⁹⁰ aos Representantes das UTE's, informando a necessidade de inclusão dos empreendimentos das UTE's – Vale Azul II e Novo Tempo – no Plano de Investimentos das Concessionárias CEG e CEG Rio, para a 4^a Revisão Quinquenal de Tarifas. Assim, visando o atendimento à solicitação do Poder Concedente, esta Reguladora solicitou “*o encaminhamento do projeto base contendo a descrição pormenorizada, o valor total do empreendimento, potência, extensão e valor do*

¹⁸⁶ Manifestação com pedido do Escritório de Advocacia Siqueira Castro, às fls. 4.607.

¹⁸⁷ Ofício AGENERSA/PRESI nº 488/2018, às fls. 4.608; e Ofício AGENERSA/PRESI nº 498/2018, às fls. 4.609.

¹⁸⁸ Ofício AGENERSA/PRESI nº 499/2018, às fls. 4.610.

¹⁸⁹ Publicações da AGENERSA no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, às fls. 4.613; e fls. 4.615, enviadas por meio das CI AGENERSA/SECEX nºs 1.766/2018; e 1.768/2018, às fls. 4.612; e fls. 4.614.

¹⁹⁰ Ofício AGENERSA/PRESI nº 513/2018, às fls. 4.616; e Ofício AGENERSA/PRESI nº 514/2018, às fls. 4.617.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

duto dedicado, data de início e término da construção, período de teste, expectativa de consumo e demais informações necessárias”.

Em Ofício¹⁹¹ enviado à Concessionária, esta Agência informa, novamente, acerca da disponibilização, no sítio eletrônico da AGENERSA, da Promoção da Procuradoria da AGENERSA FMMM nº 16/2018, tendo em vista o Requerimento Administrativo formulado pela mesma. Oportunamente, tem-se, ainda, cópia (“*print da tela*”) do mencionado *site*, com a indicação da Promoção da Procuradoria – bem como das demais manifestações constantes no presente feito, também disponíveis para acesso.

Considerando o prazo ofertado por esta Reguladora para que os interessados, caso desejassem, apresentassem suas **Contribuições**, tendo em vista o Requerimento Administrativo da CEG e a Promoção da Procuradoria da AGENERSA, foram enviadas¹⁹² as seguintes manifestações: **i)** ABEGÁS¹⁹³ (fls. 4.621/4.623); **ii)** ABRACE¹⁹⁴, representada pelo Escritório Mundie Advogados (fls. 4.624/4.650); **iii)** PETROBRAS¹⁹⁵ (fls. 4.653/4.655); **iv)** COMGAS (fls. 4.656/4.657); **v)** ABIVIDRO (fls. 4.658/4.663); **vi)** SINDISAL (fls. 4.670/4.674); e **vii)** ZENERGAS (fls. 4.703/4.713).

Tem-se, ainda, os pedidos de prorrogação do citado prazo, realizados pela ABRACE e pelo Escritório de Advocacia Siqueira Castro – patrono da CEG¹⁹⁶. O Escritório requereu, ainda, que esta Autarquia enviasse notificação ao Poder Concedente para análise e, querendo, manifestação nos autos, como signatário do 3º Termo Aditivo em tela. Tais solicitações foram devidamente respondidas por esta Reguladora mediante envio de Ofícios:¹⁹⁷ à ABRACE, informando o indeferimento do pleito, uma vez que a Associação já havia se manifestado através do Escritório Mundie Advogados; e à Concessionária, indeferindo a solicitação de envio de pedido de manifestação ao Poder Concedente, uma vez que tal pedido já foi devidamente enviado no Ofício AGENERSA/PRESI nº 488/2018 – já relatado. Foi enviado à Concessionária, também, as Contribuições elaboradas pelos interessados, com indicação de prazo para resposta da CEG, se assim desejasse.

¹⁹¹ Ofício AGENERSA/PRESI nº 515/2018, às fls. 4.618/4.620.

¹⁹² CI AGENERSA/SECEX nº 1.817/2018, às fls. 4.665.

¹⁹³ Carta CT 109/18 da ABEGAS, às fls. 4.621/4.623.

¹⁹⁴ Carta COR-DIR-044-11102018 da ABRACE, às fls. 4.624/4.6650.

¹⁹⁵ Carta GIA-RGN/ARX 0593/2018 da PETROBRAS, às fls. 4.653/4.655.

¹⁹⁶ Manifestações com pedidos do Escritório de Advocacia Siqueira Castro, às fls. 4.651/4.652; e às fls. 4.668/4.669.

¹⁹⁷ Ofício AGENERSA/PRESI nº 523/2018, às fls. 4.664; Ofício AGENERSA/PRESI nº 527/2018, às fls. 4.717; e Ofício AGENERSA/PRESI nº 528/2018, às fls. 4.719.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

O Poder Concedente enviou Ofício¹⁹⁸ a esta Reguladora, fazendo referência ao Ofício AGENERSA/PRESI nº 498/2018 – já relatado – meio pelo qual esta AGENERSA “*manifesta não ter ciência se as Concessionárias CEG e CEG Rio já apresentaram Proposta de Antecipação dos Contratos de Concessão ao Poder Concedente*”. E seguiu, encaminhando, em anexo, cópia da Carta enviada pela CEG ao Poder Concedente – Carta PRESI-007/2018, datada de 21/06/2018 – contendo a referida manifestação de interesse das Concessionárias, para ciência do inteiro teor da mesma por esta Reguladora.

Em resposta¹⁹⁹ à solicitação desta Autarquia, a Marlim Azul Energia S.A. apresentou documentação referente à sua Usina Termelétrica – UTE Marlim Azul, como segue: **i)** Descrição do Investimento Estimado e Cronograma Físico do Empreendimento; **ii)** Memorial Descritivo da Usina Termelétrica Marlim Azul – 565,5 MW; **iii)** Planta Técnica da Usina; e **iv)** Memorial Descritivo do Ramal de Gás – Gasoduto.

O Escritório de Advocacia Siqueira Castro, enviou manifestação²⁰⁰ visando juntar aos autos Procuração, em que a Concessionária CEG constitui como seus procuradores, no âmbito do presente Regulatório, os Advogados do referido Escritório de Advocacia. Tem-se, também, solicitação²⁰¹ de juntada aos autos de Procuração do Escritório Mundie Advogados, meio pelo qual a ABRACE constituiu os Advogados de tal Escritório como seus procuradores na Revisão em curso, contendo, ainda, o Estatuto Social da Associação.

Em novo Ofício²⁰² enviado à CEG, esta Agência reiterou a solicitação contida no Ofício AGENERSA/PRESI nº 499/2018 – já relatado – para manifestação da mesma acerca das últimas Contribuições devidas pelos interessados, tendo em vista o Requerimento Administrativo da CEG e a Promoção da Procuradoria da AGENERSA, renovando, assim, o prazo assinalado à Concessionária.

A CEG, em resposta²⁰³ a esta Autarquia, prestou esclarecimentos quanto ao **Plano de Investimentos** da Concessionária, especificamente em relação aos investimentos questionados pelo Poder Concedente, no Ofício Casa Civil nº 1.037/2018, aqui relatado, no

¹⁹⁸ Ofício CC/SDE/PPP nº 16/2018 do Poder Concedente, às fls. 4.723/4.727. (Anexos: Cópia Ofício AGENERSA/PRESI nº 488/2018 e Cópia Carta PRESI-007/2018 da CEG).

¹⁹⁹ Manifestação da Marlim Azul Energia S.A., às fls. 4.728/4.771.

²⁰⁰ Manifestação com pedido do Escritório de Advocacia Siqueira Castro, às fls. 4.762/4.763.

²⁰¹ Manifestação com pedido do Escritório Mundie Advogados, às fls. 4.776/4.797.

²⁰² Ofício AGENERSA/PRESI nº 547/2018, às fls. 4.774.

²⁰³ Carta PRESI-019/18 da CEG, às fls. 4.798/4.800.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

que “*tange à (i) ausência de previsão de investimentos para a construção de conexão de gás natural às Usinas Termelétricas UTE Novo Tempo, UTE Açú III e UTE Vale Azul II, e (ii) a exclusão dos investimentos em gasoduto de conexão com planta de biometano, das Propostas de Revisão Quinquenal de Tarifas*”.

Dando continuidade aos trabalhos revisionais, tem-se o **Parecer²⁰⁴ da Procuradoria da AGENERSA FMMM nº 06/2018**, em que o órgão de assessoramento jurídico se manifestou conclusivamente acerca do Requerimento Administrativo formulado pela CEG e, conseqüentemente, dos efeitos do Relatório Final (Produto 4) da Consultoria Contratada – UFF. Assim, após relato e considerações do presente feito, seguem os tópicos: **i)** Edital de Desestatização: PED/ERJ nº 02/97 **a.** Do histórico de investimentos à celebração do Terceiro Termo Aditivo – CEG Rio **b.** Do histórico de investimentos à celebração do Terceiro Termo Aditiv – CEG; **ii)** Da Atualização Monetária das Parcelas fixadas pelo Terceiro Termo Aditivo **a.** Processo Regulatório nº E-12/003.121/2017 **b.** Da adequada interpretação da Cláusuls 2.1.4 **c.** Da apuração de realização dos Investimentos Físicos; **iv)** Implicações do Terceiro Termo Aditivo nas Metas Físicas e Financeiras estipuladas na 3ª Revisão Quinquenal da Concessionária CEG, para vigorar de 2013-2017 **a.** Processo Regulatório nº E-12/003.120/2017 **b.** Da adequada interpretação da Cláusula 2.1.4 **c.** Da apuração de realização dos Investimentos Físicos; **v)** Da inclusão da outorga na Base de Ativos Regulatórios; e **vi)** Termo Aditivo: Análise à luz dos Planos de Existência do Negócio Jurídico. E, ao final, a Procuradoria opinou, com a seguinte conclusão:

“(…) Diante do exposto, reforçando os entendimentos colacionados pela AGENERSA sobre a matéria, a interpretação que se tem até o presente momento, em relação aos efeitos dos 3º Termos Aditivos aos Instrumentos Concessivos da CEG e CEG RIO, é ancorada nos princípios que refêm às concessões (prestação do serviço público adequado, modicidade tarifária, tarifação justa, acessível e razoável), bem como na vedação de locupletamento indevido pelas delegatárias, observando-se o vetor da segurança jurídica, consoante sistematização que segue abaixo.

- A AGENERSA determinou a devolução pela Concessionária de R\$140.84 milhões, atualizados desde dez/2011 pelo IGPM, em favor do consumidor, via modicidade tarifária influenciando negativamente no cálculo da variação da margem, por ter a CEG recebido na tarifa valores a maior no ciclo 2013/2017 a título de investimentos para construção de gasodutos físicos de alta pressão nos municípios de Mangaratiba e Maricá, meta que posteriormente foi alterada para menor, consoante os termos do 3º Termo Aditivo;

²⁰⁴ Parecer da Procuradoria da AGENERSA FMMM nº 06/2018, às fls. 4.801/4.835.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

- A AGENERSA determinou a devolução pela Concessionária de R\$205.59 milhões, atualizados desde dez/2011 pelo IGPM, em favor do consumidor, via modicidade tarifária influenciando negativamente no cálculo da variação da margem, por ter a CEG RIO recebido na tarifa valores a maior no ciclo 2013/2017 a título de investimentos para construção de gasodutos físicos de alta pressão nos municípios de Saquarema, Angra dos Reis, Teresópolis, Nova Friburgo e Cachoeiras de Macacu, meta que posteriormente foi alterada para menor, consoante os termos do 3º Termo Aditivo;

- Incide atualização monetária nas segundas e terceiras parcelas assumidas pelas concessionárias CEG e CEG RIO como contraprestações financeiras a título de outorga compensatória devida ao Estado do Rio de Janeiro pela celebração dos Terceiros Termos Aditivos aos seus correspondentes Contratos de Concessão dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado.

- Para a AGENERSA o preço estipulado para a CEG foi de R\$168.134 milhões (valor da outorga acrescido de atualização) e R\$264.380 milhões (valor da outorga acrescido de atualização) para a CEG RIO, ambos estabelecidos a data base de março de 2017. Não há sobrepreço e este valor, consoante a dicção do terceiro termo aditivo, será levado para o ativo intangível, mas não vai compor a base de remuneração para efeitos de composição tarifária.

No mais, esta Procuradoria, **especialmente em relação aos questionamentos suscitados pelas Concessionárias CEG e CEG RIO**, entende:

- Restar afastada a malsinada alegação “prejudicialidade de mérito” sustentada pelas Concessionárias CEG e CEG RIO, eis que a AGENERSA já reconheceu (Processos E-12/003.121/2017 e E-12/003.120/2017) os efeitos do valor pago a título de contraprestação (outorga compensatória) no ativo intangível regulatório, consoante prescreve os itens 2.1.2 dos 3º Termos Aditivos. A dúvida que se projeta no tempo incide tão somente quanto ao procedimento remuneratório “adição no intangível” que se repute apropriado à luz dos instrumentos concessivos.

- Eventual manifestação prévia sobre a matéria implicará na quebra do ciclo de formação do ato administrativo e incidência dos efeitos da nulidade dos atos administrativos. Com a ausência da observância das fases e ritos que informam o devido processo legal, qualquer manifestação de “mérito” pública realizada por conselheiro da AGENERSA é vedada na forma da lei (inciso V, art. 8º, Lei nº 4.556/2005), sujeitando-se aos efeitos imediatos da nulidade.

- Restabelecimento dos efeitos dos cronogramas que informam as etapas de desenvolvimento das atividades que compõem as revisões quinquenais das Concessionárias CEG e CEG RIO, revogando-se, pois, imediatamente o efeito suspensivo concedido pela AGENERSA. É o parecer, S.M.J.”. (Grifos como no original).



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

O Parecer da Procuradoria – acima relatado – teve ciência e “De Acordo”, por unanimidade, conforme Despacho²⁰⁵ do Conselho Diretor desta Reguladora, proferido em Reunião Interna. Frisando, na oportunidade, *“que a UFF goza de independência e autonomia, não somente como ‘Empresa’ não vinculada a esta instituição, mas também como Consultoria Externa Contratada, a apresentar uma posição técnica acerca da situação estudada sob o seu ponto de vista interpretativo (...). Assim, seja por uma ou outra razão, é possível afirmar que os cenários apresentados pela Consultoria Externa não passam de meras opiniões, que não vinculam a Decisão deste Conselho Diretor, sendo apenas mero subsídios para formação do juízo de convencimento desta Autarquia Especial a respeito do tema sob exame, tal como ocorre com todas as manifestações e contribuições externas constantes nos autos (...). Da mesma forma, importante frisarmos que os Pareceres apresentados pela Procuradoria Geral da AGENERSA não possuem força vinculante quanto a Decisão de mérito a ser exarada pelo Conselho Diretor, em julgamento público, na Sessão Regulatória”*.

Ainda referente ao citado Despacho, tem-se, em anexo²⁰⁶, cópia do Parecer da Procuradoria, bem como cópia da publicação no DOERJ, informando a anuência do Conselho Diretor ao Parecer e *“aprovando, ainda, suas sugestões e providências. Assim, ficam restabelecidas as atividades das Revisões Quinquenais pelo colegiado”*. Consta, ainda: solicitação da Presidência para que os mesmos fossem disponibilizados no sítio eletrônico da AGENERSA; cópia de e-mail enviado pela SECEX à todos os interessados envolvidos no presente estudo revisional, contendo, anexo ao e-mail, cópia do Parecer e do Despacho em tela; e envio de Ofício²⁰⁷ à CEG, informando o Despacho do CODIR e enviando cópia do Parecer.

A Secretaria Executiva enviou²⁰⁸, para juntada a estes autos, cópia da publicação no DOERJ da Deliberação AGENERSA nº 3.581/2018²⁰⁹, exarada no Processo Regulatório E-

²⁰⁵ Despacho do Conselho Diretor da AGENERSA em Reunião Interna, às fls. 4.842/4.843, enviado por meio da CI AGENERSA/SECEX nº 1.962/2018, às fls. 4.840.

²⁰⁶ Anexos do Despacho do CODIR em RI: CI AGENERSA/PRESI nº 565/2018, às fls. 4.841; Cópia do Parecer da Procuradoria 4.844/4.878; Cópia da Publicação da AGENERSA no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, às fls. 4.479; e Cópia do “print” da tela do sítio eletrônico da Agência, com a disponibilização das manifestações, às fls. 4.880.

²⁰⁷ Ofício AGENERSA/PRESI nº 587/2018, às fls. 4.881.

²⁰⁸ CI AGENERSA/SECEX nº 1.968/2018, às fls. 4.882/4.883.

²⁰⁹ Deliberação AGENERSA nº 3.581/2018: *“(…) Art. 1º Determinar que a CAPET cumpra o artigo 4º da Deliberação AGENERSA nº 016/2006 dentro do prazo de 30 (trinta) dias, a contar da publicação da presente*

Conselheiro Silvío Carlos Santos Ferreira – Processo nº E-12/003.124/2017



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

33/010.074/2005 – que versa a respeito de Tarifa de Gás – em que o Conselho Diretor, em Sessão Regulatória, determinou que o total dos valores apurados naqueles autos, fossem informados nestes, para consideração, visando a manutenção da modicidade tarifária.

Por meio de manifestação, a CEG enviou Carta²¹⁰ a esta Autarquia, com ‘Assunto: Solicitação do Poder Concedente para **inserção de empreendimentos no Plano de Investimentos da 4ª Revisão** Quinquenal e para tratamento tarifário diferenciado para os agentes Autoprodutores, Auto-importadores e Consumidores Livres’, tecendo, portanto, considerações sobre os temas: **a.** Inserção de Novos Investimentos para atendimento à novas Usinas Termelétricas (UTES) e iometado no Plano de Investimentos da 4ª Revisão Quinquenal, conforme Ofício Casa Civil nº 1.037/2018; **b.** Tratamento tarifário diferenciado para os agentes Autoprodutores, Auto-importadores e Consumidores Livres, conforme Ofício Casa Civil nº 1.077/2018; e **c.** Novas informações enviadas pelos empreendedores das UTES Vale Azul II (Marlim Azul Energia S.A.) e Novo Tempo (GNA II – Gás Natural Açú).

Na manifestação acima, a Concessionária retificou sua Carta PRESI-019/18, aqui relatada, que, de início, havia respondido o Poder Concedente, em seu Ofício Casa Civil nº 1.037/2018 – também já relatado; traçou o panorama das tratativas com as novas Usinas Termelétricas; trouxe informações acerca do Tratamento Tarifário relativo aos encargos de comercialização da molécula do gás e aos casos de ramal dedicado; falou, ainda, do índice de reposicionamento de margens – *m*, dentre outros; bem como juntou à sua manifestação Tabelas e Anexos (I. Formulário Térmicas; II. Estrutura Tarifária Redesenhada; e III. Estrutura Tarifária Redesenhada e Reposicionada).

Consta pedido²¹¹ da Presidência para publicação²¹² no sítio eletrônico da Agência e no Diário Oficial do Estado do Rio da manifestação da CEG – Carta PRESI-121/18, acima

Decisão, apurando os valores pagos indevidamente pelos usuários nos dias 01.11.2005 e 02.11.2005, promovendo sua atualização monetária e aplicando-lhe os juros legais; Art. 2º Determinar que o total apurado seja informado nos autos do Processo nº E-12/003.124/2017, que cuida da Revisão Quinquenal da Concessionária CEG, para ser considerado em prol da modicidade tarifária. (...)”.

²¹⁰ Carta DIRPIR-121/18 da CEG, às fls. 4.884/4.916.

²¹¹ CI PRESI/AGENERSA nº 688/2018, às fls. 4.918, enviada por meio da CI AGENERSA/SECEX nº 2.058/2018, às fls. 4.917.

²¹² Anexos da CI PRESI/AGENERSA nº 688/2018: Cópia da Carta DIRPIR-121/18 da CEG, às fls. 4.919/4.957; Cópia da Publicação da AGENERSA no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, às fls. 4.958; e Cópia do “*print*” da tela do sítio eletrônico da Agência, com a disponibilização da manifestação, às fls. 4.959.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

relatada – com o intuito de cientificar todos os interessados do teor da mesma e oportunizar prazo para manifestação, nos seguintes termos: “A AGENERSA comunica aos interessados que o pronunciamento das Concessionárias CEG e CEG Rio, referente à solicitação do Poder Concedente para inserção de empreendimentos no Plano de Investimentos da 4ª Revisão Quinquenal e para tratamento tarifário diferenciado para os agentes Autoprodutores, Auto-importadores e Consumidores Livres, encontra-se disponível no site da Agência (...), para manifestação dos interessados no prazo de 10 (dez) dias”. Tem-se, ainda, cópia da publicação²¹³ no DOERJ do novo Cronograma dos Processos Revisionais, bem como cópia da Ata²¹⁴ da 24ª Reunião Interna do Conselho Diretor de 2018, com aprovação do citado Cronograma.

Tendo em vista o Parecer da Procuradoria FMMM nº 06/2018 e o Despacho do Conselho Diretor, a Concessionária enviou manifestação²¹⁵ destacando sua concordância com pontos abordados no referido Parecer, em especial a “*inconteste validade, legalidade e juridicidade dos Terceiros Termos Aditivos aos Contratos de Concessão, descaracterizando, portanto, a argumentação da ABRACE e da ABIVRIDRO*”. Repisando, assim, a base do seu entendimento no Requerimento Administrativo. Anexo à manifestação, tem-se Parecer²¹⁶ do Escritório de Advocacia Siqueira Castro, tecendo “*considerações acerca da juridicidade e, conseqüentemente, validade dos 3ºs Termos Aditivos aos Contratos de Concessão de Distribuição de gás canalizado do Estado do Rio de Janeiro*”. Assim, após breve apresentação do caso, o Escritório procedeu a avaliação dos Termos Aditivos em tela, no que tange ao atendimento das formalidades necessárias para a celebração de tal Aditivo, realizou análise dos Aditivos à luz das condições originárias do Contrato de Concessão, bem como explanou acerca da previsão de pagamento de Outorga Compensatória, da destinação da contraprestação em favor do Poder Público e sobre o papel desta Reguladora no presente caso. Ao final, conclui, *in verbis*:

“(…) (i) *A alteração dos contratos de concessão de serviço público possui previsão na legislação aplicável, sendo certo que o termo aditivo é o meio idôneo para a sua formalização;*

²¹³ Cópia da Publicação da AGENERSA no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, às fls. 4.960.

²¹⁴ Ata da 24ª Reunião Interna da AGENERSA do Ano de 2018, às fls. 4.962, enviada por meio da CI AGENERSA/SECEX nº 2.032/2018, às fls. 4.961.

²¹⁵ Carta DIJUR-E-1.379/18 da CEG, às fls. 4.965/4.

²¹⁶ Anexo da Carta DIJUR-E-1.379/18: Parecer do Escritório de Advocacia Siqueira Castro, às fls. 4.969/5.057.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

(ii) Tendo em vista a incompletude dos contratos de concessão e a necessidade de atendimento aos princípios da eficiência e da atualidade, que informam a prestação dos serviços públicos, a alteração destes ajustes se revela muitas vezes recomendável, ou mesmo necessária;

(iii) Os 3^{os} Termos Aditivos que integram os Contratos de Concessão das Concessionárias CEG e CEG RIO, ao procederem a alteração de cláusulas de serviço, com repercussão sobre cláusulas econômicas, demonstram absoluto respeito à legislação, além de atenderem os princípios da eficiência, de atualidade e da universalidade, constantes do art. 6º, § 1º, da Lei Federal nº 8.987/95;

(iv) A formalização dos mencionados aditivos contratuais cumpriu em toda linha os requisitos preparatórios obrigatórios, na medida em que se verifica:

(a) a manutenção da integridade dos objetos dos contratos;

(b) a preservação do equilíbrio econômico-financeiro das concessões;

(c) a promoção prévia de análises técnicas, jurídicas e econômicas, realizadas no âmbito de processo especificamente autuado para este fim;

(d) a aprovação e a subscrição do Chefe do Poder Executivo estadual, o Sr. Governador do Estado;

(e) a publicação dos termos aditivos em extrato no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro; e

(f) encaminhamento dos 3os Termos Aditivos ao órgão de controle externo – Tribunal de contas do Estado do Rio de Janeiro (TCE-RJ).

(v) Os 3^{os} Termos Aditivos guardam perfeita congruência com as cláusulas e condições dos contratos originais;

(vi) Especialmente em relação à previsão da perda de exclusividade para a prestação do serviço constante d CLÁUSULA SEXTA dos Contratos de Concessão, cumpre ressaltar que tal consequência jurídica se aplica à eventual negativa de realização de investimentos por parte das Concessionárias, o que não abrange a hipótese de atraso nos investimentos (“subinvestimentos”);

(vii) A hipótese de perda de exclusividade referida no item antecedente não pode, em qualquer circunstância, ser aplicada de forma automática, exigindo-se a observância dos princípios do devido processo legal, em sua vertente administrativa, da ampla defesa e do contraditório;

(viii) O tratamento regulatório conferido pelos Contratos de Concessão, com as alterações promovidas pelos 3^{os} Termos Aditivos, à outorga compensatória acompanha a sistemática empregada por aqueles ajustes para a parcela atinente à diferença entre o valor mínimo fixado para o total de ações de emissão da CONCESSIONÁRIA na data de alienação do seu controle pelo ESTADO, e o valor de tais ações com base no patrimônio líquido contábil da CONCESSIONÁRIA em 31 de dezembro de 1996, inclusive em relação à sua caracterização como um ativo intangível integrante da base de ativos regulatórios, para fins de remuneração por meio de tarifas;



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

(ix) Os 3^{os} Termos Aditivos acrescentaram aos Contratos de Concessão das Concessionárias CEG e CEG RIO um segundo ativo intangível a ser considerado para fins de remuneração por tarifa, na forma da CLÁUSULA SÉTIMA, § 6º, “b”, o qual não se confunde com aquele previsto no § 7º do mesmo dispositivo contratual;

(x) O tratamento regulatório das outorgas compensatórias, previsto nos Contratos de Concessão, contemplam as suas inserções na base de ativos regulatório e, além disso, as suas remunerações de caráter tarifário;

(xi) A prestação indireta dos serviços públicos pode constituir, legítima e legalmente, fonte de geração de recursos em favor do Poder Público;

(xii) A destinação da contraprestação fixada nos 3^{os} Termos Aditivos em favor do Estado do Rio de Janeiro, ao invés da alternativa de redução tarifária, constitui uma decisão política discricionária que, como tal, se reserva ao Chefe do Poder Executivo para, de igual modo, atender ao superior interesse público;

(xiii) A AGENERSA tem o dever legal de zelar pelo cumprimento dos Contratos de Concessão celebrados pelas Concessionárias CEG e CEG RIO, incluindo-se todos os seus termos aditivos;

(xiv) O desrespeito, por parte da AGENERSA, a qualquer cláusula ou condição constante dos Contratos de Concessão e seus aditivos constituiria atuação ilegal daquela agência reguladora, porquanto extrapolaria a sua competência legal;

(xv) A AGENERSA integra a estrutura administrativa do Estado do Rio de Janeiro, sendo certo que os 3^{os} Termos Aditivos aos Contratos de Concessão foram celebrados pelo Chefe do Poder Executivo estadual, o Sr. Governador do Estado. Em razão disso, a recusa da AGENERSA de dar cumprimento aos Contratos de Concessão, incluídos seus aditivos, materializaria violação aos princípios da segurança jurídica, da confiança legítima, venire contra factum próprio e pacta sunt servanda;

(xvi) No presente caso em concreto, o respeito aos Contratos de Concessão se traduz no dever que recai sobre a AGENERSA de reconhecimento integral das outorgas compensatórias na base de ativos regulatórios da CEG e CEG RIO, para a devida remuneração por tarifa, em literal atendimento ao item 2.1.2 dos 3^{os} Termos Aditivos. É o parecer, s.m.j. (...). (Grifos como no original).

Diante do prazo para manifestações dos interessados acerca da Pronúnciação da CEG quanto à solicitação do Poder Concedente de inserção de empreendimentos no Plano de Investimentos relativos à 4ª Revisão, tem-se as Contribuições dos seguintes interessados: **i) PETROBRAS**²¹⁷ (fls. 5.058/5.065); **ii) ABRACE**²¹⁸ (fls. 5.067/5.072); **eiii) ABIVIDRO**²¹⁹ (fls. 5.073/5.078).

²¹⁷ Carta INP/ARX 0006/2018 da PETROBRAS, às fls. 5.058/5.065.

²¹⁸ Contribuição da ABRACE, às fls. 5.067/5.072, enviada por meio da CI AGENERSA/SECEX nº 2.811/2018, às fls. 5.066.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Em segmento, a Concessionária enviou²²⁰ Parecer elaborado pela Consultoria Tendências, “sobre a metodologia para o cálculo do ressarcimento por não realização de investimentos, visando subsidiar as análises referentes ao tema no âmbito do Processo da 4ª Revisão”. Mediante envio de nova Carta²²¹, a CEG encaminhou, também, “Parecer da lavra do Ilustríssimo Dr. Eros Roberto Grau, ex-Ministro do Supremo Tribunal Federal (STF) acerca da metodologia de subinvestimentos, reforçando a necessidade de se corrigir e de se aplicar a metodologia correta de cálculo tanto para o quinquênio em curso quanto para o quinquênio anterior, a fim de resguardar equilíbrio econômico-financeiro dos Contratos de Concessão. Inclusive, a metodologia correta já foi objeto de ratificação por parte da UFF e de Associações de consumidores que apresentaram suas Contribuições”.

A **Consultoria Contratada – UFF**, por meio de Ofício, encaminhou seu Relatório²²² de ‘Suporte à Revisão Tarifária das Concessionárias CEG e CEG Rio’ e, assim, apresentou seu ‘**Relatório Complementar**’, contendo: **1.** Introdução; **2.** Comparação das Propostas de Reposicionamento submetidas pela CEG; **3.** Comparação da Proposta da CEG e Proposta Econômica da UFF; **3.1.** Taxa de Remuneração; **3.2.** Demanda Termelétrica; **3.3.** Demanda não Termelétrica; **3.4.** Consolidação das Projeções de Demanda; **3.5.** OPEX; **3.6.** CAPEX; **3.7.** Base de Remuneração; **3.8.** Tarifas para Autoprodutor e Auto-importador; **3.9.** Tratamento Tarifário para Autoprodutores e Auto-importadores no Rio de Janeiro; **3.10.** Biometano; **3.11.** Estrutura Tarifária; **3.12.** Tarifa Social; **3.13.** Consideração sobre o Terceiro Termo Aditivo; **4.** Cálculo do Reposicionamento Tarifário; **4.1.** Reposicionamento da CEG desconsiderando Terceiro Termo Aditivo. Assim, tem-se transcrição, em síntese, do presente Relatório Complementar:

“(…) **1. Introdução**

O relatório complementar constitui uma das atividades desenvolvidas pela Economia/UFF no suporte à 4ª Revisão Tarifária das Concessionárias CEG e CEG RIO. Esse relatório analisa:

i. A proposta complementar da CEG para a 4ª revisão tarifária entregue em 28 de setembro de 2018;

²¹⁹ Contribuição da ABIVIDRO, às fls. 5.073/5.078, enviada por meio da CI AGENERSA/SECEX nº 2.811/2018, às fls. 5.066.

²²⁰ Carta DIRPIR 144/18 da CEG, às fls. 5.081. Anexo: Parecer da Consultoria Tendências, às fls. 5.082/5.106.

²²¹ Carta DIJUR 1433/18 da CEG, às fls. 5.107. Anexo: Parecer do Ilustríssimo Dr. Eros Roberto Grau, ex-Ministro do STF, às fls. 5.108/5.124.

²²² Relatório da Consultoria – UFF: (Ofício nº 025-2018/ESC – UFF) “Relatório Complementar”, às fls. 5.138/5.176.



ii. A resposta da CEG ao poder concedente datada de 19 de novembro de 2018, referente ao tratamento tarifário de autoprodutores e auto importadores e investimentos adicionais para atendimento de empreendimentos termelétricos. Bem como, a contribuição manifestada pela Petrobras em 7 de dezembro de 2018; e

iii. Questões que não foram tratadas nos relatórios anteriores, principalmente relacionadas à estrutura tarifária.

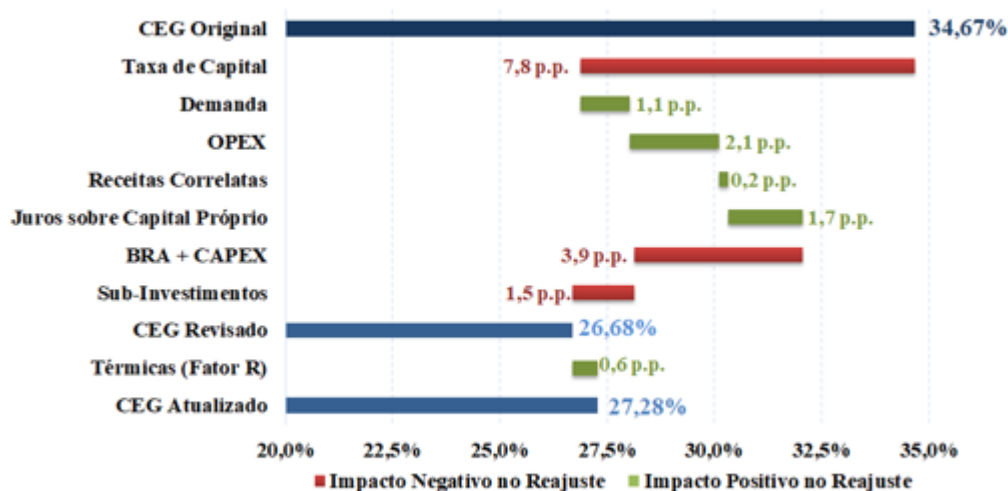
A primeira parte desse documento destaca as principais novidades em relação à proposta original e complementar da CEG. A segunda parte destaca as diferenças entre a proposta complementar da CEG e a análise da consultoria Economia/UFF. Em vários aspectos a complementação das concessionárias foi convergente à proposta da Economia/UFF, como o tratamento de investimentos não realizados e a projeção de investimentos. No entanto, persistem diferenças substanciais, evidenciadas nesse relatório.

Por fim, a consultoria Economia/UFF apresenta o cálculo de reposicionamento tarifário decorrente de nossa análise.

2. Comparação das propostas de reposicionamento submetidas pela CEG

O relatório complementar da CEG, entregue em 28 de setembro de 2018, apresentou diferenças substanciais em relação à proposta original da concessionária. A proposta de reposição da margem de distribuição foi reduzida de 34,67% para 26,68%. Os itens que causaram maior redução da margem foram a taxa de remuneração do capital, 7,8 pontos percentuais (p.p.), e a diminuição do investimento, 3,9 p.p. Alguns componentes da proposta complementar, no entanto, contribuíram para a elevação da margem em relação a proposta anterior, como o aumento do OPEX e a redução da demanda não térmica.

Gráfico 1 – Comparação das propostas da CEG: Original, complementação e atual



Fonte: Elaboração própria



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Na resposta ao poder concedente, a CEG concedeu desconto às termelétricas que contam com ramal dedicado. Para compensar o desconto, a margem da concessionária sofreria um incremento de 0,6 pontos percentuais. Assim, frente a solicitação inicial de reposicionamento da margem de 34,67%, a proposta final da concessionária solicita um reposicionamento de 27,28%.

3. Comparação proposta CEG e Proposta Economia UFF

Ainda que algumas das recomendações da Economia/UFF tenham sido acatadas no relatório complementar da CEG, a proposta da empresa é ainda bem superior ao reposicionamento sustentado pela Economia/UFF. Destacamos os fatores que determinam a diferença entre as avaliações da concessionária e da consultoria.

3.1. Taxa de remuneração

O cálculo da taxa de remuneração de capital proposto pela Concessionária no Relatório Complementar, defende o período da janela temporal do Risco Brasil entre 1995 a 2017. A CEG argumenta que a janela temporal do Risco Brasil deve ser tal que capture o risco médio a que o ativo fica exposto ao longo da sua vida útil. Todavia, não existe respaldo econômico para essa justificativa.

A metodologia usual para estimar o custo de capital em processos de revisão tarifária no Brasil, CAPM (Capital Asset Pricing Model) adaptado, sustenta que ao estimar o custo do capital num país emergente é necessário aplicar um adicional por risco específico do país. Os investimentos neste tipo de economias costumam ser mais arriscados que em economias mais desenvolvidas e estáveis economicamente, utilizadas para estimar a taxa livre de risco. O risco Brasil deve refletir o risco dos fatores econômicos, financeiros, políticos e institucionais que intervêm na determinação do prêmio por risco país para o próximo quinquênio. Como métrica do Risco Brasil utilizamos o Emerging Markets Bond Index – Brasil (EMBI+ Brasil), que é um índice calculado pelo JP Morgan que reflete o prêmio dos títulos da dívida externa brasileira em relação aos papéis do Tesouro Norte Americano.

O período que utilizamos para o cálculo do EMBI+BR, 2001 a 2017, se justifica pela dinâmica da economia brasileira. Em 1999, ocorreu uma mudança estrutural significativa na economia, durante o segundo governo do Fernando Henrique Cardoso (1999/2002). Simplificando, esta mudança foi provocada pela implantação da política econômica do “tripé econômico” caracterizada pela meta de inflação, superávit primário e câmbio flutuante, que reduziu as incertezas em relação ao ambiente macroeconômico no Brasil.

Nos últimos anos, o Banco Central do Brasil (BCB) vem mantendo uma trajetória de elevação da proporção das reservas internacionais sobre o produto interno bruto (PIB), o que garante menor vulnerabilidade a choques externos e maior estabilidade cambial.

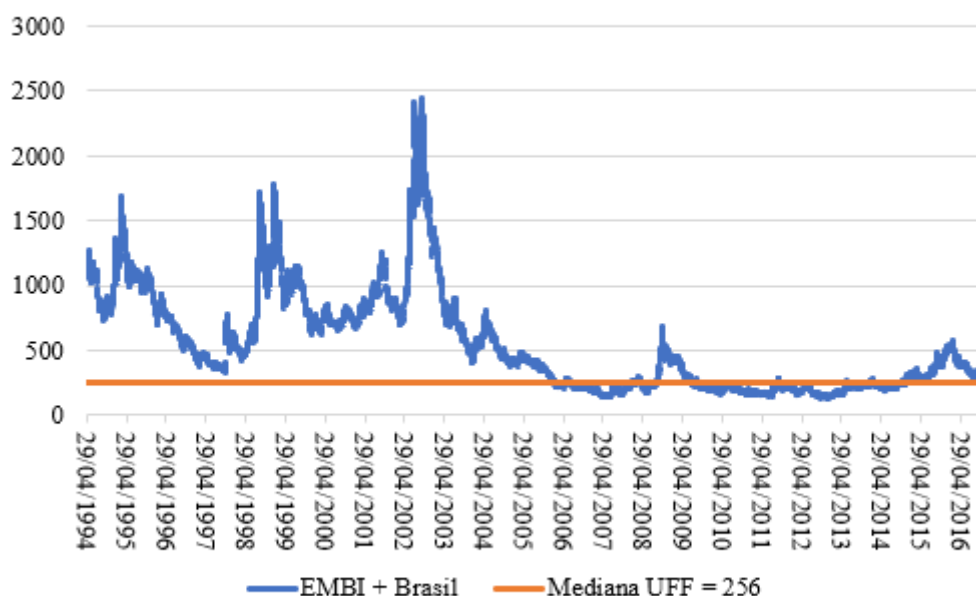
Ainda que nessa janela temporal alguns períodos de pico de riscos possam ser observados, como o período que antecede a primeira eleição do presidente Lula em 2002 e a crise financeira de 2008, os valores observados convergiram para a mediana



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

ao longo do intervalo (*Error! Reference source not found.*). Como utilizamos a mediana como medida para o cálculo, a influência dos valores destoantes, outliers, é minimizada.

Gráfico 2. Série Histórica do EMBI+ Brasil



Fonte: Elaboração própria. Dados: [Ipeadata](#)

Consideramos que a janela temporal proposta pela Concessionária (1995 – 2017) inclui período, 1995 a 2001, no qual as condições estruturais da economia brasileira são diferentes das atuais. Ou seja, sustentamos que esse período não é útil para estimar o atual custo de capital das concessionárias e, tampouco, para os próximos cinco anos.

3.2. Demanda Termelétrica

A projeção de demanda foi elaborada pela Economia/UFF baseada nas simulações fornecidas pela consultoria PSR. A consultoria divulgou as 1.200 séries mensais de Custo Marginal de Operação para o período 2018 – 2022. A partir dessas séries e dos dados de custos de cada central, foi identificada a expectativa de operação por critério de mérito das centrais termelétricas da área da CEG. Nesse caso, a expectativa corresponde à média de despacho das centrais.

Ainda que a Economia/UFF partam do mesmo ponto de partida para estimar o consumo de termelétricas, o resultado das projeções é bem distinto. A projeção da Economia/UFF é 15% superior à da complementação da CEG (Tabela 1).

A principal razão dessa diferença é que a CEG utiliza como referência em suas projeções a moda das simulações, que corresponde ao percentil 25 (P 25) da distribuição de probabilidades, enquanto a Economia/UFF utiliza a média. No caso da distribuição da série de despachos das centrais termelétricas, as duas medidas de



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

tendência central se distanciam muito. A moda corresponde ao valor mais recorrente da distribuição e, portanto, é o valor com maior probabilidade de ocorrência. Caso o objetivo do regulador fosse acertar precisamente o valor do despacho, a moda seria a referência adequada. A escolha do P 25 para a realização de previsões implica que a probabilidade de que o valor observado seja superior ao previsto é de 75%, contra 25% de ser menor. Ou seja, nesse caso, os consumidores estariam mais expostos aos riscos referentes ao despacho de termelétricas do que a empresa regulada, uma vez que quanto menor é a demanda projetada, maior é o reposicionamento tarifário.

A média corresponde ao valor esperado da série. A média é o valor da função de distribuição no qual os erros de previsão (diferença entre valores observados e estimados) são minimizados. Assim, se o objetivo do regulador é realizar projeções que sejam as mais próximas possíveis dos valores observados, é adequado escolher a média da função de distribuição. Ao minimizar o erro, o regulador estará sendo mais justo com consumidores e concessionária. Como é impossível prever precisamente o despacho, a melhor opção é realizar projeções que acarretam em menores erros. No caso, a escolha da moda implicaria em uma probabilidade de 75% de subestimar a demanda, o que, na avaliação da consultoria, é injusto com os consumidores.

Tabela 1 – Projeção da Operação das centrais termelétricas da área CEG – Mil m³/dia

		2018	2019	2020	2021	2022
Baixada Fluminense	UFF	1.611	1.158	840	637	784
	CEG	1.668	793	793	793	793
Santa Cruz	UFF	1.232	621	303	331	382
	CEG	2.069	0	0	0	0
Gov. Leonel Brizola	UFF	3.377	1.954	1.731	1.434	1.483
	CEG	3.806	1.059	1.521	1.408	1.408
Barbosa Lima Sobrinho	UFF	759	523	147	47	61
	CEG	457	388	0	0	0
Total CEG	UFF	6.979	4.257	3.022	2.450	2.710
	CEG	8.000	2.240	2.314	2.201	2.201

Fonte: Elaboração própria.

3.3. Demanda Não Termelétrica



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

A CEG revisou sua projeção de captação de clientes no Relatório Complementar tendo em vista o novo cenário de investimentos. A **Error! Reference source not found.**

Tabela 2 – Comparação Total de Clientes da Proposta Original e Complementar da CEG

Ano	Total de Clientes		Variação
	Proposta Complementar	Proposta Principal	
2018	970.269	973.417	-3.148
2019	1.000.104	1.007.389	-7.285
2020	1.029.741	1.041.306	-11.565
2021	1.059.133	1.075.120	-15.987
2022	1.088.156	1.108.713	-20.557
TOTAL	5.147.403	5.205.945	-58.542

Fonte: elaboração própria baseado em dados da CEG

A Economia UFF acatou a proposta de redução de investimentos da CEG e, por consequência, a projeção de evolução da base de clientes. Assim, as demandas projetadas via consumo unitário – residencial e comercial – foram revistos pela consultoria. A

Error! Not a valid bookmark self-reference. apresenta a variação de clientes das duas propostas da CEG para estes dois segmentos. O Erro! Fonte de referência não encontrada. e Erro! Fonte de referência não encontrada. apresentam a comparação da projeção anual da demanda residencial e comercial, respectivamente, proposta pela concessionária nas duas propostas – original e complementar.

apresenta a variação de clientes das duas propostas da CEG. Na primeira proposta a Concessionária previa uma base de clientes 1,12% maior do que a base de clientes apresentado no Relatório Complementar.

Tabela 2 – Comparação Total de Clientes da Proposta Original e Complementar da CEG

Ano	Total de Clientes		Variação
	Proposta Complementar	Proposta Principal	
2018	970.269	973.417	-3.148
2019	1.000.104	1.007.389	-7.285
2020	1.029.741	1.041.306	-11.565
2021	1.059.133	1.075.120	-15.987
2022	1.088.156	1.108.713	-20.557
TOTAL	5.147.403	5.205.945	-58.542

Fonte: elaboração própria baseado em dados da CEG

A Economia UFF acatou a proposta de redução de investimentos da CEG e, por consequência, a projeção de evolução da base de clientes. Assim, as demandas projetadas via consumo unitário – residencial e comercial – foram revistos pela consultoria. A



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Error! Not a valid bookmark self-reference. apresenta a variação de clientes das duas propostas da CEG para estes dois segmentos. O *Error! Reference source not found.* e *Error! Reference source not found.* apresentam a comparação da projeção anual da demanda residencial e comercial, respectivamente, proposta pela concessionária nas duas propostas – original e complementar.

Tabela 3 – Comparação Número de Clientes Residencial e Comercial da Proposta Original e Complementar da CEG

Ano	Proposta Revisada		Primeira Proposta CEG		Variação
	Residencial (*)	Comercial	Residencial (*)	Comercial	
2018	956,529	12,897	959,303	13,273	-3,150
2019	985,736	13,510	992,215	14,319	-7,288
2020	1,014,726	14,144	1,025,030	15,408	-11,568
2021	1,043,436	14,802	1,057,686	16,542	-15,990
2022	1,071,754	15,485	1,090,073	17,726	-20,560
TOTAL	5,072,181	70,838	5,124,307	77,268	-58,556

Nota: (*) Inclui GLP e Residencial Social MCMV

(...)

3.4. Consolidação das projeções de Demanda

A Tabela 4 consolida a projeção de demanda. Vale esclarecer que adotamos a demanda projetada pela CEG da proposta original, para os seguintes segmentos: climatização, geração distribuída, cogeração, industrial, vidreiras e petroquímico. Em 2018, a demanda projetada pela CEG é superior à da UFF, ocorrendo o inverso nos demais anos. No total do quinquênio, a projeção da UFF é 7,7% superior à Proposta Complementar da CEG.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Tabela 4 – Demanda Projetada Economia/UFF

CEG	Demanda Projetada (Mm ³ /ano)				
	2018	2019	2020	2021	2022
Mercado					
Residencial (*)	115,87	115,95	115,91	115,74	115,44
Comercial	51,81	5,27	53,60	54,48	55,35
Climatização	6,63	6,62	6,58	6,51	6,49
Geração Distribuída	0,87	0,92	1,33	3,20	3,93
Cogeração	96,77	98,17	99,83	98,76	98,44
GNV	911,66	922,66	936,10	952,59	972,89
Industrial	347,57	346,82	345,79	346,26	346,57
Vidreiras	80,03	79,91	79,70	79,34	79,28
Petroquímico	-	-	-	-	-
Térmicas	-	-	-	-	-
Térmicas CL, AP e AI (**)	2.551,09	1.549,36	1.105,70	892,89	988,19
Total Vendas Projetada	4.162,30	3.125,68	2.744,52	2.549,76	2.666,59

(*) Inclui GLP e Residencial Social MCMV

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

Fonte: elaboração própria

3.5. OPEX

A regulação deve perseguir maior eficiência da concessionária para o próximo quinquênio, razão pela qual a Consultoria UFF reitera a necessidade de determinadas rubricas que compõem o OPEX caminharem proporcionalmente ao crescimento da base de clientes. Neste sentido, a Consultoria UFF manteve o critério de projeção com base na evolução da base de clientes para as seguintes rubricas: Consultorias e Outros Serviços; Publicidade, Propaganda e Relações Públicas; Gastos de Atividade Comercial; Leitura de Medidores e Envio de Faturas; Serviço de Teleatendimento; e Subscrições, Documentos e Outros Serviços.

Após esclarecimentos da CEG sobre rubricas anteriormente zeradas pela Consultoria UFF sob a justificativa de estarem estritamente relacionadas ao controle acionário estrangeiro, entende-se que apenas deve ser rejeitada a rubrica Custo do Pessoal Expatriado, recomendando a utilização de valores mínimos atualizados pelo IGPM observados no quinquênio anterior para Despesas de Viagem e Colaborações Externas. Este mesmo critério foi mantido para gastos Jurídicos, enquanto que para as Provisões permanece a média do quinquênio anterior.

A Consultoria UFF recomenda aceitar as previsões de gastos com gás natural comprimido, após os esclarecimentos prestados pela Concessionária na atualização da proposta. Entretanto, recomenda a Agenera acompanhar a implementação dos investimentos e a evolução dos custos com essa rubrica e empreender análise criteriosa de custo-benefício para não onerar os consumidores de modo excessivo e imprudente, comprometendo o equilíbrio da concessão. (...)

Já para as perdas de gás, a Consultoria UFF manteve o seu entendimento anterior de projetar volume de perdas constantes de 44,6 milhões m³/ano, apenas atualizando o



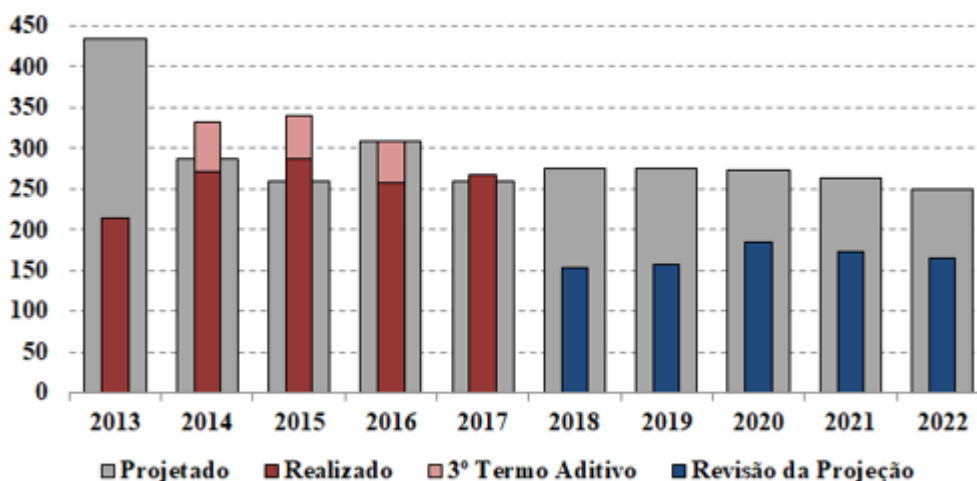
custo das perdas com a projeção atualizada pela CEG para o custo do gás (Tabela 8).
(...)

O resultado é um valor de OPEX agregado para o próximo quinquênio de R\$ 2,4 bilhões, montante 3% superior ao anteriormente projetado pela UFF, 13% inferior aos R\$ 2,8 bilhões pleiteados pela Concessionária em sua revisão e 18% superior ao OPEX realizado no último quinquênio, atualizado pelo IGPM para dezembro de 2016.

3.6. CAPEX

A CEG também atualizou o plano de investimentos futuros. O Gráfico 5 compara o investimento projetado anteriormente para o próximo quinquênio (R\$ 1.333 milhões) com a atualização do montante projetado (R\$ 833 milhões), contrastando os valores anuais projetados para o quinquênio anterior e os valores efetivamente realizados.

Gráfico 5 – Investimentos CEG Projetados versus Realizado (R\$ Milhões em dezembro/2016)



Fonte: Elaboração própria com dados da CEG

A Consultoria UFF recomenda acatar a projeção de investimento futuro atualizado pela CEG para o cálculo do reposicionamento tarifário, mas alerta para a necessidade da Agenesra acompanhar o cumprimento das metas financeiras e físicas de investimento ao longo do quinquênio, com vistas a garantir o cumprimento do planejamento e validar a incorporação de ativos à base regulatória.

3.7. Base de remuneração

Na audiência pública realizada no dia 3 de outubro, o especialista Zevi Kahn, contratado pela Concessionária, criticou a retirada de itens da base apenas pelo critério de classificação e sugeriu uma revisão mais aprofundada da base regulatória de ativos. Acrescentando, que essa revisão demanda tempo e deve ser realizada fora de um processo de revisão tarifária, ilustrando com a sua experiência como regulador em São Paulo.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

A Economia/UFF concorda com tal argumento e, adicionalmente, recomenda a criação de requerimentos de informações contábeis regulatórias específicas para a classificação, valoração e correta depreciação dos ativos. Recomenda-se a adoção de um plano de contas que estabeleça regras de depreciação regulatória específicas, segregando as atividades por itens de custo. (...)

Quanto as regras de depreciação dos ativos operacionais imobilizados, seguimos as regras detalhadas no Contrato de Concessão, são elas:

a) Os ativos incorporados até dezembro de 2001 são lançados a partir da sua data de incorporação e depreciados conforme vida útil de cada ativo, conforme regras de depreciação contábil da época. No primeiro ano de depreciação, é considerado metade do valor anual de depreciação. A mesmo ocorre no último ano do período de depreciação.

b) Os ativos incorporados a partir de janeiro de 2002 são lançados com data de janeiro de cada ano. O imobilizado é linearmente depreciado em 30 anos e o diferido, em 10 anos. No primeiro ano de depreciação, é considerado metade do valor anual de depreciação. A mesmo ocorre no último ano do período de depreciação.

Adicionalmente, o Contrato de Concessão prevê, no § 8º da Cláusula Sétima, que a amortização dos intangíveis se dará linearmente em 20 (vinte) anos.

A Base Regulatória de Ativos (BRA) está apresentada na **Error! Reference source not found.**, enquanto que na **Error! Reference source not found.** está reportada a BRA desconsiderando o terceiro termo aditivo.

Tabela 10 – Resumo da Base Regulatória de Ativos da CEG – valores de dezembro de 2016

Valores em milhões R\$ (dez/2016)	Posição em Dez/2016	Lançamentos em 2017	Depreciação em 2017	Posição em Jan/2018	Varição em Relação a Ceg
Imobilizado até dezembro de 2016	3,312		166.33	3,146	-0.8%
Intangível inicial	26.46		26.46	0.00	0.0%
Intangível novo (3º Termo Aditivo)*	165.86		10.46	155.40	0.0%
Saldo Remanescente de Gastos Diferidos	19.40		16.64	2.76	0.1%
Reposição da Depreciação Investimentos 2012-2016		86.84		86.84	-32.2%
Investimento em 2017		275.75	4.60	271.15	0.0%
Saldo Total da BRA	3,523.74			3,661.85	-1.8%

Fonte: elaboração própria

Nota: *Depreciação em 2017 inclui a depreciação durante o quinquênio

É importante destacar, que conforme o § 6º da Cláusula Sétima do contrato de Concessão, deve compor a base de remuneração da empresa o valor total da depreciação dos ativos operacionais que tenham sido imobilizados no quinquênio anterior. Segundo nosso entendimento, a amortização do intangível não deve ser



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

contemplada nesse cálculo. Dessa forma, os valores relacionados ao 3º termo aditivo não foram considerados em nossa estimativa.

Tabela 11 – Resumo da Base Regulatória de Ativos da CEG Sem o 3º Termo Aditivo – valores de dezembro de 2016

Valores em milhões R\$ (dez/2016)	Posição em Dez/2016	Lançamentos em 2017	Depreciação em 2017	Posição em Jan/2018
Imobilizado até dezembro de 2016	3,312.02	0.00	166.33	3,145.69
Saldo Remanescente de Gastos Diferidos	19.40	0.00	16.64	2.76
Reposição da Depreciação Investimentos 2012-2016		86.84		86.84
Investimento em 2017		275.75	4.60	271.15
Saldo Total da BRA	3,331.42			3,506.45

Fonte: elaboração própria

Nota: *Depreciação em 2017 inclui a depreciação durante o quinquênio

3.8. Tarifas para autoprodutor e auto importador

A Lei do gás, nº 11.909 de 2009, introduziu importantes inovações regulatórias quanto aos tipos de usuários da rede de distribuição de gás. Esta Lei introduziu as figuras do consumidor livre, autoprodutor e auto importador de gás natural. (...)

De acordo com as definições acima, fica claro que a principal diferença entre os novos agentes é o fato de o Consumidor Livre adquirir o gás natural da distribuidora local ou de outro fornecedor habilitado, enquanto as figuras do Auto Importador e Autoprodutor consomem seu próprio gás.

A partir do exposto acima, depreende-se que no caso do Autoprodutor e Auto Importador não existe relação econômica com a distribuidora no que tange a comercialização do gás. Neste caso, a relação refere-se apenas à prestação de um serviço de movimentação do gás de propriedade dos próprios agentes. O mesmo se aplica aos consumidores livres, quando estes compram o gás de outros fornecedores e não da distribuidora. Nestes casos, é necessário estabelecer uma tarifa que reflita a mudança do escopo dos serviços de distribuição, que deixam de incluir a comercialização do gás por parte da distribuidora.

Além de não incluir a comercialização, é comum no caso de grandes consumidores de gás (autoprodutores, auto importadores e consumidores livres), a utilização de ramais dedicados para seu suprimento. O grande volume demandado por estes consumidores faz com que a conexão direta dos mesmos aos gasodutos de transporte seja mais viável do ponto de vista técnico e econômico. Em muitos casos estes ramais dedicados são financiados diretamente pelo consumidor.

A própria Lei 11.909 reconheceu esta prática de mercado e fixou princípios para a estabelecimento de tarifas de distribuição específicas para os autoprodutores e auto importadores no arcabouço regulatório do gás, cabendo aos órgãos reguladores estaduais estabelecerem estas tarifas em consonância com os princípios da Lei.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

No Artigo 46, ficou estabelecido que: (...)

*Vale ressaltar que o comando de que as tarifas para auto importador e autoprodutor devem considerar as **especificidades de cada instalação**. Este comando deixa claro que o princípio da solidariedade de rede não deve ser aplicado para os auto importadores e autoprodutores da mesma forma em que se aplica aos demais consumidores, em particular nos casos dos ramais dedicados construídos pelos próprios consumidores.*

A Lei do gás traz comandos específicos para o caso onde a distribuidora está responsável apenas pela operação e manutenção e para o caso onde os investimentos nos dutos são realizados pela distribuidora. Ou seja, a metodologia tarifária deve diferenciar estas duas situações. Pelo Artigo 46, fica claro que, para o caso em que a distribuidora faz o investimento, este custo deve entrar no cálculo tarifário. Ou seja, a tarifa para estes consumidores deveria considerar os próprios custos de construção, operação e manutenção da infraestrutura dedicada. Em ambos casos, o cálculo tarifário deve ser transparente, respeitar os princípios da razoabilidade e publicidade, além de considerar as especificidades de cada instalação.

O Decreto presidencial Nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010 detalhou os comandos da Lei 11.909/09. Este decreto deixou claro que a ANP é responsável por aprovar e registrar as sociedades que desejarem atuar como autoprodutor ou auto importador. O Artigo 64 do Decreto estabeleceu que: (...)

A partir do estabelecido no Artigo 46 da Lei 11.909 e no artigo 64 do Decreto 7.382, conclui-se que o registro do agente como autoprodutor e auto importador na ANP requer o estabelecimento de um contrato entre estes e a distribuidora, atribuindo a esta última no mínimo a operação e manutenção de parte (ou todo) do duto de entrega de gás à distribuidora. Para isto, é necessário que o regulador estabeleça critérios tarifários.

Até o presente momento, 14 estados já introduziram regulações referentes à figura dos autoprodutores e auto importadores, por meios de suas agências reguladoras publicando Resoluções, Deliberações ou Portarias e existe uma grande diversidade de tratamento tarifário para as figuras autoprodutores e auto importadores.

3.9. Tratamento Tarifário para Autoprodutores e Auto importadores no Rio de Janeiro

Desde 2010, o Estado do Rio de Janeiro vem discutindo o tratamento para este tipo de consumidor. Em agosto de 2010, as Concessionárias CEG e CEG RIO apresentaram suas primeiras considerações a Agenera. As Concessionárias, argumentaram que as figuras do autoprodutor (AP) e auto importador (AI) se assemelham à do Consumidor Livre, distinguindo-se do consumidor cativo, para os quais já existem parâmetros regulatórios definidos, na forma das Deliberações AGENERSA nº 258/08, com as alterações das Deliberações nº 303/08 e 431/09 e nº 257/08, com as alterações das Deliberações nº 304/08 e 430/09. A Petrobras, através do Ofício GE-CORP 0001/2011, contestou o entendimento das Concessionárias e solicitou que a AGENERSA editasse estrutura tarifária específica para a UTE Baixada



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Fluminense (BF), em tempo hábil, para que a mesma pudesse considerá-la em sua participação como autoprodutores/auto importador no leilão de energia A-3 de 2011, visando obter maior competitividade.

A AGENERSA concluiu não ser viável produzir resposta no prazo solicitado pela Petrobras e lançou consulta pública “A lei do Gás e seus Impactos no Estado do Rio de Janeiro”. As ponderações regulatórias para definição das condições gerais e estrutura tarifária para Autoprodutores, Auto importadores e Consumidores Livres de Gás natural foi apreciado pelo Conselho Diretor da AGENERSA, resultando nas Deliberações, 1.250/2012, 1.357/2012 e 1.616/2013, que recomendam alterações nos contratos de concessão celebradas entre o Estado do Rio de Janeiro, CEG e CEG RIO.

Nas referidas Deliberações recomendou-se que a questão referente a tarifa específica fosse discutida na 3ª Revisão Quinquenal das Concessionárias CEG e CEG RIO e, somente, após análise dos impactos nas respectivas concessões, tais tarifas deveriam ser implementadas.

A Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas (ABRAGET) moveu processo judicial nº 0311097-62.2013.8.19.0001, questionando, em suma, que a deliberação nº 1.250/2012 não considera a Tarifa específica de Operação e Manutenção (O&M) para os casos em que a rede de distribuição conectada diretamente a um ponto de recepção foi construída pela própria concessionária estadual.

Posteriormente, o pleito da Petrobras se estendeu a todas as usinas Termelétricas existentes instaladas no Estado do Rio de Janeiro, e não somente a UTE Baixada Fluminense. As usinas termelétricas (UTES) da Petrobras, Governador Leonel Brizola, Barbosa Lima Sobrinho e Mário Lago se enquadrariam como instalações de Autoprodutores (AP) e Auto importadores (AI) de gás natural. Petrobras entende que tais UTES são supridas através de ramais cujos investimentos se encontram totalmente amortizados e por isso, a tarifa a ser estabelecida para o AP e AI, nestes casos, deve considerar unicamente os custos de O&M.

Por meio da Deliberação 1.795/2013 a AGENERSA determina que seja retomada a discussão da fixação de tarifas específicas para os agentes Autoprodutores e Auto importadores. A Deliberação 2.850/2016 estabeleceu, provisoriamente até a próxima Revisão Quinquenal, o percentual de 1,9% como a participação dos encargos de comercialização na estrutura de custos da Concessionária a ser expurgado da margem para os agentes AP, AI, e CL. O desconto comercial de 1,9% é o mesmo adotado pela ARSESP, calculado durante o processo de revisão tarifária.

O Poder Concedente recomendou adotar o fator R em 0,775, sob o argumento de ser o patamar adequado, no momento, para atração de novos investimentos, implicando uma redução de 22,5% nas margens da Concessionária para esses consumidores. O Art. 1º da Deliberação 3.164/2017, alterado pela Deliberação 3.244/2017 acatou a proposta e determinou o desconto de 22,5% para novos empreendimentos autoprodutores e auto importadores atendidos por ramais específicos e exclusivos conectados diretamente a um ponto de um gasoduto de transporte. Enquanto que o Art. 2º remete ao próximo processo de Revisão



Quinquenal das Concessionárias CEG e CEG RIO a análise da extensão de tratamento similar para empreendimentos existentes.

Vale ressaltar que o desconto de 22,5% para o caso de novos empreendimentos autoprodutores e auto importadores atendidos por ramais específicos não é adicional ao desconto de 1,9% relativos à não comercialização do gás pela concessionária.

Na interpretação desta consultoria, a metodologia do desconto 22,5% permite diferenciar as figuras dos autoprodutores e auto importadores com ramal dedicado, mas não cumpre integralmente o artigo 46 da Lei 11.909, uma vez que não considera as especificidades de cada instalação. Trata-se de um desconto que resulta na mesma tarifa independente da situação específica de cada auto importador e autoprodutor. Para considerar a especificidade de cada instalação é fundamental que a metodologia leve em consideração as seguintes situações:

1. Situação em que o próprio consumidor realiza os investimentos para construção do ramal dedicado. Neste caso, o investimento não fará parte da Base Regulatória de Ativos e a tarifa deveria abarcar apenas a parcela do custo de O&M. Ou seja o consumidor não deveria ser solidário com os custos de CAPEX;

2. Situação em que a concessionária realiza os investimentos para construção do ramal dedicado. Neste caso, o investimento fará parte da Base Regulatória de Ativos e a tarifa deveria abarcar a parcela do custo do Capex e O&M. Mesmo neste caso, a metodologia deverá buscar caracterizar a especificidade de cada instalação, especialmente no caso do CAPEX, já que a rede não é compartilhada com os demais consumidores.

*A partir do exposto acima, a consultoria recomenda a Agenersa acatar a sugestão das concessionárias e aplicar o desconto progressivo até 22,5% a todos os consumidores da categoria termelétrica com ramal dedicado e que são atualmente consumidores livres, conforme **Error! Reference source not found.** No entanto, no entendimento da consultoria, o desconto é aplicável desde 2018, primeiro ano do ciclo tarifário em análise.*

Tabela 12 – Fator R a ser considerado no cálculo das Margens

UTEs	UFF	CEG / CEG Rio	UFF e CEG / CEG Rio			
	2018	2018	2019	2020	2021	2022
Barbosa Lima Sobrinho (BLS)	0,98	1,00	0,98	0,98	0,98	0,98
Governador Leonel Brizola (GLB)	0,85	1,00	0,84	0,83	0,82	0,81
Furnas Santa Cruz	0,98	1,00	0,98	0,98	0,98	0,98
Baixada Fluminense	0,95	1,00	0,94	0,93	0,92	0,91
Furnas Campos	1	1	1	1	1	1

Fonte: elaboração própria.

A consultoria recomenda ainda que ao final da revisão tarifária se inicie um processo regulatório extraordinário para rever a metodologia tarifária aplicada ao setor de geração termelétrica, incluindo os seguintes pontos:

a) Introdução de nova regra tarifária onde as tarifas de distribuição sejam calculadas pela capacidade demandada pela térmica e não pelo volume de gás



efetivamente demandado. O objetivo desta revisão da metodologia tarifária é reduzir a incerteza associada ao despacho termelétrico, já que as grandes variações no despacho podem desequilibrar economicamente o contrato de concessão.

b) Introdução de uma nova regra tarifária que permita considerar a especificidade de cada instalação, levando em conta: i) a existência ou não de ramais dedicados; ii) se as concessionárias realizam os investimentos no ramal ou se o próprio empreendedor realiza estes investimentos; iii) os custos operacionais atinentes aos projetos.

A metodologia desenvolvida no Estado de São Paulo pode ser considerada um ponto de partida para esse processo. O Estado de São Paulo regulamentou uma estrutura tarifária para as concessionárias do Estado que busca considerar as especificidades de cada empreendimento para o caso de autoprodutores e auto importadores com ramais dedicados. Em 2014, a ARSESP publicou a Nota Técnica N° RTG 02/2014 – “Proposta de Metodologia da Revisão Tarifária das Concessionárias de Gás Canalizado do Estado de São Paulo” e a Nota Técnica N° RTG 01/2016 – “Revisão Tarifária das Concessionárias de Gás Canalizado do Estado de São Paulo”, introduzindo uma nova metodologia tarifária para Auto importador ou Autoprodutor com rede dedicada. De acordo com esta metodologia, se o investimento para a conexão foi realizado pelo usuário, a tarifa não incluirá remuneração pelo investimento; se o investimento para a conexão foi realizado pela concessionária, a tarifa deve considerar a remuneração desse investimento específico com o mesmo critério com que é remunerada toda a Base Regulatória. Com relação aos custos de operação e manutenção (O&M), estes serão incluídos na tarifa de forma proporcional ao Valor Bruto da extensão da rede dedicada.

3.10. Biometano

Em sua complementação, a concessionária indica as incertezas relacionadas ao suprimento de Biometano. Conforme já indicado no relatório 4 da Economia/UFF, recomendamos que os investimentos relacionados a esses projetos não sejam inicialmente considerados no processo de revisão tarifária. Caso os projetos se concretizem, sugerimos a inclusão dos investimentos através de revisão extraordinária.

3.11. Estrutura tarifária

No documento de resposta ao poder concedente, de 19/11/2018, a concessionária propõe uma nova estrutura tarifária que implicaria em benefícios para as classes comercial e industrial. A classe comercial teria redução tarifária (margem de distribuição), em relação a estrutura tarifária vigente, de 45%. O segmento industrial teria reduções de 10% a 18%. A justificativa da CEG para a concessão desses benefícios seria dar mais competitividade ao energético nesses segmentos de consumo.

Em contrapartida, as classes residencial e de GNV seriam prejudicadas por essa modificação na estrutura tarifária. A margem da classe residencial teria incremento de 4% e o segmento de GNV teria aumento de 36%.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

As melhores práticas de regulação indicam que a estrutura tarifária deve refletir a composição dos custos de atendimento dessas classes. A concessão de subsídios cruzados deve ocorrer apenas por razões bem substanciadas, com análise dos seus custos e benefícios. Eventuais modificações na estrutura tarifária como a proposta pelas concessionárias devem ser ancoradas em estudos que sustentem as justificativas propostas.

A Economia UFF considera que a proposta de mudança na estrutura tarifária não foi embasada em estudos que comprovem as razões alegadas. A consultoria propõe que sejam aplicados reajustes lineares para as classes de consumo, com exceção da classe de autoprodutores e auto importadores supridos por ramal dedicado, conforme apontado nos itens 0 e 0. A consultoria também propõe um tratamento diferenciado para os consumidores que são contemplados por tarifa social.

3.1.2. Tarifa Social

Atualmente, tal qual ocorre com a classe residencial, os consumidores contemplados por tarifa social estão sujeitos à regra de consumo mínimo de 7 m³ por mês. Ou seja, consumidores que consomem menos que esse limite são cobrados por esse valor de consumo. Essa prática se justifica pelos custos que independem do nível de consumo do cliente. No entanto, consideramos que clientes da classe de tarifa social não devem ficar sujeitos à regra de consumo mínimo. Esses clientes com restrições de renda têm padrão de consumo inferior aos demais consumidores residenciais.

No setor elétrico, os consumidores de perfil de consumo mais restrito e que são atendidos em padrão bifásico e monofásico contam com limites mais baixos de consumo mínimo, 50 KWh e 30 KWh, respectivamente, enquanto os demais consumidores residenciais têm consumo mínimo de 100 KWh.

Dessa forma, a Economia/UFF sugere a eliminação da exigência de consumo mínimo para os consumidores de residências dos programas Minha Casa Minha Vida e Morar Carioca contemplados com tarifa social. Esses consumidores passariam a ser cobrados pelo volume consumido, mesmo que esse seja inferior a 7 m³ ao mês. Para tanto, a consultoria calculou o impacto que a eliminação da exigência teria para os consumidores da CEG.

3.1.3. Consideração sobre o Terceiro Termo Aditivo

Esta consultoria realizou cálculos incluindo cenários com e sem os Terceiros Termos Aditivos. A realização de cenários sem considerar os Terceiros Termos Aditivos foi motivada pela contestação dos mesmos em manifestações da consulta pública e na audiência pública realizada pela Agenesra. O objetivo da inclusão de um cenário desconsiderando os Terceiros Termos foi tornar transparente para a Agenesra e para todos os interessados, o impacto potencial que tal decisão pode trazer para as tarifas das concessionárias.

As concessionárias entraram com processo administrativo solicitando a Agenesra para afastar a possibilidade da desconsideração dos termos aditivos na revisão



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

tarifária. A procuradoria da Agenera analisou o pedido das concessionárias, e concluiu que é descabido o afastamento **antecipado** da hipótese de desconsideração dos termos aditivos. Entretanto, no mesmo parecer, a procuradoria não encontrou ilegalidades alegadas na contestação realizada pela ABRACE.

A consultoria entende que a revisão tarifária não é o foro adequado para a contestação dos Terceiros Termos aditivos. Tais termos foram assinados pelas partes e não existe contestação jurídica formal que anule seus efeitos, mesmo que de forma liminar. Por esta razão, a consultoria sugere à Agenera que considere válidos os Terceiros Termos Aditivos para o processo de revisão tarifária e remeta o debate associado à eventual contestação da validade destes termos para um processo específico.

4. Cálculo do reposicionamento tarifário

Para atualizar o reposicionamento, tendo por base o seu 4º Relatório, a Consultoria UFF levou em conta a nova proposta de revisão tarifárias das Concessionárias CEG e CEG Rio (apresentada em setembro) e a atualização (apresentada em novembro). Em relação as análises detalhadas no 4º Relatório, para ambos os cenários solicitados (com e sem 3º Termo Aditivo), a Consultoria UFF: (i) reviu a projeção de demanda não termelétrica, com impacto para margem não reposicionada; (ii) incorporou o volume e a respectiva margem projetada para térmica Santa Cruz, que foi erroneamente omitida no relatório anterior; (iii) reviu o OPEX, considerando a nova base de clientes; considerou os novos investimento projetados pela CEG; e reviu a base regulatória de ativos inicial, tendo por base os esclarecimentos prestados pela CEG, com impacto para depreciação do período e BRA final.

A **Error! Reference source not found.** apresenta as alterações que a Consultoria UFF considerou com impacto no cálculo do reposicionamento. A **Error! Reference source not found.** apresenta o reposicionamento tarifário indicado pela Consultoria UFF, que resulta em reajuste da margem de distribuição da CEG de 5,23%. O Gráfico 1 apresenta a decomposição do reajuste UFF revisado em relação à proposta da CEG atualizada. Cabe-se frisar que a CEG acatou a metodologia para reajuste do saldo de subinvestimento do quinquênio anterior e a UFF considerou a projeção de investimentos indicada pela CEG. Nota-se que a taxa de remuneração do capital e o OPEX são as rubricas que mais explicam a discrepância entre o reajuste pleiteado pela CEG (27,28%) e o reajuste indicado pela UFF (5,23%).

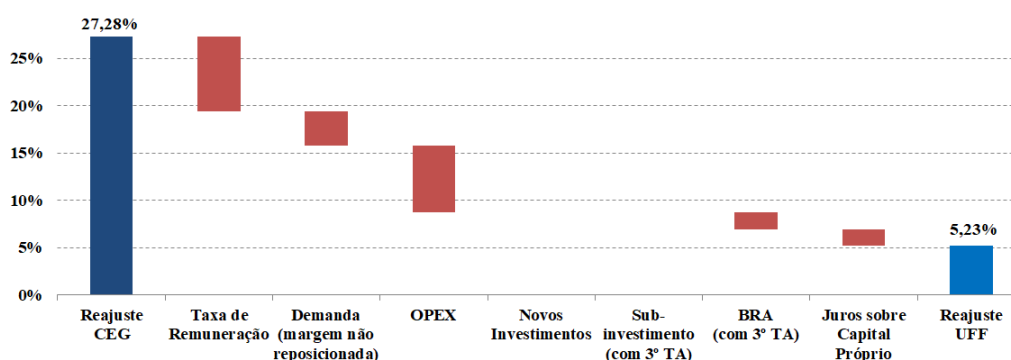
O Gráfico 3 apresenta a decomposição do reajuste UFF revisado (5,23%) em relação à revisão indicada no 4º Relatório (1,30%). A inclusão da UTE Santa Cruz erroneamente omitida no cálculo do Relatório anterior reduziria o reajuste, pois a demanda aumentaria a margem não reposicionada, porém a atualização de outros fatores tem por efeito final elevação do reajuste para CEG, com impacto positivo significativo da demanda e da BRA e negativo da redução dos novos investimentos.

O Gráfico 3 apresenta o reajuste final para a CEG considerando o reposicionamento tarifário (fator M) com acréscimos (delta) decorrentes do



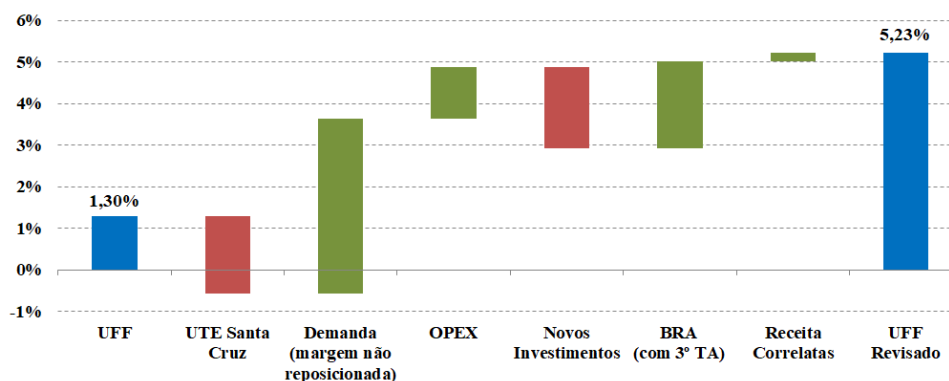
desconto das térmicas com ramal dedicado e sua incorporação já em 2018 e consideração do consumo para tarifa (e margem) da primeira faixa da tarifa residencial social (Minha Casa Minha Vida), ao invés do teto da primeira faixa (7 m³). Desta forma, é acrescido um delta ao reposicionamento, resultando em reajuste final da margem de 6,08%, a ser aplicado indistintamente a todos os segmentos e classes de consumo. (...)

Gráfico 1 – Decomposição do Reajuste UFF em Relação à Proposta da CEG Atualizada (com 3º TA)



Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 2 – Decomposição do Reajuste UFF Revisado em Relação ao Reajuste UFF anterior (com 3º TA)

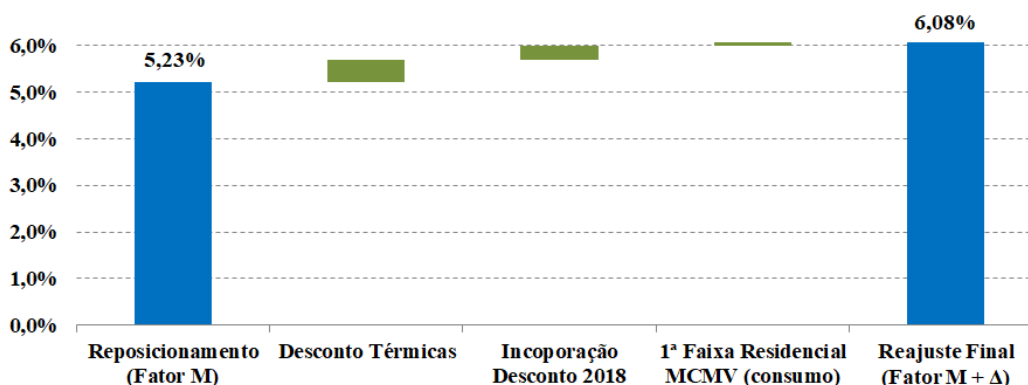


Fonte: Elaboração própria.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Gráfico 3 – Reposicionamento Tarifário da CEG com Acréscimos de Desconto das Térmicas e Alteração da Tarifa Social (com 3º TA)



Fonte: Elaboração própria.

4.1. Reposicionamento CEG desconsiderando o 3º Termo Aditivo

Para auxiliar o posicionamento da agência reguladora, a Economia/UFF calculou o reposicionamento tarifário para o cenário que desconsidera os efeitos do 3º Termo Aditivo. Entretanto, como já apontado nesse relatório, a consultoria não defende a aplicação desse cenário no presente processo de revisão tarifária.

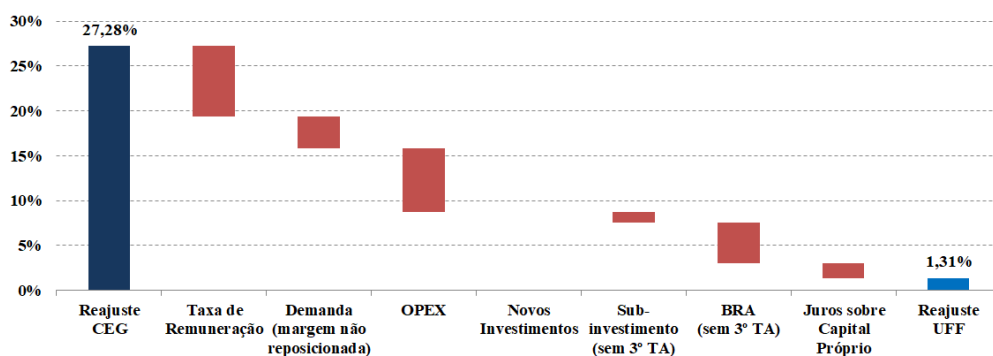
A **Error! Reference source not found.** apresenta o reposicionamento tarifário desconsiderando o 3º Termo Aditivo (TA), que resulta em reajuste da margem de distribuição da CEG de 1,31%. O Gráfico 4 apresenta a decomposição do reajuste UFF revisado em relação à proposta da CEG atualizada. Cabe-se frisar que a CEG adotou a metodologia para reajuste do saldo de subinvestimento do quinquênio anterior e a UFF considerou a projeção de investimentos indicada pela CEG. Nota-se que a taxa de remuneração do capital, o OPEX e a BRA (ajustada sem o 3º TA) são as rubricas que mais explicam a discrepância entre o reajuste pleiteado pela CEG (27,28%) e o reajuste sem o 3º TA (1,31%).

O Gráfico 5 apresenta a decomposição do reajuste UFF revisado (1,31%) em relação ao reajuste indicado no 4º Relatório sem o 3º TA (-2,53%). A inclusão da UTE Santa Cruz erroneamente omitida no cálculo do Relatório anterior reduziria ainda mais o reajuste, pois a demanda aumentaria a margem não reposicionada, porém a atualização de outros fatores tem por efeito final elevação do reajuste para CEG, com impacto positivo significativo da demanda e da BRA e negativo da redução dos novos investimentos.

O Gráfico 6 apresenta o reajuste final para a CEG considerando o reposicionamento tarifário (fator M) com acréscimos (delta) decorrentes do desconto das térmicas com ramal dedicado e sua incorporação já em 2018 e consideração do consumo para tarifa (e margem) da primeira faixa da tarifa residencial social (Minha Casa Minha Vida), ao invés do teto da primeira faixa (7 m³). Desta forma, é acrescido um delta ao reposicionamento, resultando em reajuste final da margem de 2,13%. (...)

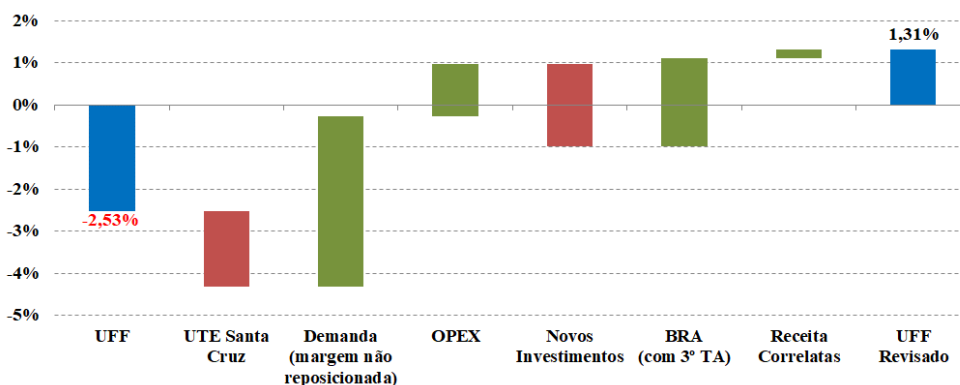


Gráfico 4 – Decomposição do Reajuste UFF em Relação à Proposta da CEG Atualizada (sem 3º TA)



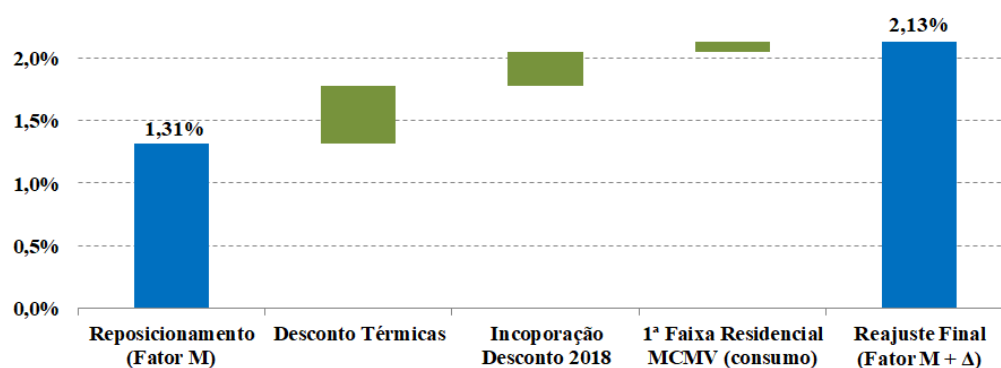
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 5 – Decomposição do Reajuste UFF Revisado em Relação ao Reajuste UFF anterior (sem 3º TA)



Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 6 – Reposicionamento Tarifário da CEG com Acréscimos de Desconto das Térmicas e Alteração da Tarifa Social (sem 3º TA)



Fonte: Elaboração própria. (Grifos como no original).



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

A Concessionária, em atenção à Contribuição da PETROBRAS – Carta INP/ARX 0006/2018, aqui relatada – repoisou seu entendimento²²³, já exposto nestes autos, em especial no que tange aos seguintes tópicos: Ramal Dedicado; Retroatividade dos Descontos; e Desconto para UTE Barbosa Lima Sobrinho (BLS). Há, também, manifestação²²⁴ do seu patrono, Escritório de Advocacia Siqueira Castro, tendo em vista o Relatório Complementar da Consultoria – UFF, e, após perpassar pelo tema, o Escritório requereu que “*seja a UFF instada a realizar os cálculos de reposicionamento tarifário contemplando as perdas provocadas na Revisão Quinquenal passada, decorrentes da sistemática à época proposta pela DELOITTE para o cálculo do ressarcimento por Investimentos não Realizados, no importe de R\$ 332,0 milhões para a CEG e R\$ 58,1 milhões para a CEG Rio (...). Tal avaliação por parte da UFF é imprescindível e fundamental para o bom andamento dos trabalhos revisionais e deve ocorrer antes do prosseguimento do Cronograma publicado pela Agência e das etapas subsequentes, nele previstas*”.

Em continuidade, o Poder Concedente, mediante envio de Ofício²²⁵, respondeu aos questionamentos solicitados por esta Reguladora, como segue:

“(…) I – Introdução

Apresentamos para essa Agência a análise geral sobre os temas referentes à 4ª Revisões Tarifárias Quinquenais das concessionárias CEG e CEG Rio, correspondente ao período de 2018 a 2022.

Foi realizada uma avaliação criteriosa sobre o perfil dos investimentos propostos pela Naturgy (nova identidade que engloba CEG e CEG Rio), além de uma análise as divergências entre as proposições apresentadas pela Naturgy e a consultoria contratada pela AGENERSA – a Universidade Federal Fluminense (UFF).

Apresentamos, a seguir, o posicionamento do Governo do Estado do Rio de Janeiro com relação às recomendações constantes nas propostas das Concessionárias CEG e CEG RIO – Naturgy, no sentido de obter uma tarifa final que traga mais economia e eficiência para a concessão. O foco foi encontrar soluções favoráveis para a sociedade, reduzindo distorções e incentivando o desenvolvimento do mercado consumidor de gás natural.

II – Investimentos

Foi observado que os investimentos realizados no quinquênio anterior ficaram consideravelmente abaixo dos aprovados na 3ª Revisão Quinquenal. É importante

²²³ Carta DIREG-014/19 da CEG, às fls. 5.126/5.127.

²²⁴ Manifestação do Escritório de Advocacia Siqueira Castro, às fls. 5.328/5.332.

²²⁵ Ofício SEDEGER/SOGE nº 04/2019 do Poder Concedente, às fls. 5.428/5.4430.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

adequar a proposta atual, de modo a evitar parcelas excessivas de subinvestimento. Para isso, serão recomendados os ajustes a seguir.

I) Para os investimentos relacionados ao atendimento das novas usinas termoeletricas:

a) Exclusão dos investimentos da empresa Gás Natural Açúcar (GNA) da base de remuneração de ativos da Naturgy considerando que aquela não demonstrou interesse deste investimento para o próximo quinquênio.

b) Inclusão dos investimentos da empresa Marlim Azul na base de remuneração de ativos da Naturgy considerando que aquela demonstrou interesse deste investimento para o próximo quinquênio, no montante estimado pela CEG. Estes investimentos em gasodutos de distribuição serão responsáveis por atender a 3 (três) projetos termoeletricos previstos pela empresa para entrarem em operação na próxima década.

II) Os investimentos em dutos para a utilização do biometano na rede de distribuição, por indefinição regulatória, não serão incluídos na 4ª revisão tarifária.

III) Foram analisados os projetos singulares apresentados para a CEG e CEG Rio, onde foi questionado com maior profundidade cada um deles, como vazão e demanda de cada ramal existente, projeção de demanda adicional que justifique a duplicação do ramal e quais são os clientes de maiores volumes ligados à rede. Não foi encontrada nenhuma divergência com relação aos investimentos singulares, principalmente por serem classificados pela NATURGY como necessários para garantir a segurança de abastecimento do sistema.

IV) Com relação aos investimentos direcionados a novos postos de GNV, recomenda-se que sejam liberados para construção no próximo quinquênio pelo menos 120 (cento e vinte) postos.

III – Taxa de Remuneração de Capital

Com relação à taxa de remuneração de capital (TRC), foi observado que existe espaço para melhora na proposta da Naturgy. O principal ponto está relacionado à definição do Risco Brasil haja vista que a Naturgy considera uma janela de tempo que não reflete a realidade atual do país. Pondera-se, também, que para a revisão do contrato de concessão deve ser avaliada a utilização de parâmetros de outras concessões, como os de distribuição de energia elétrica, por exemplo.

IV – Demanda

Na parte das demandas, com exceção dos segmentos de cogeração, geração distribuída e climatização, que pouco impactam na demanda total, a proposta apresentada pela concessionária não prevê crescimento para os próximos anos, algo que não está em linha com a evolução atual sobre as expectativas da economia brasileira como um todo. É necessário que se tenha uma visão mais próxima a expectativa geral do mercado, que projeta uma retomada do crescimento para os próximos anos.

Como modo de evitar descompassos de receita, deve-se sempre analisar e comparar a demanda projetada com relação à realizada. No que concerne o mercado



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

demandante de gás do segmento não térmico, não há razão de se instaurar mecanismos de ajuste, pois a demanda menor ou maior faz parte do resultado positivo ou negativo, inerente ao risco do negócio.

A demanda de gás natural do segmento térmico, entretanto, pouco é impactada pela atuação pró-negócios da distribuidora de gás natural, sendo regida principalmente pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) com base na hidrologia.

No que tange às previsões de custos operacionais e de demanda considerados pela Naturgy, não é aceitável que estas caminhem em sentidos opostos.

Considerando que com o tempo a atividade tende a se tornar mais eficiente e produtiva, aumentar custos só se torna viável no caso de um aumento na projeção de demanda, o que não foi apresentado pela Naturgy. Por outra ótica, numa relação de custos operacionais por cliente, se espera uma redução contínua, o que também não é observado.

Assim, o cenário apresentado pela concessionária pode ser traduzido em uma perda de eficiência ao longo do tempo, o que não é aceitável para um modelo de concessão sobre um monopólio natural, e nem para a Naturgy, empresa com larga e reconhecida experiência internacional no setor, além de ter mais de duas décadas de atuação no mercado fluminense, tempo suficiente para exercer ganhos derivados de sua curva de aprendizado.

Destaca-se, também, a possibilidade de implementação de um sistema mais eficiente e transparente para verificação das despesas operacionais, facilitando, assim, o acompanhamento e revisões futuras.

V – 5º Ciclo Tarifário

As Revisões Tarifárias Quinquenais têm como objetivo definir a margem de distribuição a ser aplicada para o quinquênio seguinte. No caso da 4ª Revisão, o quinquênio em questão é o de 2018 a 2022, chamado de 5º Ciclo Tarifário. A nova estrutura tarifária já deveria estar vigente desde o primeiro ano (2018) deste ciclo, contudo já estamos no segundo trimestre de 2019.

Visto que o ano de 2018 já não é mais uma projeção, e sim uma realidade passada, é importante que na revisão das propostas para a 4ª Revisão, os fatores deste ano sejam os valores efetivos e não os projetados. Desse modo, evita-se passar aos consumidores ou inferir distorções à distribuidora”. (Grifos como no original).

Visando o prosseguimento da presente instrução, após, tem-se a junta aos autos dos documentos: Cópia da Ata²²⁶ da 9ª Reunião Interna de 2019 do CODIR; Correspondência Interna²²⁷ da SECEX, objetivando informar acerca e envio à CEG de cópia da planilhas e memórias de cálculos das Revisões em curso, conforme decisão do Conselho Diretor;

²²⁶ Ata da 9ª Reunião Interna da AGENERSA do Ano de 2019, às fls. 5.431.

²²⁷ CI AGENERSA/SECEX nº 343/2019, às fls. 5.432. (Anexos: CI AGENERSA/SECEX nº 242/2019, às fls. 5.433; e CI PRESI/AGENERSA nº 190/2019, às fls. 5.434, com Mídia Digital (CD ROOM), às fls. 5.435).



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Ofício²²⁸ à Concessionária, informando sobre publicação no DOERJ desta Agência; e Publicações²²⁹ da AGENERSA no Diário Oficial do Estado do Rio, informando o seguimento do Cronograma Revisional, bem como abrindo prazo para, querendo, os interessados se manifestarem acerca de pronunciamento da Concessionária, no que tange o Terceiro Termo Aditivo.

Em segmento, após minuciosa análise da Proposta da Concessionária CEG e do Relatório da Consultoria Contratada – UFF, o Grupo de Trabalho da AGENERSA apresentou seu Relatório Final²³⁰, como segue, em parte:

PARTE V – DA ANÁLISE COMPARATIVA

Este Grupo de Trabalho inaugura a "Parte V – DA ANÁLISE COMPARATIVA" abordando, de início, a visão geral da concessão de gás canalizado no Estado do Rio de Janeiro, seguida das considerações acerca da regulação do setor e sua importância, discorrendo sobre as bases para a realização das Revisões Tarifárias, forma de atuação do Poder Regulatório.

Depois disso, serão realizadas ponderações sobre o Fluxo de Caixa Operacional, Cenários de Investimentos particularizados por segmento de mercado, estrutura tarifária, metodologia para o cálculo da margem (m), e Fator X. Tudo isso, cotejando as propostas apresentadas pela Concessionária CEG especialmente nos documentos de fls. 258/661 e 4884/4916 dos autos nº E-12/003/124/2017, e os relatórios da Consultoria realizada pela Universidade Federal Fluminense (UFF) às fls.4018/4136 e 5138/5176 do mesmo processo, aberto para o tratamento da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas da Delegatária (ciclo 2018/2022).

Vale dizer, a título de reforço e adiantamento, que uma fórmula para se calcular o reposicionamento da margem (m) é medida necessária como mais um dos vetores a fim de equilibrar a concessão e fazer valer os direitos dos usuários e da Concessionária. A equação deve equilibrar tanto o direito à modicidade tarifária quanto a justa remuneração da empresa que presta os serviços públicos de distribuição de gás canalizado.

Também é cediço que deve haver, nas revisões quinquenais, um fator de eficiência, inclusive por imposição legal. O fator de eficiência - Fator X - objetiva o compartilhamento de eventuais ganhos de eficiência obtidos pela Delegatária com os usuários dos serviços públicos. A ação visa reverter, em favor dos consumidores usuários, parcela de ganho de produtividade da Concessionária e, assim, se tornar mais um meio de alcance da modicidade tarifária, um dos pilares da concessão.

²²⁸ Ofício AGENERSA/SECEX nº 461/2019, às fls. 5.037, enviada por meio da CI AGENERSA/SECEX nº 765/2019, às fls. 5.436.

²²⁹ Publicação da AGENERSA no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, às fls. 5.438/5.441.

²³⁰ Relatório Final do Grupo de Trabalho da AGENERSA, às fls. 5.486/5.628.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Frise-se, nesse sentido, que esta Agência sempre o observou, ainda que implicitamente, através da metodologia por ela aplicada.

Tais medidas denotam a importância da regulação no setor de distribuição de gás e a firme atuação desta AGENERSA, que ora se faz por meio do presente relatório e será ressaltada mais adiante.

Outros tópicos a serem abordados no presente trabalho dizem respeito a: i) prognóstico do mercado de gás na área de cobertura da CEG; ii) faturamento; iii) OPEX (custos operacionais); iv) CAPEX (investimentos); v) taxa de remuneração de capital; vi) base de remuneração de ativos; vii) juros sobre o capital próprio; viii) subsídios; ix) cálculo do reposicionamento da margem (m); e x) receitas correlatas. Todas têm, por objetivo, o favorecimento da determinação do equilíbrio econômico-financeiro da Concessão e, por conseguinte, da modicidade tarifária.

Nesta parte, o Grupo de Trabalho apresenta seu entendimento acerca dos elementos tratados ao longo do processo. Constitui-se de um texto opinativo, não vinculado e, como tal, sujeito a reapreciações futuras, mas com o condão de sinalizar, devidamente lastreado em descrições técnicas e legais, os eventuais caminhos que conduzam às decisões que serão tomadas na continuidade dos trabalhos.

Está dividido em tópicos e subitens, contendo as descrições dos pontos convergentes ou, caso ocorram, dos divergentes, indicando de forma direta os impactos nos cálculos finais. Sempre que o GT tiver um entendimento diverso do que foi proposto pela Delegatária ou apreciado pela Consultoria, serão expostos e fundamentados os motivos.

Destaque-se, preliminarmente, que o entendimento sobre a metodologia já está pacificado. O Fluxo de Caixa Descontado será aplicado. É uma metodologia que projeta para o futuro os fluxos de caixa líquidos, mais a base remunerável do final do período estudado, aplicando-se um desconto (taxa de remuneração), de onde se obtém os valores presentes para o início do período estudado. Tanto as propostas quanto os estudos contratados pela AGENERSA obedecem fielmente aos pressupostos técnicos da metodologia.

11. ASPECTOS GERAIS

11.1. A regulação e sua importância

Em linhas gerais, a ordem econômica brasileira não é só pautada na livre iniciativa e baseada nos valores econômicos. Considerando sua característica compromissória, a CF/88 conclama, nos termos do seu art. 170, a observância, também, aos valores sociais, a fim de equilibrar divergentes crenças e preceitos existentes em uma sociedade pluralista.

Por isso é que existe a intervenção do Estado na atividade econômica. O Estado brasileiro exige uma intervenção estatal nas atividades econômicas a fim de garantir-se, entre outros, princípios como a redução das desigualdades regionais e sociais e defesa do consumidor, sopesando a livre iniciativa (atividade puramente capitalista) com valores de justiça social. E a regulação é uma forma dessa intervenção, seja através da concessão de um serviço público (regulando sua utilização), seja através do poder de polícia quando normatiza e fiscaliza setores do mercado. A delegação



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

(por concessão ou permissão) da execução de serviços públicos – não sua titularidade – pelo Poder Estatal à iniciativa privada, imprescindível, pois, de regulação.

Consoante dito no introito deste tópico, a pretensão aos valores sociais exige que o Estado atue para regular a atividade econômica. Em se tratando de serviço público, a regulação torna-se meio de intervenção muito mais necessário porque, ao delegar os serviços de sua titularidade, o Estado deve verificar com afinco como essa atividade está sendo prestada, inclusive porque, a depender do serviço público delegado, tem importância ímpar o acompanhamento quanto à efetivação das políticas públicas no setor.

Não se transfere a prestação da atividade de distribuição de gás, por exemplo, com o fim único de otimizar essa execução (visando à eficiência na prestação desse serviço) tendo, como consequência, o lucro do Delegatário. A regulação objetiva, também, uma ponderação de interesses, a defesa dos usuários, mormente quando atua na fixação de preços a fim de propiciar tarifas módicas.

Realizando, outrossim, o exercício da ponderação, os investimentos em uma concessão não podem ser uma decisão meramente empresarial, mas vistos como metas de universalização, a fim de garantir a todos acesso aos serviços.

Diga-se que o acesso aos serviços públicos de gás, porquanto essenciais, é garantia assegurada até mesmo àqueles que, por deterem baixa renda, não podem pagar. Nesse sentido, registre-se que, no decorrer da instrução dos autos relativos à Revisão Quinquenal da CEG (os quais contaram com os procedimentos da Consulta e Audiência Públicas), houve sugestão, pela DPGE/RJ, da implantação de uma Tarifa Social que contemplasse um maior número de usuários beneficiários. Como tal não foi o norte dos trabalhos, entende este GT que a decisão sobre o presente feito deva incluir a abertura de um processo regulatório específico para tratar do tema “tarifa social”, de forma a colher uma maior gama de sugestões e alternativas para o estabelecimento de novos critérios, tanto para a tarifa em si como para a base de beneficiários, esta até comparativamente ao cadastro dos programas sociais governamentais. Deixa-se claro que os impactos deverão ser medidos e ponderados, e levados a uma eventual recomposição do equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Voltando à importância da regulação, é preciso ressaltar a relevância da atuação desta AGENERSA no que tange à atividade de distribuição de gás que é, lembre-se, de competência dos Estados, sendo certo que o poder regulatório cabe, ante o poder de polícia e o poder de autoridade dele decorrente, à Autarquia deste Estado – AGENERSA – dentro dos limites territoriais do Estado do Rio de Janeiro. E a regulação deve ser incisiva em razão de se tratar, no caso, de serviço público essencial, exercido sob monopólio natural, e porque faltantes apenas 08 (oito) anos para o término da concessão.

Essa afiada regulação se dá, entre outras formas, sob a fixação de tarifas, com o fito de equilíbrio econômico-financeiro da concessão, ponderando-se não só o direito da Delegatária à justa remuneração, mas que os usuários dos serviços de gás tenham tarifas módicas. Tais princípios, aliás, são pilares no exercício da regulação e encontram-se estabelecidos na legislação que dispõe sobre o regime de concessão e



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

permissão da prestação de serviços públicos, especialmente na parte que trata da política tarifária.

O estabelecimento de preços é, então, valioso, evitando-se, em um monopólio natural, a livre definição de tarifas. A fixação tarifária deve garantir ao concessionário um lucro que possibilite a ele continuar operando de forma eficiente a prestação dos serviços, mas impedi-lo de utilizar o poder de mercado atuando na cobrança de tarifas abusivas.

Note-se que, em uma situação de monopólio, a prestadora opera em preço superior ao custo marginal e, ausente a concorrência/competição, pode haver um prejuízo direto ao consumidor. Isso torna árdua a tarefa do regulador que, em suma, ao estabelecer a tarifa deve, ainda, zelar para que não haja perda da eficiência da Concessionária.

Esse controle de preços através da fixação tarifária torna-se significativo, também, considerando o período restante da concessão. É que na composição da tarifa incidem variáveis, em relação às quais não há controle do regulador, o que faz impor cautela quanto às bases tarifárias, objetivando, sobretudo, a modicidade das tarifas. Observe-se, nesse passo, que os 08 (oito) anos faltantes de concessão impõem, outrossim, rigorosa consideração dos componentes da tarifa (margem de distribuição), levando-se em conta os investimentos a serem realizados e sua devida depreciação ao longo da concessão.

A definição das bases tarifárias - modo de regulação -, com a adequada avaliação do equilíbrio econômico-financeiro da concessão, é realizada a cada 05 (cinco) anos, denominada que é de Revisão Tarifária. Ela difere do reajuste – que é a reposição periódica das tarifas pela perda do poder aquisitivo da moeda – e encontra-se disposta na legislação. No caso da CEG, está prevista também no Instrumento Concessivo que a rege.

A AGENERSA, então, deve se ater, nas Revisões Quinquenais Tarifárias, ao disposto na lei e contrato de concessão, definindo a adequada composição das bases tarifárias nos termos legais e contrato, o qual, diga-se, prevê os custos que devem compor a tarifa (margem de distribuição). É o que se verá no tópico seguinte.

11.2. As revisões tarifárias e suas previsões legais e contratuais.

Uma Revisão Tarifária, como já subentendido no item anterior, é o momento adequado para avaliar o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão.

É realizada pela AGENERSA nos termos da Lei estadual nº. 4556/2005 que, em seu art. 2º, estabelece o poder regulatório da Autarquia estadual na distribuição de gás canalizado e, no art. 4º, atribui à Agência Reguladora o poder de decidir sobre os pedidos de revisão de tarifas.

As Revisões Tarifárias foram previstas, ainda, nos arts. 9º, §2º, 23, IV, e 29, V, da lei 8987/95, legislação que dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos e teve a pretensão de editar normas gerais sobre o assunto.

Por ser a distribuição de gás um serviço de competência dos Estados, a lei estadual 2752/97 delineou a preocupação com o equilíbrio econômico-financeiro dos



contratos, tratando da revisão tarifária no seu art. 2º, dispositivo que também determinou a frequência da revisão tarifária a cada 05 (cinco) anos.

A Revisão Quinquenal de Tarifas está presente, ainda, no art. 7º e parágrafos do contrato de concessão da CEG, até porque, segundo a diretriz da lei 8987/95 e seu art. 23 (consoante acima citado), é cláusula essencial do contrato a relativa aos critérios e procedimentos para a revisão tarifária.

Nos termos, então, do Instrumento Concessivo, foi definido o mecanismo de tarifação consistente no modelo "price cap", assim como foram estabelecidas as metodologias a serem empregadas na revisão quinquenal de tarifas, entre as quais estão os custos que devem ser considerados na revisão, o método a ser utilizado no cálculo dos componentes desses custos, e a exclusão de investimentos custeados diretamente pelos consumidores, ou por terceiros, bem como a depreciação decorrente de tais investimentos.

Ressalte-se que, como o Contrato foi firmado na década de 1990, refletindo a realidade daquela época, possui dispositivos que destoam das práticas mais modernas, sendo desejável que o Poder Concedente avalie a pertinência de efetuar mudanças estruturais. Destacamos a modicidade tarifária, a formalização do chamado Fator X, a eventual adoção do chamado Fator K, bem como especificidades técnicas como:

- a troca do CAPM pelo WACC, mais abrangente, na equação estabelecimento da taxa de remuneração;*
- modificação das metas de redução de perdas de gás;*
- separação dos mercados térmicos dos não térmicos nos processos revisionais, permitindo uma maior previsibilidade dos estudos revisionais;*

Ademais, por se aproximar o fim dos Contratos, é de curial importância a contratação de consultoria especializada para levantar e avaliar os bens reversíveis, de forma que se tenha uma ideia mais efetiva de seus estados físicos e contábeis.

A Revisão detém, assim, contornos legais e contratuais sobre os quais a AGENERSA deve debruçar-se e este Grupo se balizou para o exercício da sugestão do que considerar para fixar as "melhores" tarifas a serem praticadas. Abaixo seguem as considerações que poderão servir de suporte à decisão do Conselho Diretor no pedido de Revisão Tarifária da CEG.

11.3. Caracterização da concessão

O Estado do Rio de Janeiro já conta com 22 (vinte e dois) anos de concessão dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado. De titularidade dos Estados (art. 25, § 2º, da CF/88 e art. 72, § 2º, da CE/RJ), a prestação dos aludidos serviços foi delegada às Concessionárias CEG e CEG RIO em julho de 1997 a fim de, sobretudo, otimizar sua execução e expandi-la, porquanto a distribuição de gás é um serviço público essencial à população.

Os contratos de concessão foram firmados entre o Estado do Rio de Janeiro (Poder Concedente) e CEG e CEG RIO pelo prazo de 30 (trinta) anos e são dotados, nos termos das respectivas cláusulas segundas dos correspondentes instrumentos concessivos, de exclusividade. Diga-se exclusividade porque a distribuição de gás canalizado constitui monopólio natural. Não faria sentido econômico a existência de



duas redes de distribuição, de diferentes distribuidoras, no mesmo local. Por assim dizer, referido serviço conclama uma regulação eficaz. Mesmo porque a outorga de concessão para que o particular explore a atividade de distribuição de gás - atividade econômica que é, também, serviço público - deve ensejar regulação intensa, considerando o interesse público envolvido.

12. RECEITAS CORRELATAS

Por receitas correlatas entendemos aquelas que não possuem ligação direta com a prestação estrita do serviço concedido, mas que dele dependem para se consumir. A Concessionária apresentou suas projeções, que foram adotadas no Relatório Complementar da Consultoria. Comparamos com as projeções para o ciclo revisional anterior, levado à data base dezembro/2016, e verificamos que a previsão é de uma redução. O quadro que reproduzimos é o da CEG, que referendamos:

GT						
Receitas correlatas (R\$mi/ano) Base dezembro 2016						
Itens	2018	2019	2020	2021	2022	Total
Ingressos operativos	3.652,79	3.793,88	3.950,90	4.125,90	4.295,90	19.819,37
(-) Custos operativos	-2.230,03	-2.270,25	-2.315,02	-2.330,02	-2.349,52	-11.494,83
(+) Outros ingressos operativos	20.992,95	21.141,54	21.343,36	21.587,47	21.840,77	106.906,10
Clientes	6.383,52	6.544,70	6.756,51	6.975,94	7.203,47	33.864,14
Contrato CEG-CEG-Rio Pessoal Intragrupo	6.016,83	6.001,14	5.986,04	5.986,04	5.986,04	29.976,08
Intragrupo	7.322,71	7.303,62	7.285,24	7.285,24	7.285,24	36.482,04
Ingressos vários	1.269,90	1.292,08	1.315,58	1.340,25	1.366,02	6.583,83
Total	22.415,71	22.665,17	22.979,25	23.383,35	23.787,15	115.230,63

13. COMPENSAÇÕES

As compensações são tratadas como recuperações de valores de eventos ocorridos ao longo do quinquênio, e que interferem na equação de equilíbrio, fazendo parte do cálculo da reposição da margem 'm'.

A Concessionária apresentou seus dados em três grupos: a compensação dos investimentos não realizados ao longo do IV ciclo, a retroatividade tarifária da III Revisão Quinquenal e as compensações autorizadas por processos regulatórios. Para o primeiro, apresenta uma metodologia lastreada em estudos da Fundação Getúlio Vargas - FGV e da Deloitte International. Para o segundo, baseado no atraso ocorrido nos trabalhos do ciclo anterior, apresenta os valores consolidados de seus registros. Para o terceiro, apresenta os processos específicos [em número de 03 (três), sendo que 02 (dois) tratando do mesmo tema] e os montantes correspondentes.

Este GT avalia item por item, como segue, destacando que serão devidamente apropriados na tabela do cálculo da margem de reposicionamento de forma individualizada:

13.1. Compensação dos Investimentos

O quadro apresentado pela CEG está no tópico 4.7., às folhas 34 deste Relatório, que destaca a consideração dos efeitos do III TA. Segundo a Concessionária e suas Consultorias, o método considera que o saldo dos investimentos não realizados deve ser trazido a valor presente, sendo posteriormente subtraído o mesmo da depreciação atrelada a esses investimentos não realizados, bem como subtraídos da base final,



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

todos trazidos a valor presente, utilizando a taxa de remuneração previamente estabelecida no quinquênio anterior. Já este Grupo de Trabalho se fundamenta nos dados apontados ano a ano pelos Órgãos Técnicos desta AGENERSA, consolidados nos quadros abaixo, que destacam os efeitos com expurgo do III Termo Aditivo, conforme Deliberação 3139/2017, em seus artigos 1º e 2º:

Valores expressos em R\$ mil

Previsão de Investimentos Original

	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL 4Q
TOTAL INVESTIMENTOS MATERIAIS	427.215,05	280.322,26	252.305,73	301.032,86	252.404,71	1.513.280,61
Redes	298.688,31	149.796,56	159.911,48	224.166,11	176.478,97	1.009.041,43
Novas Redes AP	136.337,42	245,94	11.290,24	96.844,58	76.107,78	320.825,96
Novas Redes MP/BP	60.005,21	62.219,58	72.254,38	51.579,97	46.614,69	292.673,84
Renovação Redes MP/BP	98.330,17	83.315,52	72.351,34	71.726,05	49.740,98	375.464,07
Outros	4.015,51	4.015,51	4.015,51	4.015,51	4.015,51	20.077,57
Ramais	21.089,58	21.847,49	23.050,69	22.430,36	19.837,87	108.255,99
Novos Ramais	11.538,46	12.296,37	13.499,57	12.879,25	12.672,36	62.886,01
Renovação de Ramais	9.551,12	9.551,12	9.551,12	9.551,12	7.165,51	45.369,98
Outros - Ramais	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Construção de ERMs	19.356,26	9.859,32	3.894,25	3.894,25	3.894,25	40.898,34
Instalações Auxiliares de Rede	13.319,72	7.157,19	5.589,50	3.074,66	2.740,80	31.881,86
Outros Investimentos Materiais	74.761,17	91.661,70	59.859,82	47.467,49	49.452,82	323.203,00
Aquisição de Medidores	23.481,56	31.151,92	33.344,87	32.215,51	33.582,18	153.776,03
Instalações Comunitárias	8.879,05	9.528,61	10.326,90	9.703,69	10.132,13	48.570,38
Terrenos e Edifícios	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Máquinas e Equipamentos	942,03	951,01	960,41	970,22	980,48	4.804,16
Equipamentos Processo Informatização	10.259,97	4.928,28	578,75	578,75	578,75	16.924,50
Veículos	452,68	473,05	494,33	516,58	539,82	2.476,45
Outros	30.745,90	44.628,84	14.154,56	3.482,73	3.639,46	96.651,48
TOTAL INVESTIMENTOS IMATERIAIS	7.018,60	7.018,60	7.018,60	7.018,60	7.018,60	35.092,99
TOTAL INVESTIMENTOS	434.233,65	287.340,86	259.324,33	308.051,46	259.423,31	1.548.373,61

Expurgo do III Termo Aditivo

	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL 4Q
TOTAL INVESTIMENTOS MATERIAIS	424.196,54	249.968,76	240.919,84	204.434,22	210.920,04	1.330.439,40
Redes	298.688,31	149.796,56	148.867,17	127.567,47	134.994,31	859.913,81
Novas Redes AP	136.337,42	245,94	245,94	245,94	34.623,12	171.698,34
Novas Redes MP/BP	60.005,21	62.219,58	72.254,38	51.579,97	46.614,69	292.673,84
Renovação Redes MP/BP	98.330,17	83.315,52	72.351,34	71.726,05	49.740,98	375.464,07
Outros	4.015,51	4.015,51	4.015,51	4.015,51	4.015,51	20.077,57
Ramais	21.089,58	21.847,49	23.050,69	22.430,36	19.837,87	108.255,99
Novos Ramais	11.538,46	12.296,37	13.499,57	12.879,25	12.672,36	62.886,01
Renovação de Ramais	9.551,12	9.551,12	9.551,12	9.551,12	7.165,51	45.369,98
Outros - Ramais	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Construção de ERMs	19.356,26	9.859,32	3.894,25	3.894,25	3.894,25	40.898,34
Instalações Auxiliares de Rede	13.319,72	7.157,19	5.589,50	3.074,66	2.740,80	31.881,86
Outros Investimentos Materiais	71.742,67	61.308,20	59.518,23	47.467,49	49.452,82	289.489,40
Aquisição de Medidores	23.481,56	31.151,92	33.344,87	32.215,51	33.582,18	153.776,03
Instalações Comunitárias	8.879,05	9.528,61	10.326,90	9.703,69	10.132,13	48.570,38
Terrenos e Edifícios	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Máquinas e Equipamentos	942,03	951,01	960,41	970,22	980,48	4.804,16
Equipamentos Processo Informatização	10.259,97	4.928,28	578,75	578,75	578,75	16.924,50
Veículos	452,68	473,05	494,33	516,58	539,82	2.476,45
Outros	27.727,39	14.275,33	13.812,97	3.482,73	3.639,46	62.937,88
TOTAL INVESTIMENTOS IMATERIAIS	7.018,60	7.018,60	7.018,60	7.018,60	7.018,60	35.092,99
TOTAL INVESTIMENTOS	431.215,14	256.987,35	247.938,44	211.452,82	217.938,64	1.365.532,39

Contraprestação da Concessionária



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL 4Q
TOTAL INVESTIMENTOS MATERIAIS	209.976,714	250.096,868	265.462,190	241.182,226	249.230,258	1.215.948,255
Redes	147.477,186	154.266,827	176.413,243	137.144,520	131.846,395	747.148,171
Novas Redes AP	59.030,797	47.579,258	26.605,506	17.237,291	9.110,175	159.563,028
Novas Redes MP/BP	22.964,061	32.715,760	58.000,484	36.395,166	40.315,576	190.391,045
Renovação Redes MP/BP	53.747,498	72.079,880	89.861,865	81.122,272	77.492,931	374.304,445
Outros	11.734,831	1.891,929	1.945,387	2.389,791	4.927,714	22.889,653
Ramais	13.784,692	16.267,259	20.147,486	18.088,480	18.120,119	86.408,036
Novos Ramais	10.810,450	12.465,635	14.593,077	14.151,971	13.124,182	65.145,316
Renovação de Ramais	2.974,242	3.801,623	5.554,409	3.936,510	4.995,936	21.262,720
Construção de ERMs	3.374,263	13.253,520	6.316,635	5.040,785	6.773,202	34.758,406
Instalações Auxiliares de Rede	6.969,629	7.717,391	12.155,789	14.389,490	24.347,684	65.579,983
Outros Investimentos Materiais	38.370,944	58.591,871	50.429,036	66.518,951	68.142,857	282.053,660
Aquisição de Medidores	23.303,925	32.185,893	34.271,317	41.164,147	40.901,803	171.827,085
Instalações Comunitárias	2.073,342	4.340,235	9.234,895	12.307,296	9.471,837	37.427,605
Terrenos e Edifícios	2.668,627	1.276,650	791,822	6.665,661	14.323,004	25.725,764
Máquinas e Equipamentos	2.013,875	1.871,292	1.820,466	2.591,838	1.508,180	9.805,651
Equipamentos Processo Informatização	1.082,656	4.798,187	810,798	0,000	0,000	6.691,642
Veículos	3.711,118	2.020,068	1.512,060	0,000	0,000	7.243,246
Outros	3.517,400	12.099,547	1.987,678	3.790,010	1.938,033	23.332,667
TOTAL INVESTIMENTOS IMATERIAIS	4.949,001	20.769,473	20.598,009	15.854,936	26.524,437	88.695,857
TOTAL INVESTIMENTOS	214.925,715	270.866,341	286.060,199	257.037,162	275.754,695	1.304.644,112

Investimentos não realizados - com expurgo do III TA

	DELIBERADO	REALIZADO CEG	DIFERENÇA A REALIZAR
TOTAL INVESTIMENTOS MATERIAIS	1.330.439,399	1.216.070,030	114.369,368
Redes	859.913,813	747.251,777	112.662,035
Novas Redes AP	171.698,344	159.563,028	12.135,316
Novas Redes MP/BP	292.673,837	190.494,651	102.179,186
Renovação Redes MP/BP	375.464,066	374.304,445	1.159,621
Outros	20.077,566	22.889,653	-2.812,087
Ramais	108.255,990	86.408,036	21.847,954
Novos Ramais	62.886,013	65.145,316	-2.259,302
Renovação de Ramais	45.369,976	21.262,720	24.107,256
Outros - Ramais	0	0	0
Construção de ERMs	40.898,338	34.776,575	6.121,763
Instalações Auxiliares de Rede	31.881,859	65.579,983	-33.698,124
Outros Investimentos Materiais	289.489,400	282.053,660	7.435,740
Aquisição de Medidores	153.776,031	171.827,085	-18.051,054
Instalações Comunitárias	48.570,379	37.427,605	11.142,774
Terrenos e Edifícios	0,000	25.725,764	-25.725,764
Máquinas e Equipamentos	4.804,157	9.805,651	-5.001,494
Equipamentos Processo Informatização	16.924,502	6.691,642	10.232,860
Veículos	2.476,454	7.243,246	-4.766,791
Outros	62.937,876	23.332,667	39.605,209
TOTAL INVESTIMENTOS IMATERIAIS	35.092,995	88.695,857	-53.602,862
TOTAL INVESTIMENTOS	1.365.532,393	1.304.765,887	60.766,506

A compensar: R\$ 60.766.506,00;

É importante destacar, relativamente aos investimentos, que as metas são aprovadas pelas deliberações que julgam os processos das revisões. Por ocasião dos trabalhos da III RQ, verificou-se que a CEG deixou de fazer um expressivo quantitativo de investimentos físicos e financeiros, havendo estudos tanto da FGV (Consultoria da CEG) quanto da Deloitte Brasil (Consultoria da AGENERSA) para a compensação dos mesmos. O modelo da Deloitte Brasil foi o adotado, por ser mais rigoroso, considerando-se, ainda, a ausência de uma metodologia contratual. No presente trabalho, por ter a FEC/UFF adotado o modelo proposto pela FGV, igualmente não contestado pelos demais agentes que participaram do processo,



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

revimos o posicionamento, sem implicar em aceitação de reconsideração do que já foi decidido.

Refeitos os cálculos, o quadro consolidado é o seguinte:

COMPOSIÇÃO DO VALOR FINAL DA COMPENSAÇÃO POR INVESTIMENTOS NÃO REALIZADOS							
(Valores em mil R\$ - dez/2016)							
INVESTIMENTOS NÃO REALIZADOS							VPL
	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL	
TOTAL INVESTIMENTOS MATERIAIS	214.219,830	-249,888	-24.542,352	-36.748,005	-38.310,217	114.369,368	114.369,368
Redes	151.211,127	-4.573,876	-27.546,072	-9.577,054	3.147,910	112.662,035	112.662,035
Novas Redes AP	77.306,621	-47.333,322	-26.359,571	-16.991,355	25.512,943	12.135,316	12.135,316
Novas Redes MP/BP	37.041,151	29.400,218	14.253,899	15.184,803	6.299,115	102.179,186	102.179,186
Renovação Redes MP/BP	44.582,674	11.235,644	-17.510,526	-9.396,224	-27.751,948	1.159,621	1.159,621
Outros	-7.719,318	2.123,584	2.070,126	1.625,722	-912,201	-2.812,087	-2.812,087
Ramais	7.304,888	5.580,231	2.903,202	4.341,882	1.717,751	21.847,954	21.847,954
Novos Ramais	728,013	-169,262	-1.093,506	-1.272,725	-451,823	-2.259,302	-2.259,302
Renovação de Ramais	6.576,875	5.749,493	3.996,708	5.614,607	2.169,573	24.107,256	24.107,256
Outros - Ramais	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Construção de ERMs	15.982,001	-3.412,366	-2.422,385	-1.146,535	-2.878,952	6.121,763	6.121,763
Instalações Auxiliares de Rede	6.350,089	-560,205	-6.566,289	-11.314,834	-21.606,885	-33.698,124	-33.698,124
Outros Investimentos Materiais	33.371,726	2.716,327	9.089,191	-19.051,465	-18.690,039	7.435,740	7.435,740
Aquisição de Medidores	177,634	-1.033,972	-926,450	-8.948,639	-7.319,626	-18.051,054	-18.051,054
Instalações Comunitárias	6.805,708	5.188,371	1.092,007	-2.603,602	660,291	11.142,774	11.142,774
Terrenos e Edifícios	-2.668,627	-1.276,650	-791,822	-6.665,661	-14.323,004	-25.725,764	-25.725,764
Máquinas e Equipamentos	-1.071,850	-920,277	-860,058	-1.621,613	-527,697	-5.001,494	-5.001,494
Equipamentos Processo Informatização	9.177,312	130,095	-232,048	578,750	578,750	10.232,860	10.232,860
Veículos	-3.258,443	-1.547,022	-1.017,727	516,578	539,824	-4.766,791	-4.766,791
Outros	24.209,992	2.175,783	11.825,289	-307,277	1.701,423	39.605,209	39.605,209
TOTAL INVESTIMENTOS IMATERIAIS	2.069,598	-13.750,874	-13.579,410	-8.836,337	-19.505,838	-53.602,862	-53.602,862
TOTAL INVESTIMENTOS	216.289,428	-14.000,762	-38.121,762	-45.584,342	-57.816,055	60.766,506	60.766,506

		DEPRECIÇÃO					
Investimentos		2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
2013	216.289	3.605	7.210	7.210	7.210	7.210	32.443
2014	-14.001		-233	-467	-467	-467	-1.633
2015	-38.122			-635	-1.271	-1.271	-3.177
2016	-45.584				-760	-1.519	-2.279
2017	-57.816					-964	-964
Total	60.767	3.605	6.976	6.108	4.712	2.989	24.390
34% da Depreciação		1.226	2.372	2.077	1.602	1.016	8.293

BASE DE REMUNERAÇÃO						
Base Final	2013	2014	2015	2016	2017	B _f
B _i	0	212.685	191.708	147.478	97.181	
Investimento	216.289	-14.001	-38.122	-45.584	-57.816	
Depreciação	3.605	6.976	6.108	4.712	2.989	
B _f	212.685	191.708	147.478	97.181	36.376	36.376

SALDO DO INVESTIMENTO NÃO REALIZADO								
(milhões reais - Moeda Dez.11)								
	Ano					Tx. Remuneração	9,76%	
	2013	2014	2015	2016	2017		VPL	Total
VI = Investimentos	216.289	-14.001	-38.122	-45.584	-57.816		88.904	60.767
IV = 0,34* Depreciação	1.226	2.372	2.077	1.602	1.016		6.398	8.293
IX = Base Inicial								
X = Base Final	0	0	0	0	36.376		22.835	
Saldo Investimento Não Realizado				59.671	95.058			

Valor final a ser levado à compensação: R\$ 95.058.000,00;

13.2. Compensação da retroatividade da 3ª revisão quinquenal



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

A Concessionária apresenta o montante de R\$ 25,18 milhões de reais, base dezembro/2016, fundamentada nos seguintes cálculos:

2) RETROATIVIDADE			
Valores (R\$ mil) Base dezembro 2016			
	Total	Razões	
Montante a devolver aos clientes	94.507,98	R\$ em VP em jan/2013, base monetária dez/2011	
Montante devolvido aos clientes	82.996,24	Efet. até out/2017, est. nov-dez/2017; R\$ em VP em jan/2013, base monetária dez/2011	
Montante restante a devolver	11.511,74	R\$ em VP em jan/2013, base monetária dez/2011	
Diferença a compensar em valor presente	25.176,71	R\$ em VP em jan/2018, base monetária dez/2016	

O GT considera os cálculos adequados, até por terem sido utilizados pela FEC/UFF, e endossa o encaminhamento do valor de R\$ 25.176.706,62 para compensação na IV Revisão Quinquenal em desfavor da Delegatária;

13.3. Deliberações a compensar

a) Processo E-12/003.413/2015 - Implementação de melhorias no sistema de Call Center, pelo atendimento de ligações oriundas de telefones móveis. Sua decisão inicial foi a Deliberação AGENERSA 2855/2016, em seu artigo 4º. Não houve determinação prévia de valores. A Delegatária apurou o montante de R\$ 1.570.000,00, base dez/2016. Este GT concorda com os montantes apresentados;

b) Processo E-12/003.242/2016 - Acordo efetuado com a Defensoria Pública para atendimento ao Condomínio Fazenda Botafogo. As tratativas também estão contempladas no processo E-12/003.203/2016. Sua decisão inicial foi a Deliberação 2914/2016, em seus artigos 7º e 8º. Não houve determinação prévia de valores. A CEG apurou o montante de R\$ 2.080.000,00, base dez/2016. Este GT concorda com os montantes apresentados;

Os processos atingem o montante de R\$ 3.650.000,00, conforme quadro abaixo, valores que foram encampados pela Consultoria:

3) DELIBERAÇÕES		
Valores (R\$ mil) Base dezembro 2016		
Processos	Deliberação	Valor base dezembro/16
E-12/003.413/2015	2855/2016	1.570,00
E-12/003.203/2016	2914/2016	2.080,00
E-12/003.242/2016		
Diferença a compensar		3.650,00

13.4. Devolução de tarifa recebida para os investimentos suprimidos pelo III TA

O montante dos investimentos utilizados nos cálculos relativos ao tópico 13.1., acima, incluem o expurgo do III Termo Aditivo. Entretanto, tais valores foram devidamente relacionados no total dos investimentos que foram aprovados para a III Revisão Quinquenal, portanto, devidamente remunerados na equação de reequilíbrio. Tal saldo deverá ser levado à compensação na definição da margem de



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

reposicionamento 'm', no montante de R\$ 182.841.214,64, anotado em rubrica própria, conforme quadro abaixo, e de acordo com o preconizado na Deliberação 3139/2017, em seu artigo 8º:

DEVOLUÇÃO DE TARIFA RECEBIDA PARA INVESTIMENTOS SUPRIMIDOS PELO III TA		
Valores		
	Nominais	Exercícios
Outros investimentos materiais/outros		OIM-O
Redes de alta pressão/gás natural comprimido		AP/GNC
OIM-O	2.160,146	2013
OIM-O	21.722,018	2014
OIM-O + AP/GNC	8.148,141	2015
AP/GNC	69.129,327	2016
AP/GNC	29.687,861	2017
Total nominal	130.847,493	
Valores base 01/12/2016		
	182.841,21	
Fator de atualização		
	1,3974	

14. ANÁLISE DOS CUSTOS OPERACIONAIS – OPEX

Por OPEX (Operational expenditures, ou custos operacionais) caracterizamos as despesas relacionadas diretamente à operação e manutenção das redes (OM), bem como aquelas que garantem a operação comercial e a gestão interna da Concessão. A Delegatária apresentou uma visão geral dos gastos que crê apropriados, devidamente abordados nos trabalhos da Consultoria. O comparativo entre o projetado para o quarto ciclo (levado à data base de dezembro/2016) e o projetado para o quinto ciclo embute uma previsão de incremento geral de 29,43%, com destaque para as rubricas de 'Conservação e manutenção' e 'Outras Despesas'.

A FEC/UFF, em seus cálculos, sugeriu a revisão de algumas rubricas e sub-rubricas, mas boa parte dos elementos foi considerada adequada, dentro da boa técnica. Propõe uma redução geral de 12,69% nas projeções.

O Grupo de Trabalho se associa parcialmente às fundamentações gerais da Consultoria, mas faz uma nova projeção, adotando-se uma série de valores efetivos dos exercícios de 2018 e 2019, conforme conferidos nos Demonstrativos Financeiros e nos balancetes publicados pela CEG, alguns deles incrementados na mesma proporção da projeção de aumento da base de clientes, que entendemos mais próximo da realidade observada. Entretanto, algumas rubricas foram objeto de reavaliação objetiva por este GT, notadamente as de:

- > alugueis - considerados a partir de um realinhamento matemático do montante realizado no exercício de 2019;
- > jurídicos - considerados sob uma ponderação que leva em conta a existência de quadro próprio e bem dimensionado da Concessionária;



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

> *publicidade, propaganda e relações públicas - diminuído, em função das características monopolísticas do negócio, que reduzem as necessidades de promoção institucional;*

> *gastos de atividade comercial - igualmente diminuído, com razões semelhantes à rubrica imediatamente acima;*

> *despesas de pessoal - mesmas razões da rubrica 'aluguéis';*

> *perdas de gás - reduzido para o montante de 1,5% do custo de compra de gás e serviços, registrado no balanço patrimonial de 2018/2017, na nota explicativa 23, 'Custo'. A motivação é a obrigação contratual de atingimento de metas de redução de perdas, não fazendo sentido inflar tais valores.*

Note-se que não há mais reparos quanto às denominações contábeis, objeto de análise específica na III Revisão Quinquenal.

A tabela do OPEX consolidado pelo GT é a seguinte:



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

PROPOSTA GT						
CEG - OPEX (mil.R\$/ano) - Moeda de Dez/16						Total
Itens	2018	2019	2020	2021	2022	2018-2022
DESPESAS OPERACIONAIS	226.077	186.299	173.065	176.114	179.406	940.960
Aluguéis	9.033	3.706	4.000	4.000	4.000	24.739
Manutenção e Conservação	39.425	35.648	33.155	33.422	33.936	175.586
- Bens Imóveis e Construções	5.991	5.538	5.702	5.865	6.026	29.122
- Equipamento de Informática	4.063	3.810	3.184	3.184	3.184	17.425
- Veículos	1.438	1.323	855	855	855	5.326
- Instalações Técnicas	24.588	21.571	19.907	19.912	20.166	106.142
· Manutenção e Vistoria de Rede de AP e MBP	9.856	8.227	6.336	6.336	6.336	37.091
· Emergência	9.841	8.758	9.018	9.275	9.529	46.420
· Manutenção de Instalações Industriais	4.891	4.586	4.553	4.301	4.301	22.631
- Outro Imobilizado	3.345	3.406	3.507	3.607	3.706	17.570
Utilidades e Serviços	14.243	13.495	12.085	12.276	12.464	64.563
- Energia Elétrica, Água, Gás e Combustíveis	7.683	6.171	6.354	6.535	6.714	33.457
- Telefone e Outras Comunicações	6.506	6.999	5.397	5.397	5.397	29.696
- Correio	1.057	982	1.011	1.040	1.068	5.158
- Material de Escritório	526	336	345	355	365	1.928
- Outros	-1.529	-993	-1.022	-1.051	-1.080	-5.676
Serviços Gerais, Corporativos e Royalties	26.538	28.233	25.224	25.792	26.382	132.169
- Serviços Gerais	13.187	11.060	11.387	11.711	12.032	59.378
- Serviços Corporativos	12.607	16.381	13.021	13.242	13.488	68.739
- Royalties	744	792	816	839	862	4.053
Serviços Profissionais Independentes	16.264	13.611	10.992	11.287	11.579	63.734
- Auditorias	898	758	501	501	501	3.158
- Assessorias Técnicas	438	269	127	127	127	1.088
- Jurídicos	8.194	6.404	4.000	4.114	4.227	26.938
- Outros Serviços	6.735	6.181	6.364	6.545	6.724	32.549
Publicidade, Propaganda e Relações Públicas	7.873	6.767	6.000	6.171	6.340	33.152
Seguros	2.690	2.523	2.597	2.597	2.597	13.004
Despesas de Viagem, Transporte e Fretes	1.478	862	887	913	938	5.078
- Despesas de Viagem	1.318	741	763	785	806	4.413
- Transportes e Fretes	160	121	124	128	132	665
Gastos de Atividade Comercial	31.514	20.032	20.000	20.000	20.000	111.546
Gastos Serviço a Cliente	44.219	43.045	39.658	40.768	41.866	209.557
- Leitura de Medidores	16.058	13.059	13.446	13.829	14.208	70.600
- Cobrança Bancária	9.143	9.648	9.934	10.217	10.497	49.437
- Inspeções Periódicas	1.118	1.071	1.102	1.134	1.165	5.590
- Serviços de Teleatendimento	7.419	7.226	7.440	7.652	7.861	37.597
- Controle de Qualidade de Leitura, Inspeções e Outras	8.313	6.032	6.210	6.387	6.562	33.504
- Custo de Atendimento ao Cliente	1.029	5.213	707	707	707	8.363
- Controle de Qualidade de Serviços	1.141	796	819	843	866	4.464
Outros Serviços Exteriores	15.599	12.846	13.226	13.603	13.976	69.249
- Subscrições, documentos e Outros Serviços	12.375	9.585	9.868	10.150	10.428	52.406
- Colaborações Externas	3.224	3.261	3.357	3.453	3.548	16.843
- Custo do Pessoal Expatriado	0	0	0	0	0	0
Outros	15.860	4.511	4.191	4.205	4.219	32.988
- Outros Gastos de Exploração	14.298	486	500	514	528	16.326
- Tributos	1.563	4.026	3.691	3.691	3.691	16.662
Gastos de GNC	1.340	1.019	1.049	1.079	1.109	5.596
DESPESAS DE PESSOAL	127.597	92.184	94.913	97.618	100.293	512.606
OUTRAS DESPESAS	52.960	54.179	55.783	57.373	58.945	279.239
- Provisões	10.844	10.844	11.165	11.483	11.798	56.134
- Perdas de Gás	41.113	42.375	43.630	44.873	46.103	218.094
- Custos de odorizantes	1.003	960	988	1.016	1.044	5.011
Total - OPEX	406.634	332.662	323.760	331.105	338.644	1.732.805
Base de Clientes	945.909	978.841	1.011.718	1.044.486	1.077.037	
Incremento da base de clientes		1,0348152	1,0335877	1,0323885	1,0311646	
		3,07%	2,96%	2,85%	2,74%	



15. CENÁRIOS DE INVESTIMENTOS

Apesar da perspectiva de incremento de investimentos nos próximos anos, há um período de planejamento e de construção longo, até que estes se tornem operacionais. Bem provavelmente, só impactarão o próximo ciclo quinquenal. Esta constatação poderá ser apreciada nos dados da proposição da UFF, que relembramos abaixo, comparados com o ciclo quinquenal anterior, devidamente corroborada pelos relatórios de demonstrativos de resultado publicados pela CEG até o 1º semestre de 2019, aos quais já temos acesso, inclusive pelo site da empresa, onde os níveis de investimento estão menores do que aqueles teoricamente previstos, inclusive por conta de Decisão do Colegiado da AGENERSA.

Além destes aspectos, temos que ressaltar que a CEG teve grande dificuldade de cumprir com o programa de investimentos do ciclo anterior e, desta forma, será forçosa a adoção de medidas compensatórias, nos mesmos moldes teóricos da III Revisão Quinquenal, caracterizando-se um excedente tarifário em relação às projeções do período de 2013 a 2017, as quais a realidade provou que estavam superdimensionadas.

Desta maneira, o Grupo de Trabalho entende que a projeção deve ser conservadora, em face do ambiente de incerteza que vivemos na economia atualmente, onde não há disponibilidade de fontes de financiamento privado e público (este ainda condicionado ao ajuste fiscal em curso), bem como o prenúncio de uma desaceleração da economia mundial (restringindo o fluxo de capital externo). Somando-se a este cenário, ainda podemos citar as reduções das taxas de remuneração dos investimentos internos (em virtude das reduções da taxa SELIC e do risco Brasil) e o cenário de inflação controlada, o que nos impele a considerar projeções mais conservativas de crescimento do investimento, que são as mais adequadas para complementar a projeção do equilíbrio da Concessão.

Por fim, cabe ressaltar que projeções futuras em países ainda em desenvolvimento têm riscos quanto à consistência, em face da turbulência de seus ambientes internos. Dificilmente os solavancos de eventuais choques político-econômicos são captados nos modelos macroeconômicos, desenvolvidos para ambientes mais estáveis e perenes.

Desta maneira, o Grupo de Trabalho não entende que seja possível um "boom" de investimentos para os 03 (três) anos finais do ciclo, o que, se eventualmente ocorrer, pode ser corrigido por uma Revisão Extraordinária, elemento contratualmente previsto e mais conveniente para não sobrecarregar as tarifas antecipadamente.

Destacamos os investimentos realizados no último quinquênio pela CEG, conforme anotações dos Órgãos Técnicos que fundamentaram as decisões do colegiado:



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL 4Q
Investimento deliberado	434.233,647	287.340,860	259.324,333	308.051,462	259.423,306	1.548.373,608
Investimento deliberado s/gasodutos (3º TA)	431.215,143	256.987,354	247.938,437	211.452,820	217.938,640	1.365.532,393
Investimento realizado	214.925,715	270.866,341	286.060,199	257.037,162	275.754,695	1.304.644,112

Relevamos as perspectivas derivadas de algumas notícias que podem fundamentar a distorção da análise que fizemos, reforçando que o grupo de trabalho entende que o impacto efetivo tem mais possibilidade de ocorrer no próximo ciclo tarifário:

15.1. Comparativo dos diversos tipos de combustível

A convergência dos preços de GN em relação aos preços de GLP em botijão - no médio prazo, impactará, principalmente, os setores residenciais e comerciais.

A) Em 07/05/19 09:47

Preço do botijão de gás chega a R\$ 85 no Rio. Valor médio ao consumidor final fica em R\$ 70



Botijões de gás: preço subiu com o reajuste da Petrobrás nesta semana Foto: Paulo Bravos Patrícia Valle

O Extra fez um levantamento em alguns pontos de venda do Estado do Rio e da capital e constatou que o botijão de gás de 13 kg está sendo vendido ao consumidor por R\$ 70, em média. O valor, no entanto, pode chegar a R\$ 85, como no caso da Barra da Tijuca. O valor elevado já é um reflexo do reajuste no preço do GLP residencial para as distribuidoras anunciado pela Petrobras — de R\$ 25,33 para R\$ 26,20 —, com validade desde domingo, dia 5. Neste caso, a correção aplicada pela estatal foi de 3,43%

No caso do preço fixado às distribuidoras, trata-se do maior valor cobrado desde o fim de setembro de 2017, quando o GLP residencial era comercializado a R\$ 18,98. De lá para cá, o gás de cozinha acumula um avanço de 38%.

COMO CONVERTER A QUANTIDADE DE UM ENERGÉTICO PARA A EQUIVALENTE EM GÁS NATURAL (gasmIG)



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

TABELA DE CONVERSÃO DE COMBUSTÍVEIS				
Quantidades equivalentes				
Combustível	Unidade	PCS (kcal/kg)	Densidade (kg/m ³)	Fator de conversão (m ³ /kg)
Óleo combustível A1	kg	10.130	1.000,00	1,08
GLP	kg	11.750	550,00	1,25
Óleo Diesel	kg	10.750	840,00	1,14
Carvão vegetal	kg	6.900	250,00	0,73
Lenha mista	kg	3.330	345,00	0,35
Carvão mineral 6000	kg	6.000	-	0,64
Carvão mineral 4500	kg	4.500	-	0,48
Coque de petróleo	kg	8.500	-	0,90
Gás natural	m ³	9.400	0,71	1,00

Utilização: multiplique a quantidade do combustível em análise pelo FATOR de CONVERSÃO para obter a quantidade equivalente em m³ de gás natural.

Exemplo: se o consumo atual de GLP é de 100.000 kg por mês, $100.000 \times 1,25 = 125.000 \text{ m}^3$ por mês de Gás Natural.

=> botijão GLP 13,0 Kg = R\$ 70,00 <=> 16,25 metros cúbicos de GN => R\$ 4,30/metro cúbico.
=> R\$ 35,00/mês

tarifa CEG = R\$ 6,1267 / metro cúbico (vigência a partir de: 01/08/2019) => $7,0 \times 6,1267 = \text{R\$ } 42,88/\text{mês} = \text{diferença } 22,51 \%$

tarifa CEG-RIO = R\$ 4,7712 / metro cúbico (vigência a partir de: 01/08/2019) => $7,0 \times 4,7712 = \text{RS } 33,40/\text{mês}$

social CEG = R\$ 3,8763 / metro cúbico (vigência a partir de: 01/08/2019) => $7,0 \times 3,8763 = \text{R\$ } 27,13/\text{mês}$

social CEG-RIO = R\$ 3,6804 / metro cúbico (vigência a partir de: 01/08/2019) => $7,0 \times \text{R\$ } 3,6804 = \text{R\$ } 25,76/\text{mês}$

fator de conversão= 1,25 metros cúbicos por Kg

GN = mínimo 7,0 metros cúbicos/mês

B) Em 20 de fevereiro de 2015, às 21:07

O consumo per capita dos botijões de até 13 kg com gás de cozinha cresceu apenas 3,21% nos últimos cinco anos. Em 2010 cada brasileiro utilizava 2,5140 kg por mês, enquanto em 2014 essa média aumentou para 2,5948 kg/mês.

<http://www.abragas.com.br>

Premissa utilizada na comparação acima entre os preços de GN e GLP.

Número médio de habitantes por residência = 3,31 (tabela 552) do IBGE - Cidade do RJ) = $3,31 \times 2,5948 = 8,3213 \text{ Kg/ mês} \Rightarrow 01 \text{ botijão de } 13 \text{ Kg a cada } 1,5622 = \text{extrapolando } 1 \text{ botijão de } 13 \text{ Kg a cada } 02 \text{ meses.}$

15.2. Novo mercado do gás

Outro aspecto que pode distorcer a análise mais conservativa que o Grupo de Trabalho efetuou acima é o programa da redução do custo do gás, ação Governamental chamada de 'NOVO MERCADO DO GÁS'. Se o custo do gás natural for reduzido conforme as expectativas do programa, o GN ficará muito competitivo em relação ao GLP e, bem provavelmente ganhará mercado em relação a este concorrente. Os elementos deste programa governamental, apresentamos a seguir:



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Vladimir Goitia

Colaboração para o UOL, em São Paulo

18/05/2019 04h00

O ministro da Economia, Paulo Guedes, prometeu reduzir o preço do gás natural pela metade em 60 dias. Quem seria beneficiado com isso? Tem a ver com o botijão de gás para cozinhar? Os carros que utilizam o combustível também teriam vantagem? Ou é só para indústrias?

Especialistas ouvidos pelo UOL comentam se esse objetivo de Guedes é viável. Segundo eles, são necessárias medidas de impacto para conseguir a redução de preço. Não é só com uma canetada.

O gás natural produzido no Brasil é considerado o mais caro do mundo. Segundo a Gas Energy, uma das principais empresas de consultoria do país em gás natural, a Petrobras cobra em média das distribuidoras US\$ 9,85 (cerca de R\$ 40) por 1 milhão de BTU (MMBTU), o equivalente a 26,8 m³.

Esse mesmo MMBTU nos Estados Unidos custa US\$ 2,92 (cerca de R\$ 12), ou seja, um terço do preço. Na Europa, o valor do MMBTU é de US\$ 7,99 (aproximadamente R\$ 33).

Gás natural não está em botijões

O gás natural não é o usado em botijões de cozinha. Esse é o GLP (gás liquefeito de petróleo). O gás natural é o que chega por encanamento às casas e ao comércio. É usado em fogões e chuveiros. Mas tem uma participação irrisória no mercado brasileiro de energia.

O consumo residencial e comercial de gás natural no Brasil representa apenas 2,6% do total. Na Argentina, só a participação residencial é de 27%, principalmente para o aquecimento nos meses de frio.

Outro segmento que deve ser beneficiado é o de veículos movidos a gás natural veicular (GNV), já que é usado como alternativa à gasolina e ao álcool. O gás natural substitui ainda o óleo combustível, o diesel, o carvão mineral e o vegetal e o urânio nas centrais termoelétricas.

Indústria usa muito gás, e preço menor é importante

O gás natural que chega à indústria é caro. Para consumidores industriais de 10 mil m³/dia, o preço cobrado pelas distribuidoras por 1 milhão de BTU varia de US\$ 12,62 (cerca de R\$ 52) a US\$ 19,13 (aproximadamente R\$ 79), conforme a região do país e a distribuidora, segundo dados de março (última atualização) da Gas Energy.

"O ministro [Guedes] está correto em atacar esse problema, pois a oferta de gás natural a preços competitivos é indispensável para que o parque industrial do país saia do marasmo atual, em especial a indústria petroquímica", afirmou Adilson de Oliveira, professor titular da UFRJ (Universidade Federal do Rio de Janeiro).

O gás natural é matéria-prima fundamental na indústria petroquímica, competindo com a nafta. Pode ser utilizado para a produção de solventes e fertilizantes, como a amônia e ureia e respectivos derivados. Serve ainda na siderurgia (produção de aço).

Preço não cai só com uma canetada

Para o professor da UFRJ, a questão agora é como conseguir construir um processo de progressiva reestruturação do setor de gás natural e, paralelamente, como definir um novo regime regulamentar no qual essa nova estrutura institucional irá operar. "Não é possível alcançar esses objetivos apenas com uma canetada", disse.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Especialistas dizem que a redução pela metade no preço do gás natural não tem mágica. Precisa apenas de competição (liberalização do mercado), regulamentação (regras bem definidas e segurança jurídica) e ambiente atrativo (ampliação do mercado de consumo), considerado ainda tímido.

José Tavares de Araújo Jr., diretor do Centro de Estudos de Integração e Desenvolvimento (Cindes) e sócio da Ecostrat Consultores, disse que a decisão do governo de desregular e liberalizar o mercado de gás natural é extremamente positiva para o país, cujo efeito será sentido na redução nos preços do gás natural praticados hoje.

"É difícil calcular qual seria a redução de fato com essas medidas, se 20%, se 30% ou 50%. Até porque, os preços do gás natural variam de estado a estado, de região a região, e de distribuidora a distribuidora. Mas certamente haverá uma queda nos preços", disse Araújo. Para ele, a liberalização do mercado de gás devia ter sido feito bem antes, já durante o governo de Fernando Henrique Cardoso.

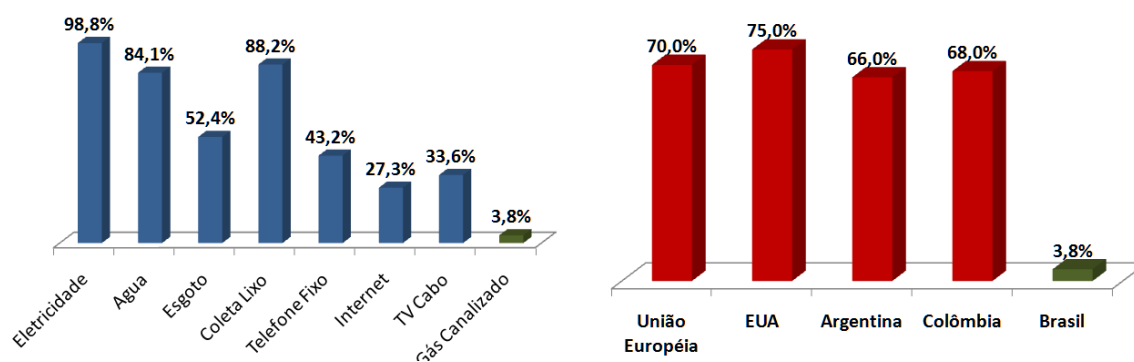
O professor da UFRJ também lamentou que a decisão de liberalizar o mercado de gás natural venha com atraso. Ele atribui isso ao excesso de atenção dos governos dado apenas ao petróleo, à falta de infraestrutura de dutos e ao pouco interesse da Petrobras em comercializar o gás natural.

16. PROGNÓSTICO DO MERCADO DE GÁS NA ÁREA DE COBERTURA DA CEG

Apesar da oportunidade que oferece o mercado brasileiro, se comparado com outros países, o Grupo de Trabalho entende que este desenvolvimento só se dará no próximo ciclo quinquenal, em face da escassez de investimentos, principalmente, em transporte e logística. Consoante com este quadro de estagnação, tanto a proposta da CEG quanto o estudo da UFF, apontam para retração do investimento, o que já se observa no resultado do 2º trimestre de 2019, apresentado pela CEG, onde os investimentos estão bem aquém do projetado. Talvez, com o eventual sucesso dos programas implementados pelos Governos Federal e Estadual, esta janela de oportunidade poderá se concretizar no próximo quinquênio.

Durante os eventos públicos do presente ciclo revisional, a ABEGÁS apresentou o quadro que transcrevemos, que reforça essa impressão:

- Enorme potencial para alavancar novos investimentos nos próximos anos





Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Resumidamente, entendemos que o aumento de oferta de gás no mercado, a priori, deverá ser fortemente direcionado ao setor termelétrico, que não depende diretamente de investimentos da Concessionária, tendo em vista as novas diretrizes implementadas no mercado dos Consumidores Livres, autoprodutores e autoimportadores.

16.1. Projeções de demanda por segmento

O trabalho do GT parte da observação de convergência entre as projeções da CEG, em sua proposta reformada (que, dentre outros aspectos, prevê que a redução de investimentos acarretará redução na expansão da base de clientes) e a avaliação da Consultoria, que acolhe os pressupostos.

O segmento termelétrico foi objeto de exame específico, onde o trabalho da Consultoria projeta partidas diferentes das estimadas pela CEG, mesmo partindo de uma base comum (justificada pela adesão, pela Concessionária, da moda da simulação correspondente ao percentil 25 da distribuição de possibilidades, enquanto a FEC/UFF se utilizou da média).

Em sua explanação, a Consultoria leciona que a moda seria adequada se o Regulador tivesse como objetivo o acerto preciso do montante despachado, mas a própria escolha do percentil 25 exporia os consumidores a um risco maior do aquele atribuível à Delegatária. Já a média traduz o volume esperado, pois é a função que permite a minimização dos erros de previsão, por aproximá-los dos valores observados, uma medida mais equilibrada para consumidores e Delegatária.

O Grupo de trabalho entende que as previsões de demanda do Relatório 4 revisado, da UFF, são as que têm mais possibilidade de acontecer, exceto quanto à demanda do setor Termelétrico, ao qual nos remeteremos aos valores dispostos no Relatório 2, patamar superior. As razões para estas escolhas estão abaixo, nos itens específicos;

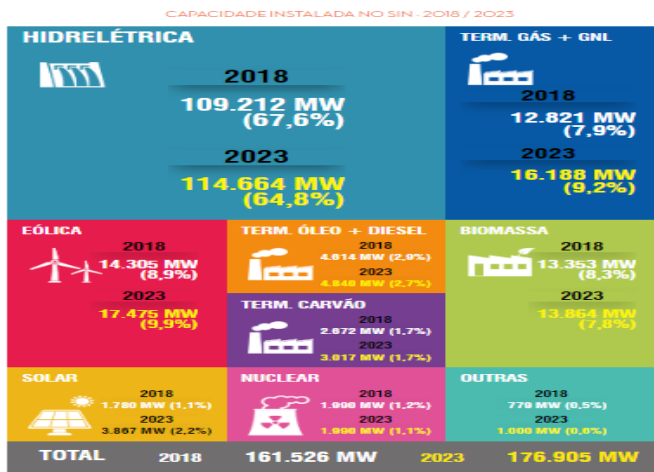
As análises efetuadas por todos aqueles que, durante o transcurso da Revisão Quinquenal, contribuíram com estudos sobre este tema, foram, em sua totalidade, fundamentadas no panorama hídrico e nas séries estatísticas, que apontam para o diagnóstico de menor risco hídrico. Quanto a este aspecto, não há melhor metodologia que a apresentada tanto pela PSR quanto pela UFF.

Mas o Grupo de Trabalho gostaria de olhar o tema com outra visão. O Brasil, a partir de 2015, viveu a pior recessão de sua história, com o PIB (Produto Interno Bruto) despencando em redução próxima de 10,0% no período, onde a capacidade instalada ociosa das empresas aumentou consideravelmente. Sendo assim, uma retomada de crescimento pode se dar muito rapidamente, em face de não ser necessário aumentar o parque produtivo já instalado. Deste modo, como entendemos que a probabilidade de haver quadro similar ao que passamos neste último ciclo quinquenal pode ser desconsiderada, mesmo com a perspectiva de crescimento mediano/residual da economia para o próximo ciclo quinquenal, entendemos que o cenário apresentado pela UFF no relatório 2, na denominação 'cenário superior', é o mais provável de acontecer.

Outro aspecto a se observar é a projeção da ONS para o período, onde sinaliza o acréscimo de carga do sistema até 2023, conforme abaixo:



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro



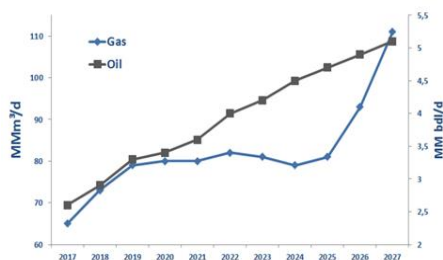
Outro ponto a ser destacado é a postura do Governo do Estado do Rio de Janeiro, que está determinado a desenvolver políticas de atração de investimento no seguimento de GN para geração térmica de eletricidade, com o intuito de manter sua posição de destaque no atual cenário nacional, como pode ser apreciado pelos slides apresentados no XI Congresso da ABAR, a seguir:

Rio Capital da Energia



*Brasil: 9º Maior Produtor de Petróleo do Mundo
 Rio de Janeiro: 13º
 Rio de Janeiro exporta 33% da energia gerada no estado para o resto do país

Projeção da Produção Nacional de O&G



Nos Próximos 10 anos...

- 96%** aumento da produção total de óleo
- 70%** aumento na produção líquida de gás

Há uma grande expectativa quanto à expansão do setor de O&G ao longo da próxima década.

Para que este potencial se realize, será necessário dar destinação econômica ao gás associado ao óleo.

Fonte Slide apresentado por Marise Grinstein no XI Congresso de Regulação



16.2. Térmicas CL, AP e AI

O quinquênio 2013-2017 foi marcado por um forte despacho termelétrico, notadamente registrado até 2015. Diante desse cenário pregresso, a Consultoria parte da situação projetada pela CCEE para a Concessionária, admitindo-a plausível para vigorar até 2019. Daí em diante foram elaborados 03 (três) cenários para os demais anos do quinquênio (2020-2022): o primeiro (dito superior) considera a manutenção da situação de despacho projetada para 2018-2019; o segundo (dito intermediário) estabelece uma projeção de convergência para a média de longo prazo; o terceiro (dito inferior) é a proposta pura e simples da CEG. Destaque-se que esta foi modificada, desta vez lastreada em estudo da Consultoria PSR, por sua vez fundamentado na matriz de despacho das centrais e dados do Operador Nacional do Sistema - ONS.

A FEC/UFF destaca a grande incerteza que encerra as projeções para um quinquênio, notadamente por serem as termelétricas consideradas, ainda, uma fonte suplementar a ser acionada de acordo com o regime hidrológico brasileiro, muito instável. Propõe algumas considerações de modo geral, sendo particularmente sensível à adoção de medidas revisionais extraordinárias para compensar eventuais estimativas superiores ou inferiores demais, o que poderia ocasionar prejuízos ou benefícios significativos, respectivamente.

Tais argumentos e razões é que levam o GT ao entendimento de que o cenário mais plausível para ocorrer no próximo ciclo é o Superior para as termelétricas;

16.3. Residencial

Outro segmento em que as dinâmicas dos estudos da FEC/UFF e da CEG apresentam convergência. Destaque-se a tendência, observada por ambas, de que há uma evidente mudança no padrão de consumo do cliente residencial, não havendo qualquer sinal de que possa haver uma reversão significativa, bem como o trabalho comparativo feito com os combustíveis concorrentes, notadamente o GLP. O GT endossa as projeções da FEC/UFF;

16.4. Comercial

O segmento Comercial foi um em que o resultado final proposto pela FEC/UFF teve melhor convergência de resultado final com a proposta da CEG. É um setor que apresenta grande sazonalidade dentro de cada exercício, com ligeiros registros de retração, mas com projeção de retomada gradual de demanda. A pouca divergência se deu no caminho do crescimento, com a Consultoria apresentando projeção mais conservadora do que a Concessionária. O GT endossa as projeções da FEC/UFF;

16.5. Climatização

Não se verifica uma tendência de expansão no segmento, ainda que as projeções da Concessionária tenham sido bem inferiores àquelas da Consultoria. Aparentemente, mantém-se a falta de competitividade do gás natural frente à energia elétrica para este mercado. O GT endossa as projeções da FEC/UFF;



16.6. Cogeração

A Concessionária projeta um crescimento constante ao longo do ciclo, em valores menores do que os projetados pela Consultoria. Observe-se que esta infere um pico de demanda em 2020, ponto culminante de um mini ciclo de expansão, com redução em sequência. O GT endossa as projeções da FEC/UFF;

16.7. Geração Distribuída

A Concessionária faz sua projeção para o segmento. A Consultoria projeta uma pequena demanda de 2018 a 2020, com acentuado incremento a partir de 2021. O GT endossa as projeções da FEC/UFF;

16.8. GNV

Neste segmento, a Concessionária aponta uma estabilização das vendas, considerando que a explosão da demanda se deu a partir de 2015, com o fim da política de preços administrados dos derivados do petróleo. A Consultoria entende que fatores recentes, com forte impacto na economia, permitem antever um crescimento constante. O GT endossa as projeções da FEC/UFF;

16.9. Industrial

A Consultoria comentou sobre a queda no consumo do segmento industrial, na esteira da retração do setor no âmbito do Estado do Rio de Janeiro. Avalia, entretanto, que as perspectivas indicam uma reversão do quadro, ainda que não justifique uma projeção nos moldes daquela da III Revisão Quinquenal, entendimento contrário ao que havia sido exposto pela Concessionária. Este GT endossa a perspectiva de relativa estabilidade na demanda;

16.10. Vidreiras

A Concessionária entende ser necessária uma projeção com totalizações oscilantes. A Consultoria entende que o segmento vai apresentar decréscimo de demanda ao longo do período. O GT endossa as projeções da FEC/UFF;

16.11. Petroquímico

Na projeção da proposta, a demanda do setor dos mercados industrial/petroquímico é realizada cliente a cliente, com base nas demandas particulares verificadas no quinquênio anterior. Entretanto, dentro do cenário de desindustrialização verificado, a concessionária projetou ausência total de clientes em todo o quinquênio presente. A posição é acatada pela FEC/UFF. Assim, temos uma projeção de ausência de consumo para o período;

16.12. GLP

Tanto a Concessionária quanto a Consultoria entendem que há uma curva decrescente de demanda para o segmento, que apresenta uma demanda caminhando para o residual. Entretanto, divergem nos montantes, maiores para a FEC/UFF, cujas projeções são endossadas por este GT;



16.13. Cenário proposto

Por todo o exposto, filiamo-nos aos cálculos efetuados pela FEC/UFF, na revisão do Relatório 4, consolidados no quadro abaixo:

Mil R\$/ano	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial	110.732	110.039	109.255	108.382	107.414
Residencial MCMV	3.980	4.768	5.524	6.245	6.933
Comercial	51.806	5.271	53.596	54.478	55.354
Climatização	6.633	6.622	6.576	6.506	6.489
Cogeração	96.770	98.174	99.832	98.757	98.442
Geração Distribuída	866	922	1.325	3.199	3.930
GNV	911.664	922.656	936.101	952.595	972.893
GNV Transporte Público	0	0	0	0	0
Industrial	347.572	346.819	345.791	346.256	346.575
Vidreiras	80.030	79.911	79.696	79.342	79.276
Petroquímico	0	0	0	0	0
Térmicas	0	0	0	0	0
ATR	0	0	0	0	0
GLP Residencial	1.157	1.143	1.127	1.111	1.093
GLP Industrial	0	0	0	0	0
Subtotal	1.611.209	1.576.324	1.638.824	1.656.870	1.678.399
Térmicas CP/AI/AP	2.551.088	1.549.360	1.105.698	892.894	988.194
Industrial CP/AI/AP	0	0	0	0	0
Petroquímico CP/AI/AP	0	0	0	0	0
Total	4.162.297	3.125.685	2.744.521	2.549.764	2.666.594

17. ANÁLISE FINANCEIRA DOS INVESTIMENTOS - CAPEX

O peso específico dos investimentos na consolidação da equação de reequilíbrio econômico-financeiro da Concessão é considerável e bastante conhecido, se constituindo em elemento de elevado impacto em quaisquer estudos que se façam sobre o tema.

Tecnicamente, podemos inferir que a política de investimentos descrita nos eventos revisionais vai ser o sinalizador das atividades desenhadas para o futuro próximo, quando devidamente aprovada. Deve-se observar, igualmente, o peso das compensações, trazidas aos trabalhos por ocasião da III Revisão Quinquenal, cujos fundamentos foram aprovados pelo colegiado, por significarem reparação devida aos clientes, devidamente tratado no item 13., acima.

Passamos, então, à análise prospectiva da proposta de investimentos para o próximo quinquênio, com a projeção dos investimentos para o V Ciclo Contratual.

A exemplo dos ciclos revisionais anteriores, o Plano de Investimentos elaborado pela Concessionária está subdividido nas modalidades de singulares, fixos e variáveis.

No primeiro, são descritos os principais projetos, tais como a construção de gasodutos e grandes obras de infraestrutura. Especificamente no presente estudo, são listados 04 (quatro) projetos:

- > reforço Santa Cruz (atendimento do Distrito Industrial do mesmo bairro);
- > reforço AMBEV (atendimento ao projeto de expansão deste cliente);
- > estação de compressão para o projeto de GNC da CEG;
- > e o desenvolvimento de rede para possibilitar a utilização de biometano;



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Já os investimentos fixos são aqueles que, de forma direta, não induzem aumento de demanda e nem possuem relação de dependência com as altas e baixas dos clientes. Tais investimentos são necessários para o gerenciamento da rede de distribuição, visando à melhoria contínua da sua operação e manutenção para aumento dos níveis de segurança. São exemplos de investimentos fixos a substituição de ativos obsoletos e a modernização dos sistemas informáticos e de gerenciamento da rede de distribuição.

Nesse subitem destacam-se:

> Renovação de Rede MP / BP, que corresponde à substituição de rede de material obsoleto;

> Renovação de Ramais: corresponde à substituição de ramais associados às redes obsoletas renovadas;

> Sistemas Informáticos: Desenvolvimento de projetos, soluções e manutenções evolutivas para as diversas direções da empresa através do suporte tecnológico às ações e adequações dos seus respectivos processos de negócio, assim como a viabilização do cumprimento de novas obrigações jurídicas, fiscais e regulatórias. Inclui a aquisição de licenças de software microinformático, a aquisição de hardware (infraestrutura central do CPD, microinformática, equipamentos de telecomunicações, redes de dados e segurança da informação), a renovação de hardware obsoleto (plano cíclico e recorrente de renovação da infraestrutura central do CPD, microinformática e equipamentos de telecomunicações, redes de dados e segurança da informação);

> Veículos e Outros: necessário para substituir equipamentos depreciados e garantir a capacidade máxima de prestação de serviços de manutenção, construção e atendimento a clientes. Dessa forma, serão necessários investimentos em veículos, mobiliários, equipamentos e adequações físicas, incluindo novos mobiliários nos escritórios;

Já os investimentos variáveis são aqueles que, de forma direta, induzem aumento de demanda e possuem relação de dependência com as altas e baixas dos clientes. São necessários para permitir a captação dos novos clientes. São aqueles englobados nos planos de expansão comercial, vinculados às mesmas rubricas dos investimentos fixos.

Considerando-se a decisão do Colegiado de impor condicionantes à execução dos investimentos nos exercícios de 2018 e 2019, adotamos os montantes consolidados no quadro abaixo, com uma única modificação, a adoção dos valores reais dos exercícios de 2018 e 2019, levados à data base dezembro de 2016. Para os demais exercícios, e considerando-se a prudência de considerar um quadro mais conservador, optamos pela manutenção dos dados projetados pela própria CEG:



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

PROPOSTA GT						
CEG: INVESTIMENTOS PROJETADOS PARA O 5º QUINQUÊNIO						
(Valores em mil R\$ - dez/2016)						
	2018	2019	2020	2021	2022	TOTAL 5Q
TOTAL INVESTIMENTOS MATERIAIS	136.169,17	129.529,31	174.685,33	162.730,03	155.251,63	758.365,47
Redes	69.500,05	65.475,55	96.466,60	83.301,76	83.166,46	397.910,42
Novas Redes AP	2.574,63	3.145,51	11.527,47	827,18	2.621,14	20.695,92
Novas Redes MP/BP	23.929,67	18.462,17	31.081,52	32.956,05	32.609,12	139.038,52
Renovação Redes MP/BP	40.854,73	41.235,81	52.990,17	48.628,03	47.110,50	230.819,23
Outros	2.141,04	2.632,06	867,45	890,51	825,69	7.356,75
Ramais	13.120,41	11.042,52	22.880,25	23.690,05	24.362,94	95.096,17
Novos Ramais	10.478,58	8.067,91	18.886,02	19.695,81	20.368,71	77.497,02
Renovação de Ramais	2.641,83	2.974,61	3.919,40	3.919,40	3.919,40	17.374,65
Outros - Ramais	0,00	0,00	74,83	74,83	74,83	224,49
Construção de ERMs	1.825,51	2.455,05	4.672,69	6.555,25	1.959,61	17.468,11
Instalações Auxiliares de Rede	14.277,56	11.173,47	15.439,21	14.409,08	9.664,46	64.963,77
Outros Investimentos Materiais	37.445,65	39.382,72	35.226,58	34.773,89	36.098,16	182.927,01
Aquisição de Medidores	25.496,66	25.633,70	22.844,23	23.484,28	23.869,67	121.328,54
Instalações Comunitárias	5.533,38	2.821,10	9.798,80	10.045,78	10.300,23	38.499,28
Terrenos e Edifícios	117,00	0,00	1.107,67	393,44	431,15	2.049,26
Máquinas e Equipamentos	2.514,50	8.251,24	460,15	313,18	613,13	12.152,20
Equipamentos Processo Informatização	1.670,94	824,12	552,35	375,96	735,97	4.159,34
Veículos	0,00	0,00	177,90	58,21	54,79	290,90
Outros	2.113,18	1.852,57	285,48	103,04	93,23	4.447,49
TOTAL INVESTIMENTOS IMATERIAIS	7.879,88	14.620,90	10.099,34	10.011,86	10.119,99	52.731,96
TOTAL INVESTIMENTOS	144.049,05	144.150,21	184.784,67	172.741,88	165.371,62	811.097,43

As metas financeiras segregadas por município e por tipo de investimento estão consolidadas nos quadros abaixo, no total de R\$ 811.097.434,00:

Município (R\$)	2018				Redes			Ramais			Construção de ERM/m	Instalações Auxiliares de Rede	Outros Investimentos			Imateriais
	AP / GNC	MP / BP	Renovação	Outros	Novos Ramais	Renovação	Outros	Aquisição de Medidores	Instalações Comunitárias	Outros						
CEG - Belford Roxo	17	258.522	0	0	846	0	0	0	0	0	0	486.503	182.474	0	0	
CEG - Duque de Caxias	94.234	473.780	2.200.915	0	70.588	0	0	195.082	0	0	0	763.601	79.542	0	0	
CEG - Guapimirim	0	0	0	0	1.646	0	0	0	0	0	0	93	0	0	0	
CEG - Itaboraí	0	95.491	0	0	73.530	0	0	0	0	0	0	80.818	87	0	0	
CEG - Itaguaí	0	0	0	0	123	0	0	0	0	0	0	9.549	92	0	0	
CEG - Japeri	0	1.067.004	0	0	35.762	0	0	304.444	0	0	0	34.863	0	0	0	
CEG - Magé	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CEG - Mangaratiba	0	589	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CEG - Maricá	0	1.407.641	0	0	0	0	0	813.431	0	0	0	14.031	0	0	0	
CEG - Mesquita	0	72.436	0	0	72.267	0	0	0	0	0	0	4.643	109	0	0	
CEG - Nilópolis	0	1.253	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12.551	4.731	0	0	
CEG - Niterói	0	849.346	0	0	541.620	0	0	0	0	0	8.867	3.006.832	1.169.722	0	0	
CEG - Nova Iguaçu	0	2.830.355	622.488	0	386.400	0	0	124.717	0	0	0	981.471	324.653	0	0	
CEG - Paracambi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CEG - Queimados	0	1.756.439	0	1.442.990	44.843	0	0	3.418	0	0	0	104.854	182.614	0	0	
CEG - Rio de Janeiro	3.643.557	16.299.286	34.260.906	1.113.311	8.869.137	2.641.832	0	384.416	14.268.688	19.530.607	3.489.409	6.415.610	7.879.875	0	0	
CEG - São Gonçalo	0	829.237	0	0	360.358	0	0	0	0	0	0	431.992	99.946	0	0	
CEG - São João de Meriti	0	180.258	0	0	21.457	0	0	0	0	0	0	34.251	0	0	0	
CEG - Seropédica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CEG - Tangará	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CEG - VÁRIOS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Totais	3.737.808	26.121.637	37.084.309	2.556.301	10.478.577	2.641.832	0	1.825.509	14.277.555	25.496.658	5.533.378	6.415.610	7.879.875	0	0	
Total do Exercício	144.049,049															



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

2019		Redes				Ramais			Construção de ERM/m	Instalações Auxiliares de Rede	Outros Investimentos			Materiais
Município (R\$)	AP / GNC	MP / BP	Renovação	Outros	Novos Ramais	Renovação	Outros	Aquisição de Medidores			Instalações Comunitária	Outros		
CEG - Belford Roxo	61.127	168.913	2.542	0	17.524	0	0	152.741	8.175	82.258	4.594	0	369.594	
CEG - Duque de Caxias	182.930	1.203.976	688.961	0	110.187	0	0	345.450	9.966	268.876	121.022	0	0	
CEG - Guapimirim	0	4.884	375	0	6.115	0	0	2.989	18.440	0	6.196	0	0	
CEG - Itaboraí	0	-2.790	18.005	11.076	5.492	0	0	5.901	57.381	113.063	33.119	0	0	
CEG - Itaguaí	0	23.181	2.659	0	6.229	0	0	3.552	11.478	26.582	2.169	0	0	
CEG - Japeri	0	83.574	4.130	16.883	6.699	0	0	53.379	9.933	11.610	17.342	0	0	
CEG - Magé	0	6.258	1.544	0	4.787	0	0	3.131	7.814	0	1.740	0	0	
CEG - Mangaratiba	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CEG - Maricá	0	20.826	1.373	0	5.352	0	0	21.814	6.822	14.123	6.636	0	0	
CEG - Mesquita	0	17.809	3.352	0	3.502	0	0	16.268	11.127	30.293	57.552	0	0	
CEG - Nilópolis	0	23.254	3.570	0	6.729	0	0	6.342	8.610	17.271	1.224	0	0	
CEG - Niterói	0	162.038	267.369	0	114.254	0	0	179.938	88.096	846.148	300.275	0	0	
CEG - Nova Iguaçu	0	154.863	113.378	0	13.598	0	0	3.349	11.947	399.837	224.337	0	0	
CEG - Paracambi	0	12.924	772	0	4.218	0	0	16.101	16.533	0	2.185	0	0	
CEG - Queimados	0	4.191	658	572.761	10.505	0	0	3.835	11.690	57.252	5.655	0	0	
CEG - Rio de Janeiro	2.878.520	16.329.909	40.077.225	2.031.339	7.657.381	2.974.610	0	1.459.636	10.757.666	23.403.888	1.771.363	10.927.926	14.251.304	
CEG - São Gonçalo	22.929	224.884	47.945	0	70.968	0	0	172.274	113.297	342.815	220.635	0	0	
CEG - São João de Meriti	0	13.305	1.144	0	11.666	0	0	2.196	14.916	19.683	39.029	0	0	
CEG - Seropédica	0	10.168	812	0	12.703	0	0	6.153	9.577	0	6.026	0	0	
CEG - Tanguá	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CEG - VÁRIOS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Totais	3.145.507	18.462.167	41.235.813	2.632.058	8.067.910	2.974.610	0	2.455.051	11.173.467	25.633.699	2.821.100	10.927.926	14.620.898	
Total do Exercício	144.150.207													
2020		Redes				Ramais			Construção de ERM/m	Instalações Auxiliares de Rede	Outros Investimentos			Materiais
Município (R\$)	AP / GNC	MP / BP	Renovação	Outros	Novos Ramais	Renovação	Outros	Aquisição de Medidores			Instalações Comunitária	Outros		
CEG - Belford Roxo	0	818.584	0	0	442.397	0	0	0	0	346.266	555.255	0	0	
CEG - Duque de Caxias	217.105	1.227.783	0	0	817.056	0	0	2.901.979	285.555	526.937	918.101	0	0	
CEG - Guapimirim	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CEG - Itaboraí	0	334.358	0	0	301.289	0	0	0	0	174.623	73.131	0	0	
CEG - Itaguaí	0	51.896	0	0	61.649	0	0	0	0	26.099	5.987	0	0	
CEG - Japeri	0	0	0	0	0	0	0	0	3.132.267	0	0	0	0	
CEG - Magé	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CEG - Mangaratiba	0	31.588	0	0	37.454	0	0	0	0	3.580	0	0	0	
CEG - Maricá	0	67.125	0	0	79.591	0	0	0	0	7.607	0	0	0	
CEG - Mesquita	0	42.346	0	0	66.411	0	0	0	0	24.413	17.525	0	0	
CEG - Nilópolis	0	439.965	0	0	174.948	0	0	45.000	0	68.878	86.076	0	0	
CEG - Niterói	0	6.368.844	0	0	1.445.104	0	0	0	0	1.626.142	622.987	0	0	
CEG - Nova Iguaçu	0	2.352.847	0	0	278.376	0	0	0	0	249.756	205.240	0	0	
CEG - Paracambi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CEG - Queimados	0	648.120	0	0	336.142	0	0	0	0	258.600	349.425	0	0	
CEG - Rio de Janeiro	1.956.167	15.486.736	39.818.688	0	13.411.224	3.919.404	0	461.128	0	17.896.201	5.978.770	2.536.243	10.099.341	
CEG - São Gonçalo	0	1.110.133	0	0	879.895	0	0	0	0	812.441	437.327	0	0	
CEG - São João de Meriti	0	1.692.057	0	0	464.481	0	0	0	0	209.000	548.976	0	0	
CEG - Seropédica	9.157.827	0	0	0	90.000	0	0	90.000	0	0	0	10.412	0	
CEG - Tanguá	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CEG - VÁRIOS	196.366	409.137	13.171.479	0	0	0	74.830	1.174.581	12.021.391	613.683	0	904.348	0	
Totais	11.527.465	31.081.520	52.990.166	0	18.886.016	3.919.404	74.830	4.672.689	15.439.212	22.844.225	9.798.800	3.451.003	10.099.341	
Total do Exercício	184.784.673													
2021		Redes				Ramais			Construção de ERM/m	Instalações Auxiliares de Rede	Outros Investimentos			Materiais
Município (R\$)	AP / GNC	MP / BP	Renovação	Outros	Novos Ramais	Renovação	Outros	Aquisição de Medidores			Instalações Comunitária	Outros		
CEG - Belford Roxo	0	839.465	0	0	454.005	0	0	0	0	355.246	568.894	0	0	
CEG - Duque de Caxias	341.002	2.497.245	0	0	774.508	0	0	5.145.742	0	549.644	938.251	0	0	
CEG - Guapimirim	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CEG - Itaboraí	0	350.215	0	0	320.710	0	0	0	0	181.364	75.568	0	0	
CEG - Itaguaí	0	52.880	0	0	62.259	0	0	0	0	26.932	6.175	0	0	
CEG - Japeri	0	0	0	0	0	0	0	0	1.853.213	0	0	0	0	
CEG - Magé	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CEG - Mangaratiba	0	31.588	0	0	37.454	0	0	0	0	3.580	0	0	0	
CEG - Maricá	0	71.074	0	0	84.273	0	0	0	0	8.055	0	0	0	
CEG - Mesquita	0	42.802	0	0	66.991	0	0	0	0	25.120	17.828	0	0	
CEG - Nilópolis	0	149.258	0	0	152.617	0	0	0	0	65.596	87.621	0	0	
CEG - Niterói	0	5.966.814	0	0	1.510.789	0	0	0	0	1.681.367	639.670	0	0	
CEG - Nova Iguaçu	170.501	2.407.262	0	0	345.682	0	0	90.000	0	241.400	209.810	0	0	
CEG - Paracambi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CEG - Queimados	0	665.240	0	0	345.109	0	0	0	0	265.935	357.692	0	0	
CEG - Rio de Janeiro	113.667	15.839.758	40.128.422	0	14.008.604	3.919.404	0	0	0	18.328.183	6.132.790	1.413.555	10.011.857	
CEG - São Gonçalo	0	2.624.950	0	0	1.060.709	0	0	90.000	0	853.570	449.674	0	0	
CEG - São João de Meriti	0	998.791	0	0	472.102	0	0	0	0	213.424	561.807	0	0	
CEG - Seropédica	0	0	0	0	0	0	0	0	126.455	0	0	0	0	
CEG - Tanguá	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CEG - VÁRIOS	202.008	418.704	8.499.605	0	0	0	74.830	1.229.507	12.429.411	684.866	0	720.790	0	
Totais	827.179	32.956.045	48.628.027	0	19.695.811	3.919.404	74.830	6.555.250	14.409.078	23.484.280	10.045.779	2.134.345	10.011.857	
Total do Exercício	172.741.884													



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Município (R\$)	Redes				Ramais			Construção de ERM/m	Instalações Auxiliares de Rede	Outros Investimentos			Materiais
	AP / GNC	MP / BP	Renovação	Outros	Novos Ramais	Renovação	Outros			Aquisição de Medidores	Instalações Comunitária	Outros	
CEG - Belford Roxo	0	860.910	0	0	465.368	0	0	0	0	365.073	582.209	0	0
CEG - Duque de Caxias	717.070	1.715.058	0	0	761.860	0	0	0	0	553.524	960.585	0	0
CEG - Guapimirim	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CEG - Itaboraí	0	359.264	0	0	326.085	0	0	0	0	186.955	78.005	0	0
CEG - Itaguaí	0	53.863	0	0	62.869	0	0	0	0	27.514	6.362	0	0
CEG - Japeri	0	0	0	0	0	0	0	0	435.950	0	0	0	0
CEG - Magé	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CEG - Mangaratiba	0	35.537	0	0	42.136	0	0	0	0	4.028	0	0	0
CEG - Maricá	0	75.023	0	0	88.954	0	0	0	0	8.502	0	0	0
CEG - Mesquita	0	45.983	0	0	72.832	0	0	0	0	26.094	18.432	0	0
CEG - Nilópolis	0	152.533	0	0	154.771	0	0	0	0	67.167	90.107	0	0
CEG - Niterói	0	3.746.462	0	0	1.558.647	0	0	0	0	1.732.879	656.842	0	0
CEG - Nova Iguaçu	227.335	387.490	0	0	341.616	0	0	90.000	0	248.372	214.925	0	0
CEG - Paracambi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CEG - Queimados	0	683.835	0	0	354.991	0	0	0	0	274.141	366.241	0	0
CEG - Rio de Janeiro	1.488.314	16.365.919	39.382.547	0	14.631.721	3.919.404	0	406.422	0	18.778.724	6.288.888	1.775.882	10.119.987
CEG - São Gonçalo	0	6.972.474	0	0	1.031.693	0	0	225.000	0	869.172	461.417	0	0
CEG - São João de Meriti	0	795.862	0	0	475.166	0	0	0	0	214.079	576.217	0	0
CEG - Seropédica	0	0	0	0	0	0	0	0	697.520	0	0	0	0
CEG - Tanguá	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CEG - VÁRIOS	188.422	358.910	7.727.954	0	0	0	74.830	1.238.186	8.530.992	513.449	0	978.074	0
Totais	2.621.141	32.609.122	47.110.501	0	20.368.709	3.919.404	74.830	1.959.608	9.664.462	23.869.673	10.300.228	2.753.956	10.119.987
Total do Exercício	165.371.621												

18. FATURAMENTO

Este item representa o somatório de um conjunto de parâmetros tais como: despacho de termelétricas, conjuntura econômica, nível de investimento, taxa de remuneração de investimento, políticas públicas do Poder Concedente, efetividade administrativa do Concessionário, atratividade econômica representada pelo preço do gás natural em relação às demais fontes alternativas de energia, dentre outras. Desta maneira, o Grupo de Trabalho optou em tirar uma fotografia do momento presente que serve como indicador e elemento de reflexão na definição dos diversos parâmetros contidos neste relatório.

A partir dos dados do demonstrativo de resultado do 2º semestre publicado pela CEG na internet, levados à base de dez 2016, retirando-se os impostos e o custo do gás, mas acrescentando a correção pelo IGP-M, além da comparação com os dados que a UFF compilou, identificamos que há uma superavaliação da receita em torno de 5,0 %, que provavelmente será aumentada no fim do ano em curso, em face de ser período de maior despacho termelétrico. Desta forma, o Grupo de Trabalho entende que a receita está superestimada, razão pela qual optamos pela base superior apresentada pela UFF, para o despacho termelétrico. O número da receita que o Grupo de Trabalho entende ser o mais provável será apresentado na planilha do cálculo da margem, na sequência deste relatório.

19. BASE DE ATIVOS REMUNERADOS

A Base de Ativos Remunerados foi objeto de processo e análise específicas, a cargo de Grupo de Trabalho regimentalmente estabelecido para tal fim, no âmbito do processo E-33/120.231/2006, além dos Órgãos Técnicos desta AGENERSA. Possui uma conceituação técnica relativamente pacificada, mas com nuances relacionadas às particularidades de cada concessão.

Uma das premissas estabelecidas para a elaboração do trabalho era definir quais tipos de ativos seriam considerados como reversíveis ao Poder Concedente, lacuna existente no contrato de concessão original, datado dos primórdios da regulação no Brasil. Outra premissa era definir claramente as diretrizes para classificação de quais tipos de ativos seriam considerados como operacionais, no momento de calcular a remuneração da Concessionária.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

O Grupo de Trabalho sugeriu a adoção do entendimento macro de que o rol de todos os ativos físicos (ligados à atividade fim ou ligados à atividade meio) vinculados às Concessões da CEG e da CEG RIO deveriam ser entendidos como Bens Vinculados à Concessão e divididos em dois grupos: Bens Reversíveis e Bens Não Reversíveis. O GT traçou uma divisória entre reversível e não reversível e definiu:

Bem Reversível é todo e qualquer ativo físico com emprego eminentemente operacional, cuja eliminação afetaria diretamente a atividade de distribuição gás; todo e qualquer ativo cuja subtração impediria o recebimento de gás por parte ou pela totalidade dos clientes da CEG ou da CEG RIO.

A classificação alinhou-se harmoniosamente com importantes dispositivos legais, tais como a Lei Federal nº 8.987/95, o Edital de Venda PED/ERJ nº 02/97) e com as regras contábeis vigentes, protegendo todos os ativos/bens da Concessão, mesmo aqueles sobre os quais não exista a obrigatoriedade de reversão ao Poder Concedente.

A definição é objetiva. Os ativos ou bens efetivamente utilizados à prestação dos serviços de distribuição de gás canalizado, considerados essenciais ou indispensáveis à distribuição de gás, são considerados reversíveis. Já os ativos ou bens utilizados em ações assessorias, como atividades de apoio, representação ou administrativas integram o grupo dos Bens Não Reversíveis, por não serem essenciais à prestação do serviço.

Já o trabalho da Consultoria da FEC/UFF focou em abordagens conceituais e pontuais, produzindo um quadro diverso daquele que habitualmente consta dos processos revisionais. Há de se destacar, também, o reordenamento dos investimentos, tomando por base os processos E-12/003.402/2017 (Reajuste ordinário 01/01/2018) e E-12/003.100238/2018 (Reajuste ordinário 01/01/2019), que também orienta este trabalho.

Destacamos quatro posicionamentos técnicos que adotamos:

■ *Consideraremos o "imobilizado até 4Q inicial" apontado pela FEC/UFF e a consequente "Depreciação do imobilizado inicial";*

■ *Consideraremos o montante apontado pela FEC/UFF a título de "Reposição da Depreciação do Imobilizado 4Q";*

■ *Consideraremos os investimentos de acordo com os valores disponíveis no quadro final do CAPEX, disposto no tópico 17.1., acima;*

■ *Consideraremos a depreciação dos investimentos pelo mesmo padrão percentual apontado pela Concessionária, referendado pela FEC/UFF;*

Traremos algumas considerações sobre o tema, objeto do processo específico, ainda neste tópico.

O novo quadro, fundamentado nos trabalhos desta Casa, fica como segue:



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

PROPOSTA GT						
CEG - Evolução da Base de Ativos (R\$ mil/Ano)						
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Imobilizado até 4Q Inicial	3.199.380,00	3.118.150,00	2.951.072,57	2.784.206,76	2.617.526,02	2.453.179,73
Reposicao da Dep. Imobilizado 4Q	80.240,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Depreciação Imobilizado Inicial	161.470,00	167.077,43	166.865,81	166.680,74	164.346,29	162.633,22
Imobilizado até 4Q Final	3.118.150,00	2.951.072,57	2.784.206,76	2.617.526,02	2.453.179,73	2.290.546,51
Imobilizado 5Q Inicial	0,00	271.158,78	404.150,09	544.402,53	706.578,57	850.753,06
(+) Investimentos	275.754,69	144.049,05	157.161,95	184.784,67	172.741,88	165.371,62
(-) Depreciação Investimentos	4.595,91	11.057,73	16.909,51	22.608,62	28.567,40	34.202,63
Imobilizado 5Q Final	271.158,78	404.150,09	544.402,53	706.578,57	850.753,06	981.922,05
Imobilizado Total Inicial	3.199.380,00	3.389.308,78	3.355.222,67	3.328.609,29	3.324.104,60	3.303.932,79
Imobilizado Total	3.389.308,78	3.355.222,67	3.328.609,29	3.324.104,60	3.303.932,79	3.272.468,56
Diferido até 4Q Inicial	19.453,46	2.764,04	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Amortização Dif Ini	16.689,42	2.764,04				
Diferido até 4Q Final	2.764,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Diferido Total Inicial	19.453,46	2.764,04	0,00	0,00	0,00	0,00
Diferido Total Final	2.764,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Intangível Inicial	26.456,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Amortização Intangível	26.456,63					
Intangível Final	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Intangível inicial 4ºQ (3º Aditivo Contratual)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Amortização dos gasodutos não obrigatórios	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Depreciação intangível 4ºQ (3º Aditivo contratual)	0,00					
Intangível final 4ºQ (3º Aditivo contratual)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Base Remunerável Inicial	3.218.833,46	3.392.072,82	3.355.222,67	3.328.609,29	3.324.104,60	3.303.932,79
Base Remunerável Final	3.392.072,82	3.355.222,67	3.328.609,29	3.324.104,60	3.303.932,79	3.272.468,56

19.1. Das pendências na apuração da Base de Ativos

Uma série de itens que consta da listagem de bens, remetida pela Concessionária após trabalho de Consultoria por ela contratada, levado a cabo pela Fundação Getúlio Vargas, está em uma espécie de zona cinzenta, não sendo objetiva sua classificação. Destacamos do trabalho do GT a necessidade de esclarecimentos sobre:

- No caso de edificações, os endereços das mesmas, bem como a identificação dos órgãos e instalações da Concessionária ocupantes das mesmas;
- Identificar quais as edificações e lojas próprias ou quais as alugadas;
- Localizar e identificar precisamente onde foram realizadas obras, reformas, adequações, estruturas, montagens, benfeitoras, cercas, urbanização, infraestrutura etc. registradas como ativos;
- Identificar precisamente as glebas registradas como ativos, fornecendo cópias das respectivas escrituras dos registros de imóveis;
- Fornecer cópias das averbações de direitos de passagem e direitos de uso registrados como ativos;
- Identificar indenizações pagas e os respectivos beneficiários;
- Identificar os ativos registrados como mão de obra;
- Identificar precisamente ativos registrados por siglas e abreviações, com alguns exemplos;
- Identificar onde se localizam as instalações elétricas registradas;
- Esclarecer o significado de captação e transformação;
- Esclarecer o significado de expansão de ramais;
- Esclarecer o significado de máquinas e equipamentos.

19.2. Do trabalho da Fundação Getúlio Vargas para a CEG



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Desta, cabe observar os seguintes tópicos:

a) O contrato de Concessão, por ser antigo, não tratava em suas cláusulas das diretrizes de classificação de quais tipos de ativos seriam considerados como reversíveis ao Poder Concedente e quais tipos de ativos seriam considerados como operacionais, no momento de calcular a remuneração da Concessionária;

b) A AGENERSA ainda não possui instrumento normativo sobre a matéria;

c) Além de tópicos sobre as ações desta AGENERSA, ressalta que o Grupo de Trabalho, em sua conclusão do relatório, indica que a metodologia contábil para a base dos ativos da Companhia está diferente da metodologia regulatória empregada nas revisões quinquenais quanto à existência e ativos que podem ou não entrar na base de remuneração regulatória para efeitos de Revisão Tarifária, o que para a FGV é compreensível;

d) Detalha, ainda, que um bem não vinculado deve ser remunerado nas revisões tarifárias quinquenais através de cálculo efetivo destes custos, ou seja, mesmo aqueles ativos que não sejam classificados como reversíveis, deverão ser considerados na base de remuneração regulatória para fins de revisão tarifária;

e) Visualiza dois trabalhos distintos a serem realizados:

e1) Definição da correta classificação de quais tipos de ativos devem ser considerados como bens vinculados, o que deve estar regulamentado em aditivo contratual;

e2) Base de ativos regulatória, utilizada para cálculo da remuneração da concessionária, devendo a AGENERSA definir, no momento da composição da base de revisão tarifária, quais ativos devem ser considerados;

Sugere, ainda, que a AGENERSA, a exemplo do que adota a ANEEL, faça uso do princípio de blindagem da Base de Ativos da CEG validada nas Revisões Quinquenais pretéritas pela própria agência;

f) Entende que o Ativo Diferido não deve ser mais ser incluído, a partir do ciclo tarifário de 2013/2017, tendo em vista nova regulamentação, já que a conta contábil de diferido foi extinta pela Medida Provisória nº 449/2008, transformada na Lei Federal nº 11.941/2009, que determinou que os gastos diferidos passassem a ser contabilizados como custos operacionais (OPEX);

g) Entende como inexecutável a realização de uma auditoria em todas as movimentações executadas na base de ativos da CEG anteriores a dezembro de 2011, uma vez que qualquer alteração irá impactar nos resultados das revisões tarifárias anteriores já regulamentadas por esta Agência;

h) No limite, a FGV sugere que sejam desenvolvidos estudos a partir da base de ativos da última revisão tarifária, no sentido de programar uma metodologia de determinação da base de ativo regulatório para o prazo restante da concessão;



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

19.3. Pronunciamento do Órgão Técnico da AGENERSA

Efetuada pela Câmara de Política Econômica e Tarifária - CAPET, depois de concluídos os trabalhos do GT, consiste nas seguintes ponderações:

a) De acordo com os estudos do Grupo de Trabalho relativo à portaria nº 294, a orientação da OCPC 05 esclarece que os bens vinculados à concessão são aqueles construídos ou adquiridos pelo concessionário e efetivamente utilizados na prestação de serviços públicos a qual se encontra no parágrafo 4º da cláusula 12 do contrato de concessão. Em consonância com a resolução CFC nº 1318/10, aprovada em 09/12/10, na qual aprova a CTG 05 - contratos de concessão, no item 40 (bens vinculados à concessão), a delegatária deverá lançar os bens não vinculados à concessão (não operacionais) no grupo de ativo imobilizado considerado as normas vigentes. A base de cálculo de remuneração do ativo, de acordo com a cláusula sétima do parágrafo 5º, item iii (depreciação dos ativos operacionais) do contrato de concessão, e 6º item A (a parcela não depreciada dos ativos operacionais imobilizados registrados na contabilidade da concessionária, ao final do quarto ano de cada quinquênio) se consideramos o ativo não operacional haverá um aumento do ativo, a qual favorecerá concessionária na revisão tarifária. Com a nova regra os ativos definidos como bens reversíveis (utilizados na prestação de serviços ou operacionais) devem ser registrados na conta ativo intangível e os bens não reversíveis (não utilizados diretamente na prestação de serviço ou administrativo devem ser registrados na conta de imobilizado;

b) A equipe técnica da Fundação Getúlio Vargas sugere, e também esta câmara Técnica está de acordo, que os procedimentos do inventário dos bens reversíveis e não reversíveis sejam efetuadas de acordo com os aplicados pela ANEEL, pois segue o molde similar ao Grupo de Trabalho, a qual também opina que os trabalhos sejam executados por uma " auditoria técnica " obedecendo as normas explicitadas no item 1 (um) das conclusões (obs.: aqui, letra 'a');

c) De acordo com os entendimentos do Grupo de Trabalho verificado no referido processo, em seu anexo, foi constatado na Base de remuneração enviada pela CEG, o valor total de R\$ 2.151.942.662,62, sendo R\$ 502.255.696,47 como bens não reversíveis, R\$ 1.645.607.917,98 como bens reversíveis e R\$ 4.079.048,17 a definir, sendo que os valores não operacionais devem ter impactado a tarifa do último ciclo revisional;

d) Esta Câmara Técnica sugere que o alinhamento dos bens reversíveis e não reversíveis seja efetivado no próximo ciclo revisional;

20. TAXA DE REMUNERAÇÃO DE CAPITAL

Segundo Damodaran, "Nas avaliações pelo fluxo de caixa descontado, as taxas de desconto devem refletir o grau de risco dos fluxos de caixa. Em especial (...) o custo do patrimônio deve incluir um prêmio pelo risco do patrimônio líquido". A partir de tal premissa, fazemos a avaliação dos componentes da equação da taxa de remuneração de capital.

A premissa contratual indica a adoção da metodologia do CAPM, já descrita na Parte I do presente estudo, em seu tópico 2.4.. No caso em avaliação, os cálculos



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

serão feitos já considerando a complementação metodológica de adaptação para países emergentes (country spread model). A fórmula básica é:

$$r_e = r_f + \beta (prm_g) + r_b$$

Onde:

- > r_e = custo do capital próprio;*
- > r_f = taxa livre de risco;*
- > β = Índice de sensibilidade;*
- > prm_g = prêmio por risco de mercado;*
- > r_b = risco Brasil;*

A Consultoria debruçou-se sobre os dados da proposta da Concessionária, muitos dos quais considerou adequados, mas fez algumas restrições técnicas que, por sua vez, foram objeto de ponderações por parte da CEG. Optamos por seguir o caminho indicado pela Consultoria, como segue, destacando quando houver divergências entre as partes:

20.1. Taxa livre de risco - r_f

É um elemento sem diferenças conceituais e técnicas. A FEC/UFF considerou adequado o uso do Bônus do Tesouro Americano de 10 anos (US 10y Treasury Constant Maturity) como expressão de título de liquidez garantida e sem riscos expressivos aos investidores.

A despeito de a série histórica começar em 1962, o corte temporal é feito a partir de 1987, levando-se a leitura até 2016, um intervalo total de 30 anos. A média obtida é de 5,12 %.

20.2. Índice de sensibilidade - β

Aderimos ao prescrito no Contrato de Concessão, igualmente seguido pela Consultoria, desconsiderando o adicional proposto pela Delegatária, com base em estudo de sua contratada, por não vislumbrarmos razoabilidade e oportunidade para sua adoção. Acatado o valor de 0,537.

20.3. Prêmio de Risco de Mercado - prm_g

Para o Prêmio de Mercado, seguimos a Consultoria e acatamos o sugerido pela Concessionária, em sua proposta, no valor de 6,94%. Trazemos um extrato da descrição contida no relatório da FEC/UFF:

O prêmio de risco de mercado empregado foi o mesmo valor apresentado na proposta da Concessionária, no valor de 6,94%. A BCG seguiu a metodologia da Duff & Phelps 2017 Valuation Handbook – U.S. Guide to Cost of Capital, que estima o prêmio de risco de mercado a partir do índice S&P500, o qual é a abreviatura de Standard & Poor's 500, um índice de mercado norte-americano que consiste nas ações de quinhentas empresas selecionadas de acordo com o seu tamanho, liquidez e setor.



20.4 - Risco Brasil – R_b

Para o Risco Brasil, a Consultoria, que partiu dos mesmos dados e princípios que a Concessionária, propôs a adoção de uma mediana da série histórica de 15 anos, de dezembro de 2001 a dezembro de 2016, contemplando um período de leitura menor do que o proposto pela CEG. A motivação, com a qual concordamos, é que o país está experimentando um ciclo de estabilidade, que deve ser refletido nos cálculos de risco. O percentual calculado pela FEC/UFF, que adotaremos, é da ordem de 2,44%;

20.5. Inflação americana

Para a inflação americana, novamente a Consultoria se lastreou na metodologia trazida pela Concessionária, com uma janela de 10 anos (2007 a 2016) do Índice de Preços ao Consumidor daquele país referência (CPI – Consumer Price Index for All Urban Consumers), cujo resultado é 1,82%, que adotamos;

20.6. Quadro de indicadores

As séries históricas estão no quadro de indicadores abaixo, com dados obtidos no site <https://www.macrotrends.net/2016/10-year-treasury-bond-rate-yield-chart>, que contém o fechamento médio anual dos T-Bonds 10Y, o registro da inflação americana, e as médias anuais das taxas mensais do EMBI+ Brasil:

Exercício	T-Bond 10Y	Inflação (CPI-U)	EMBI+	Exercício	T-Bond 10Y	Inflação (CPI-U)	EMBI+
1962	0,040	0,0120	-	1991	0,079	0,0430	-
1963	0,040	0,0120	-	1992	0,070	0,0300	-
1964	0,042	0,0130	-	1993	0,059	0,0300	-
1965	0,043	0,0160	-	1994	0,071	0,0260	-
1966	0,049	0,0300	-	1995	0,066	0,0280	11,18%
1967	0,051	0,0280	-	1996	0,064	0,0290	6,90%
1968	0,056	0,0430	-	1997	0,064	0,0230	4,45%
1969	0,067	0,0550	-	1998	0,053	0,0160	8,00%
1970	0,074	0,0580	-	1999	0,057	0,0220	10,34%
1971	0,062	0,0430	-	2000	0,060	0,0338	7,27%
1972	0,062	0,0330	-	2001	0,050	0,0283	8,92%
1973	0,069	0,0620	-	2002	0,046	0,0159	13,78%
1974	0,076	0,1100	-	2003	0,040	0,0227	8,33%
1975	0,080	0,0920	-	2004	0,043	0,0268	5,38%
1976	0,076	0,0580	-	2005	0,043	0,0339	3,97%
1977	0,074	0,0650	-	2006	0,048	0,0324	2,34%
1978	0,084	0,0760	-	2007	0,046	0,0285	1,80%
1979	0,094	0,1120	-	2008	0,037	0,0385	2,99%
1980	0,114	0,1360	-	2009	0,033	-0,0034	3,04%
1981	0,139	0,1040	-	2010	0,032	0,0164	2,01%
1982	0,130	0,0620	-	2011	0,028	0,0316	1,90%
1983	0,111	0,0320	-	2012	0,018	0,0207	1,83%
1984	0,125	0,0430	-	2013	0,024	0,0147	2,03%
1985	0,106	0,0360	-	2014	0,025	0,0162	2,30%
1986	0,077	0,0190	-	2015	0,021	0,0012	3,46%
1987	0,084	0,0370	-	2016	0,018	0,0126	3,82%
1988	0,089	0,0410	-	2017	0,023	0,0213	2,68%
1989	0,085	0,0480	-	2018	0,029	0,0244	2,72%
1990	0,086	0,0540	-	2019	0,021	0,0177	2,44%

20.7. Taxa final calculada



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

FEC/UFF	
> r_f = taxa livre de risco;	5,12%
> β = Índice de sensibilidade;	0,537
> prm_m = prêmio por risco de mercado;	6,94%
> r_b = risco Brasil;	2,44%
inflação americana	1,82%
Custo do Capital Próprio Real	9,43%

21. JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO

A FEC/UFF calculou os juros sobre o capital próprio pelos dados dos demonstrativos da CEG, projetando valores padrão, aos quais nos fiamos, expressos no quadro abaixo:

Juros sobre Capital Próprio					
CEG					
Valores em R\$ mil					
Ano	2018	2019	2020	2021	2022
JSCP	100.661,00	113.046,00	126.379,00	126.379,00	126.379,00

22. METODOLOGIA PARA O CÁLCULO DA MARGEM (m)

A metodologia aprovada para o cálculo da margem (m) é o Fluxo de Caixa Descontado (FCD), contratualmente estabelecido e aplicado desde a primeira revisão quinquenal.

O método do FCD tem como objetivo determinar um fluxo de caixa adequado para a concessionária, com base em cenários alternativos para variáveis de receitas e despesas da mesma, sem esquecer as necessárias análises de sensibilidade sobre os parâmetros críticos. Cenários elaborados, o fluxo de caixa descontado será determinado a partir da adoção de um custo de oportunidade de capital, a taxa de retorno.

Este método trabalha com um olhar para o futuro (adaptação livre do termo "forward looking"), a partir de premissas e dados já conhecidos, a partir dos quais são realizadas projeções sobre a evolução de demanda, do mercado, dos investimentos e do potencial de eficiência na gestão dos custos da concessionária, com base nas melhores práticas da experiência local e internacional disponível.

O fluxo de caixa projetado da empresa possibilita determinar o nível de receita capaz de permitir sua operação com margem razoável sobre seus custos, investimentos, impostos, taxas, etc. Descontando tal fluxo a uma taxa igual ao custo de capital da empresa, lhe é assegurada uma rentabilidade sobre seus ativos e investimentos equivalente ao custo de oportunidade de seu capital.

Esse mecanismo constitui-se na definição de um preço-teto para a empresa, reajustado de acordo com a evolução de um índice de preços ao consumidor, menos um percentual equivalente a um fator de produtividade X, para um período prefixado de anos, e pode envolver, também, um fator Y de repasse de custos para os



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

consumidores, como custos variáveis sobre os quais a empresa não tem controle. O preço teto segue a fórmula: $RPI-X+Y$.

O cálculo do X deve considerar a combinação de três aspectos relevantes:

- necessidade da concessionária de autofinanciar suas operações;
- dinâmica tecnológica do segmento industrial; e
- a defesa dos interesses dos consumidores, evitando-se a prática abusiva de preços e assegurando a apropriação de ganhos de produtividade;

Cabe ao regulador determinar o Fator X de forma que este parâmetro expresse o ganho de produtividade esperado para a empresa em um ambiente concorrencial. Se o fator X selecionado for muito baixo, os preços cobrados serão muito elevados em relação aos respectivos custos, causando perda de bem-estar social. Se, por outro lado, o fator X selecionado for muito alto, os preços cobrados serão baixos em relação aos custos, causando prejuízo econômico para a empresa regulada.

Por fim, o FCD permite quantificar a gestão econômica da Concessionária, durante todo o ciclo tarifário através do valor presente líquido (VPL) das receitas e despesas, calculado considerando as premissas a seguir:

■ As projeções para o ciclo tarifário de custos operacionais (OPEX) e custos dos investimentos (CAPEX);

■ O valor da Base de Remuneração de Ativos ao início do ciclo tarifário (BRA_i) e seu valor ao fim do ciclo tarifário (BRA_f);

■ O valor da Taxa de Remuneração (CAPM) sobre o capital investido no ciclo tarifário, determinado no processo de revisão tarifária quinquenal.

Ressalta-se que os parâmetros acima mencionados e que compõem o cálculo do FCD são determinados em termos reais.

Ressalte-se, também, que as apropriações de algumas partículas obedecem a pesos específicos, sendo representadas em 66% ou 34% dos valores projetados. Para a primeira grandeza, são apropriados os valores relativos a Margem Não Reposicionada, Custos e Despesas Operacionais e Receitas Correlatas. Para a segunda, temos a Depreciação e os Juros sobre o Capital Próprio.

Assim, o cálculo do “m” para o ciclo tarifário pode ser expresso pela fórmula paramétrica básica a seguir:

$$m = \frac{(BRA_i + 0,66 * OPEX - 0,66 * RC - 0,34 * DEP - 0,34 * JSCP + INVEST + RR + CD - CIR - DTR - BRA_f)}{(1 + (r_{capm}))}$$
$$m = \frac{(-0,66 * MNR)}{(1 + (r_{capm}))}$$

Onde:

BRA_i : valor da base de remuneração de ativos inicial;

OPEX: valor do OPEX reconhecido para o ciclo tarifário;

RC: valor das receitas correlatas projetadas para o ciclo tarifário;

DEP: valor da depreciação referente à movimentação da Base de Remuneração de Ativos no ciclo tarifário;

JSCP: juros sobre capital próprio;

INVEST = Valor dos investimentos projetados para o ciclo tarifário;

RR = Recuperação da retroatividade do ciclo anterior;

CD = Compensações de Deliberações autorizadas;



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

BRA_f: valor da base de remuneração de ativos ao final do ciclo tarifário;

MNR: Margem não Reposicionada

r_{capm}: taxa de remuneração calculada para o ciclo tarifário.

CIR = Compensação dos investimentos não realizados

DTR = Devolução tarifa recebida por investimentos suprimidos III TA

Ressalte-se que o as particularidades do processo de revisão quinquenal obrigam a adaptações pontuais da fórmula, para incluir valores tratados em tópicos particulares dos trabalhos.

O valor de “m” é a solução da equação do FCD, o que permite definir a condição de equilíbrio econômico-financeiro associada à revisão tarifária. Essa condição assegurará à Concessionária que esta poderá ter um retorno sobre seus investimentos, igual ao valor determinado do custo de capital.

A equação do FCD permite estabelecer trajetórias regulatórias para a implementação gradual dos resultados da revisão tarifária nas tarifas a aplicar no ciclo seguinte. Isso pode ser realizado através da definição de combinações dos valores do parâmetro “m” e do Fator X (produtividade), incorporando previamente este fator ao valor da receita requerida em cada ano em que é aplicado o reajuste tarifário. Os valores do “m” e do “X” são determinados de forma que seja cumprida a equação do FCD.

O método do FCD permite restabelecer de forma objetiva e transparente a condição de equilíbrio econômico-financeiro da concessão, caso ela venha a ser alterada pelo descumprimento das metas físicas aprovado na Revisão Tarifária. Ressalta a Deloitte Consultores que a proposta apresentada pela CEG para a 3ª Revisão Tarifária Quinquenal, utiliza para o cálculo do “m” a metodologia do FCD, metodologia esta aprovada em deliberação AGENERSA mencionada anteriormente.

23. CÁLCULO DO REPOSICIONAMENTO DA MARGEM (m)

O índice de reposicionamento da margem obtido pelo Grupo de Trabalho, considerando as alterações no OPEX, CAPEX e Taxa de Remuneração, está consolidado no seguinte quadro:



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

CÁLCULO DE <i>m</i>						
Em R\$ milhões	Ano					Valor Presente
	2018	2019	2020	2021	2022	
I = 0,66*Margem Não Reposicionada	662,08	564,83	649,00	650,80	653,59	2.442,32
II = 0,66* Custos e Despesas Operacionais	268,38	219,56	213,68	218,53	223,50	886,49
III = 0,66* Receitas Correlatas	14,79	14,96	15,17	15,43	15,70	58,35
IV = 0,34* Depreciação	61,51	62,48	64,36	65,59	66,92	245,89
V = 0,34* Juros s/ Capital Próprio	34,22	38,44	42,97	42,97	42,97	153,51
VI = Investimentos	144,05	144,15	184,78	172,74	165,37	618,87
VII = Recuperação da Retroatividade	25,18					
VIII = Compensação das Deliberações	3,65					
IX = Base Inicial de Ativos Regulatórios	3.392,07					
X = Base Final de Ativos Regulatórios	0,00	0,00	0,00	0,00	3.272,47	2.085,42
XI = Compensação de Investimentos não realizados	95,06					86,87
XII = Devolução tarifa recebida p/invest suprimidos III TA	182,84					
$m = [IX + VP(II) - VP(III) - VP(IV) - VP(V) + VP(VI) + VP(VII) + VP(VIII) - VP(X) - VP(XI) - VP(XII)] / VP(I)$						
m =	0,8653194					
					Taxa de Remuneração:	9,43%

24. MARGEM REDESENHADA E REPOSICIONADA

O Contrato de Concessão inclui, entre os direitos e deveres da Concessionária, a propositura de um novo redesenho da estrutura tarifária, para análise nos trabalhos de revisão quinquenal. A CEG apresentou uma sugestão, que não recebeu críticas graves ou reparos pela Consultoria, mas que este GT não acata integralmente, por modificar a Deliberação 2056/2014, que criou a diferenciação das tarifas dos setores industrial e vidreiro apenas pela aplicação do custo de gás, e não pela modificação da margem. A partir destes dados, combinados com a margem de reposicionamento por nós calculada, propomos o seguinte quadro:



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Segmentos de Consumo	Faixas de Consumo (m³/mês)	Margem Unitária Vigente: Jan-Dez/16	Margem Unitária Redesenhada: Jan-Dez/16	Margem Unitária Resenhada Reposicionada: Jan-Dez/16	Margem Unitária Resenhada Reposicionada: Jan-Dez/20
		Sem Retroatividade R\$/m³	Sem Retroatividade R\$/m³	Sem Retroatividade R\$/m³	Sem Retroatividade R\$/m³
Residencial	0 - 7	2.9930	3.1196	2.6994	3.2688
	8 - 23	4.2077	4.3856	3.7949	4.5953
	24 - 83	5.3065	5.5308	4.7859	5.7953
	acima de 83	5.6548	5.8938	5.1001	6.1757
Residencial Social MCMV	0 - 7	1.4791	1.4791	1.2799	1.5498
	8 - 23	1.5905	1.5905	1.3763	1.6666
	24 - 83	5.3065	5.3065	4.5918	5.5602
	acima de 83	5.6548	5.6548	4.8932	5.9252
Comercial e Outros	0 - 200	2.8988	1.5943	1.3796	1.6706
	201 - 500	2.7863	1.5324	1.3260	1.6057
	501 - 2.000	2.6741	1.4707	1.2727	1.5411
	2001 - 20.000	2.5619	1.4090	1.2193	1.4764
	20.001 - 50.000	2.4495	1.3472	1.1658	1.4116
	acima de 50.000	2.3373	1.2855	1.1124	1.3470
Climatização	0 - 200	1.6654	1.6654	1.4411	1.7450
	201 - 5.000	0.7464	0.7464	0.6458	0.7821
	5.001 - 20.000	0.6016	0.6016	0.5206	0.6304
	20.001 - 70.000	0.4024	0.4024	0.3482	0.4217
	70.001 - 120.000	0.3244	0.3244	0.2807	0.3399
	120.001 - 300.000	0.2410	0.2410	0.2086	0.2525
	300.001 - 600.000	0.1424	0.1424	0.1232	0.1492
	600.001 - 1.500.000	0.1399	0.1399	0.1210	0.1466
	> 1.500.000	0.1326	0.1326	0.1147	0.1389
Cogeração	0 - 200	0.9278	0.9278	0.8028	0.9722
	201 - 5.000	0.8615	0.8615	0.7454	0.9027
	5.001 - 20.000	0.2916	0.2916	0.2523	0.3055
	20.001 - 70.000	0.1735	0.1735	0.1502	0.1818
	70.001 - 120.000	0.1874	0.1874	0.1622	0.1964
	120.001 - 300.000	0.1867	0.1867	0.1616	0.1956
	300.001 - 600.000	0.1859	0.1859	0.1609	0.1948
	600.001 - 1.500.000	0.1856	0.1856	0.1606	0.1944
	> 1.500.000	0.1246	0.1246	0.1078	0.1306
Geração Distribuída Emergencial	0 - 200	1.7309	1.7309	1.4978	1.8137
	201 - 5.000	0.7645	0.7645	0.6615	0.8011
	5.001 - 20.000	0.5878	0.5878	0.5086	0.6159
	20.001 - 70.000	0.3614	0.3614	0.3127	0.3787
	70.001 - 120.000	0.2721	0.2721	0.2355	0.2852
	120.001 - 300.000	0.2655	0.2655	0.2297	0.2782
	300.001 - 600.000	0.2374	0.2374	0.2055	0.2488
	600.001 - 1.500.000	0.2331	0.2331	0.2017	0.2443
	> 1.500.000	0.2211	0.2211	0.1913	0.2317
Geração Distribuída	0 - 200	1.7309			
	201 - 5.000	0.7645			
	5.001 - 20.000	0.5878			
	20.001 - 70.000	0.3614			
	70.001 - 120.000	0.2721			
	120.001 - 300.000	0.2655			
	300.001 - 600.000	0.2374			
	600.001 - 1.500.000	0.2331			
	> 1.500.000	0.2211			
Geração Distribuída	faixa única		0.2100	0.1817	0.2200
GNV	faixa única	0.1838	0.2100	0.1817	0.2200
GNV Transporte Público	faixa única	0.1838	0.2100	0.1817	0.2200
Industrial	0 - 200	0.9940	0.8909	0.7709	0.9335
	201 - 2000	0.9278	0.8314	0.7194	0.8712
	2001 - 10000	0.8879	0.7958	0.6887	0.8339
	10001 - 50000	0.6707	0.5497	0.4756	0.5760
	50001 - 100000	0.5406	0.4432	0.3835	0.4644
	100001 - 300000	0.4017	0.3294	0.2850	0.3451
	300001 - 600000	0.2374	0.1946	0.1684	0.2039
	600001 - 1500000	0.2331	0.1909	0.1651	0.2000
	1500001 - 3000000	0.2210	0.1810	0.1566	0.1896
	> 3000000	0.1803	0.1480	0.1280	0.1550



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Vidrocinas	0 - 200	0,9940	0,8909	0,7709	0,9335
	201 - 2000	0,9278	0,8314	0,7194	0,8712
	2001 - 10000	0,8879	0,7958	0,6887	0,8339
	10001 - 50000	0,6707	0,5497	0,4756	0,5760
	50001 - 100000	0,5406	0,4452	0,3835	0,4644
	100001 - 300000	0,4017	0,3294	0,2850	0,3451
	300001 - 600000	0,2374	0,1946	0,1684	0,2039
	600001 - 1500000	0,2331	0,1909	0,1651	0,2000
	1500001 - 3000000	0,2210	0,1810	0,1566	0,1896
Ind > 3000000	0,1803	0,1480	0,1280	0,1550	
Petroquímico	faixa única	0,0306			
Petroquímico	0 - 200		0,8909	0,7709	0,9335
	201 - 2000		0,8314	0,7194	0,8712
	2001 - 10000		0,7958	0,6887	0,8339
	10001 - 50000		0,5497	0,4756	0,5760
	50001 - 100000		0,4452	0,3835	0,4644
	100001 - 300000		0,3294	0,2850	0,3451
	300001 - 600000		0,1946	0,1684	0,2039
	600001 - 1500000		0,1909	0,1651	0,2000
	1500001 - 3000000		0,1810	0,1566	0,1896
> 3000000		0,1480	0,1280	0,1550	
Térmicas	fórmula	$M = \left(\frac{37,898}{(c+40)^{2,8}} + 0,343 \right) \times \frac{R}{26,81} \times \frac{KCPM_o}{KCPM_e} \times 10,9009 + CG$		$M = \left(\frac{37,898}{(c+40)^{2,8}} + 0,343 \right) \times \frac{R}{26,81} \times \frac{KCPM_o}{KCPM_e} \times 10,9009 + CG$	
GLP Residencial (R\$/Kg)	faixa única	2,6496	2,6496	2,2928	2,7763
GLP Industrial (R\$/Kg)	faixa única	2,4580	2,4580	2,1269	2,5755
Térmicas CL, AI, AP	fórmula	$M = \left(\frac{37,898}{(c+40)^{2,8}} + 0,343 \right) \times \frac{R}{26,81} \times \frac{KCPM_o}{KCPM_e} \times 10,9009$		$M = \left(\frac{37,898}{(c+40)^{2,8}} + 0,343 \right) \times \frac{R}{26,81} \times \frac{KCPM_o}{KCPM_e} \times 10,9009$	
Industrial CL, AI, AP	0 - 200	0,9940	0,8909	0,7709	0,9335
	201 - 2000	0,9278	0,8314	0,7194	0,8712
	2001 - 10000	0,8879	0,7958	0,6887	0,8339
	10001 - 50000	0,6707	0,5497	0,4756	0,5760
	50001 - 100000	0,5406	0,4452	0,3835	0,4644
	100001 - 300000	0,4017	0,3294	0,2850	0,3451
	300001 - 600000	0,2374	0,1946	0,1684	0,2039
	600001 - 1500000	0,2331	0,1909	0,1651	0,2000
	1500001 - 3000000	0,2210	0,1810	0,1566	0,1896
> 3000000	0,1803	0,1480	0,1280	0,1550	
Petroquímico CL, AI, AP	faixa única	0,0306			
Petroquímico CL, AI, AP	0 - 200		0,8909	0,7709	0,9335
	201 - 2000		0,8314	0,7194	0,8712
	2001 - 10000		0,7958	0,6887	0,8339
	10001 - 50000		0,5497	0,4756	0,5760
	50001 - 100000		0,4452	0,3835	0,4644
	100001 - 300000		0,3294	0,2850	0,3451
	300001 - 600000		0,1946	0,1684	0,2039
	600001 - 1500000		0,1909	0,1651	0,2000
	1500001 - 3000000		0,1810	0,1566	0,1896
> 3000000		0,1480	0,1280	0,1550	

* Térmicas Consumidores livres não enquadrados no §18 da cláusula sétima do Contrato de Concessão.

** Considera a migração das Térmicas ELS (Barbosa Lima Sobrinho), GLB (Governador Leonel Brizola), Furnas Santa Cruz e Baixada Fluminense para categoria de agentes autoprodutores/auto-

25. ESTRUTURA TARIFÁRIA PROPOSTA

Considerados os cenários explicitados neste capítulo do Relatório, notadamente a margem redesenhada e reposicionada exposta no item 24, apresentamos o novo quadro tarifário, com data de referência de 01/01/2020:



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Segmentos de Consumo	Faixas de Consumo	Margem Reposicionada 01/01/2016	Margem Reposicionada 01/01/2020	Tarifa Reposicionada 01/01/2020
	(m³/mês)			
Residencial	0 - 7	2,6994	3,2688	5,7974
	8 - 23	3,7949	4,5953	7,4903
	24 - 83	4,7859	5,7953	9,0216
	acima de 83	5,1001	6,1757	9,5071
Residencial Social MCMV	0 - 7	1,2799	1,5498	3,6037
	8 - 23	1,3763	1,6666	3,7527
	24 - 83	4,5918	5,5602	8,7216
	acima de 83	4,8932	5,9252	9,1874
Comercial e Outros	0 - 200	1,3796	1,6706	3,7578
	201 - 500	1,3260	1,6057	3,6751
	501 - 2.000	1,2727	1,5411	3,5926
	2001 - 20.000	1,2193	1,4764	3,5101
	20.001 - 50.000	1,1658	1,4116	3,4274
	acima de 50.000	1,1124	1,3470	3,3449
Climatização	0 - 200	1,4411	1,7450	4,1394
	201 - 5.000	0,6458	0,7821	2,9105
	5.001 - 20.000	0,5206	0,6304	2,7170
	20.001 - 70.000	0,3482	0,4217	2,4507
	70.001 - 120.000	0,2807	0,3399	2,3463
	120.001 - 300.000	0,2086	0,2525	2,2348
	300.001 - 600.000	0,1232	0,1492	2,1029
	600.001 - 1.500.000	0,1210	0,1466	2,0996
	> 1.500.000	0,1147	0,1389	2,0898
Cogeração	0 - 200	0,8028	0,9722	3,1531
	201 - 5.000	0,7454	0,9027	3,0645
	5.001 - 20.000	0,2523	0,3055	2,3024
	20.001 - 70.000	0,1502	0,1818	2,1446
	70.001 - 120.000	0,1622	0,1964	2,1632
	120.001 - 300.000	0,1616	0,1956	2,1622
	300.001 - 600.000	0,1609	0,1948	2,1611
	600.001 - 1.500.000	0,1606	0,1944	2,1607
	> 1.500.000	0,1078	0,1306	2,0791
Geração Distribuída Emergencial	0 - 200	1,4978	1,8137	4,2271
	201 - 5.000	0,6615	0,8011	2,9348
	5.001 - 20.000	0,5086	0,6159	2,6985
	20.001 - 70.000	0,3127	0,3787	2,3958
	70.001 - 120.000	0,2355	0,2852	2,2764
	120.001 - 300.000	0,2297	0,2782	2,2675
	300.001 - 600.000	0,2055	0,2488	2,2300
	600.001 - 1.500.000	0,2017	0,2443	2,2242
> 1.500.000	0,1913	0,2317	2,2082	
Geração Distribuída	faixa única	0,1817	0,2200	2,1933
GNV	faixa única	0,1817	0,2200	2,1933
GNV Transporte Público	faixa única	0,1817	0,2200	2,1933
Industrial	0 - 200	0,7709	0,9335	3,1699
	201 - 2000	0,7194	0,8712	3,0903
	2001 - 10000	0,6887	0,8339	3,0428
	10001 - 50000	0,4756	0,5760	2,7136
	50001 - 100000	0,3835	0,4644	2,5713
	100001 - 300000	0,2850	0,3451	2,4190
	300001 - 600000	0,1684	0,2039	2,2388
	600001 - 1500000	0,1651	0,2000	2,2338
	1500001 - 3000000	0,1566	0,1896	2,2206
> 3000000	0,1280	0,1550	2,1764	



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Vidreiras	0 - 200	0,7709	0,9335	2,9126
	201 - 2000	0,7194	0,8712	2,8330
	2001 - 10000	0,6887	0,8339	2,7855
	10001 - 50000	0,4756	0,5760	2,4563
	50001 - 100000	0,3835	0,4644	2,3139
	100001 - 300000	0,2850	0,3451	2,1617
	300001 - 600000	0,1684	0,2039	1,9815
	600001 - 1500000	0,1651	0,2000	1,9765
	1500001 - 3000000	0,1566	0,1896	1,9633
Ind > 3000000	0,1280	0,1550	1,9191	
Petroquímico	0 - 200	0,7709	0,9335	3,1038
	201 - 2000	0,7194	0,8712	3,0243
	2001 - 10000	0,6887	0,8339	2,9767
	10001 - 50000	0,4756	0,5760	2,6475
	50001 - 100000	0,3835	0,4644	2,5052
	100001 - 300000	0,2850	0,3451	2,3530
	300001 - 600000	0,1684	0,2039	2,1727
	600001 - 1500000	0,1651	0,2000	2,1677
	1500001 - 3000000	0,1566	0,1896	2,1545
> 3000000	0,1280	0,1550	2,1104	
Térmicas	fórmula	$M = \left(\frac{37.898}{(c+40)^{2,8}} + 0,345 \right) x \frac{R}{26,81} x \frac{IGPM_n}{IGPM_o} x 0,9154 + CG \quad M = \left(\frac{37.898}{(c+40)^{2,8}} + 0,345 \right) x \frac{R}{26,81} x \frac{IGPM_n}{IGPM_o} x 0,9009 + CG$		
GLP Residencial (R\$/Kg)	faixa única	2,2928	2,7763	10,4587
GLP Industrial (R\$/Kg)	faixa única	2,1269	2,5755	10,2568
Térmicas CL, AI, AP	fórmula	$M = \left(\frac{37.898}{(c+40)^{2,8}} + 0,345 \right) x \frac{R}{26,81} x \frac{IGPM_n}{IGPM_o} x 0,9154 \quad M = \left(\frac{37.898}{(c+40)^{2,8}} + 0,345 \right) x \frac{R}{26,81} x \frac{IGPM_n}{IGPM_o} x 0,9009$		
Industrial CL, AI, AP	0 - 200	0,7709	0,9335	0,9335
	201 - 2000	0,7194	0,8712	0,8712
	2001 - 10000	0,6887	0,8339	0,8339
	10001 - 50000	0,4756	0,5760	0,5760
	50001 - 100000	0,3835	0,4644	0,4644
	100001 - 300000	0,2850	0,3451	0,3451
	300001 - 600000	0,1684	0,2039	0,2039
	600001 - 1500000	0,1651	0,2000	0,2000
	1500001 - 3000000	0,1566	0,1896	0,1896
> 3000000	0,1280	0,1550	0,1550	
Petroquímico CL, AI, AP	0 - 200	0,7709	0,9335	0,9335
	201 - 2000	0,7194	0,8712	0,8712
	2001 - 10000	0,6887	0,8339	0,8339
	10001 - 50000	0,4756	0,5760	0,5760
	50001 - 100000	0,3835	0,4644	0,4644
	100001 - 300000	0,2850	0,3451	0,3451
	300001 - 600000	0,1684	0,2039	0,2039
	600001 - 1500000	0,1651	0,2000	0,2000
	1500001 - 3000000	0,1566	0,1896	0,1896
> 3000000	0,1280	0,1550	0,1550	



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

26. NOTAS ADICIONAIS

Este estudo teve como base a proposta da CEG e as análises a cargo da FEC/UFF, sem se limitar a estas, considerando-se os diversos eventos externos realizados, cujas colaborações foram devidamente tabuladas e consideradas, mesmo que não tenham o caráter de aceitação absoluta. Não se pode esquecer, igualmente, a necessária observância dos aspectos legais e regulamentares que conduzem, condicionam e impactam diretamente as tarefas a nosso cargo.

Por força da investidura do Grupo de Trabalho, este Relatório e, principalmente, a análise comparativa disposta no Tópico V, são caracterizados pela expressão de um entendimento conclusivo, mas preservam a característica de não vinculação, pois não condicionam os rumos a serem seguidos pelo Processo. São, regimentalmente, uma proposta dos Membros do Grupo de Trabalho e, para tanto, podem fundamentar a opção por quaisquer cenários que se apresentem, obedecidos critérios técnicos como os seguidos ao longo dos trabalhos.

Sugerimos, ainda, que seja incluída na decisão final uma regra de compensação dos valores tarifários cobrados a maior durante os exercícios de 2018, 2019 e 2020, que sugerimos sejam levantadas em conjunto pela Concessionária e pelos Órgãos Técnicos da AGENERSA. Nossa proposta, de antemão, é que a compensação seja feita através de um redutor tarifário, em mecanismo similar em tudo àquele praticado após a decisão da III Revisão Quinquenal. A aplicação do redutor deverá se dar nos exercícios de 2021 e 2022.

Grupo de Trabalho”

Após elaborado relato dos autos e cuidadosa análise das Contribuições, Proposta, Relatórios da Consultoria e do Grupo de Trabalho e demais manifestações pertinentes, a Procuradoria desta Agência elaborou Parecer Conclusivo²³¹, opinando como segue:

“(…) DO MÉRITO

Antes de adentrar diretamente ao mérito do presente parecer jurídico, importante deixar registrado, que foi verificado no decorrer da execução do relatório acima, a completa aderência da AGENERSA, aos Princípios Constitucionais da República, aqueles que norteiam o Estado Democrático de Direito, bem como, também, os dispositivos infralegais, paralogais e contratuais, pertinentes ao ambiente regulatório corrente e vigente no país.

Em destaque, os artigos que emanam, no artigo 5º, da CRFB-88, os Direitos Fundamentais que são imutáveis e perenes. Nesta mesma linha o respeito aos Princípios do Direito Administrativo, contidos no artigo 37, da Carta Magna do Brasil. E por fim, o

²³¹ Parecer Conclusivo da Procuradoria da AGENERSA, às fls. 5.639/5.812.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

artigo 175, que faz a ligação da Constituição com a iniciativa privada, permeando, assim, o caminho que deve ser o norte do presente parecer jurídico.

Em relação a Legislação Infralegal, mormente a Lei das Concessões, a Lei das Agências Reguladoras e a Lei de Criação da AGENERSA e, por fim, o Contrato de Concessão que é a ponte que delimita a relação público-privado no âmbito das Concessões.

Esta manifestação inicial foi motivada por várias alegações, preocupações e especulações que foram objeto de conclusões antecipadas, isto é, antes que esta AGENERSA se pronunciasse nos autos sobre as questões postas.

A construção das soluções e o sopesar das questões, se deram na própria instrução dos autos, que seguiu seu rumo próprio, onde as divergências e entendimentos contrários contribuíram, sobremaneira, à consolidação da convicção que se chega de cada questão separadamente, até que a soma de tudo ilumina, o que deve ser adotado, para o conjunto das partes interessadas, na prevalência da legalidade e do interesse público, objetivos primordiais para uma gestão pública imparcial.

Já no início da Lei das Concessões, é fixado o caminho que deve ser percorrido na análise, quando se trata desta interface tão importante para a Sociedade que é o equilíbrio entre o público e o privado.

Art. 1º As concessões de serviços públicos e de obras públicas e as permissões de serviços públicos reger-se-ão pelos termos do art. 175 da Constituição Federal, por esta Lei, pelas normas legais pertinentes e pelas cláusulas dos indispensáveis contratos.

No artigo 6º, define os Princípios Legais que devem nortear toda análise efetuada no ambiente regulatório das Concessões:

Art. 6º Toda concessão ou permissão pressupõe a prestação de serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários, conforme estabelecido nesta Lei, nas normas pertinentes e no respectivo contrato. § 1º Serviço adequado é o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas.

Seguindo esta diretriz, isto é, a integração destes Princípios, como a base de emissão deste parecer jurídico.

Antes de iniciar a análise das discussões jurídicas que se travaram nos autos, deixo um trecho da música "Sol de Primavera", de Beto Guedes e Ronaldo Bastos, para que possamos refletir durante a leitura do que se segue :

Sol de Primavera, abre as janelas do meu peito, a lição sabemos de cor, só nos resta aprender, ...juntos outra vez...

1. DO TERCEIRO TERMO ADITIVO AO CONTRATO DE CONCESSÃO DA CEG - III TA

O primeiro tema que será analisado é o efeito do III Termo Aditivo (III TA) do Contrato de Concessão. A razão de se iniciar por tema tão controverso, é porque a



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

definição do que ali se encerra, é fundamental para a integração dos demais aspectos da 4ª Revisão Quinquenal.

Como a correta leitura do Direito deve ser efetuada não de maneira pontual, mas de forma integrativa, onde o conjunto dos dispositivos é que nos desvendam a real intenção daqueles que compilaram o texto, é com este espírito que se conduzirá a exegese do texto do III TA.

O objetivo é preencher a única lacuna que ficou aberta, quando esta Procuradoria emitiu o parecer jurídico FMMM nº 06/2018, qual seja, responder a seguinte pergunta: Quais os efeitos que foram gerados pelo III TA na Concessão da CEG?

As demais questões já foram esclarecidas no referido parecer, tais como: os planos da existência, da validade e da eficácia do instrumento assinado, onde ficou expresso que o III TA é existente, é válido e que gera efeitos sobre a Concessão. Ali, já foram afastadas as questões levantadas por algumas Instituições como descrito no Relatório, que aventavam a possibilidade de que o mesmo fosse nulo.

O que não foi respondido e remetido para a presente análise, pelo próprio parecer da Procuradoria, é se as remessas dos valores ali pactuados, seriam remetidos para o ativo intangível e com a consequente entrada na base regulatória de ativos (BRA).

Primeiramente, antes de responder a esta pergunta, é necessário esclarecer para aqueles que não militam na regulação que, pela doutrina, e agora, mais recentemente, encampado este conceito pela CVM (Comissão de Valores Imobiliários), todo o ativo intangível da Concessão deve ser devolvido ao Poder Concedente, ao fim do Contrato de Concessão. O ativo intangível em uma Concessão, é o local definido para a guarda dos ativos que serão devolvidos.

A resposta àquela pergunta é: SIM, os valores pactuados no III TA passarão a ser parte do ativo intangível e comporão a base de ativos regulatórios, como se demonstra a seguir. Mas mesmo, com esta afirmativa, ainda restam perguntas a serem respondidas. A primeira é como, a segunda é quando e a terceira é quanto. A partir da análise passo a passo, da Cláusula Primeira e a Cláusula Segunda é que podemos encontrar as respostas.

Se extrairá apenas o trechos que, juntos, comporão a base de conhecimento para responder as questões acima

1.A Cláusula Primeira - Do Objeto

O subitem 1.1 da Cláusula Primeira explica:

" Mediante a celebração do presente TERMO, ficam alteradas as obrigações assumidas pela CONCESSIONÁRIA, no item 2.1 do Termo Aditivo celebrado em 04 de agosto de 2005, que não autorizava a distribuição de gás canalizado por ...(GNC) e/ou (GNL), e que deverão ser adimplidas mediante a implantação de novas redes..."

Do trecho do subitem acima, os pontos essenciais são: "obrigações" e "deverão ser adimplidas".



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

PABLO STOLZE, p.50, citando ORLANDO GOMES, esclarece no seu Livro 2, Direito das Obrigações, "que é por meio de "relações obrigacionais que se estrutura o regime econômico, sob formas de atividade produtiva e permuta de bens..."

A razão do destaque destes textos é no sentido de entender a relação econômica ali pactuada no objeto do III TA. A obrigação anterior foi alterada por outra obrigação. Portanto, foi efetuada uma Novação (nova obligatio), Instituto expresso no Código Civil Brasileiro, artigo 360, inciso I.

O que se quer deduzir destes trechos é, que toda obrigação está vinculada a uma atividade produtiva ou permuta de bens, no caso da Concessão da CEG, se restringe somente a primeira possibilidade. Além deste aspecto, toda obrigação deve ser adimplida.

O subitem 1.2 da Cláusula Primeira explica:

" ACONCESSIONÁRIA assume a obrigação de construir nos municípios destacados...infraestrutura para atendimento aos clientes..."

Em relação a este item, o que importa para integrar ao raciocínio que se pretende construir é, a citação de duas simples palavras: construir e infraestrutura.

O Subitem 1.3 da Cláusula Primeira explica:

" Os custos ... (GNC) e/ou (GNL) .. são considerados objeto da concessão...serão considerados na apuração da realização dos investimentos do 4º Quinquênio ... inclusive para fins de fixação de tarifa, na forma da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão."

Do texto acima extrai-se que os custos operacionais (OPEX) para a realização dos investimentos devem ser remunerados pelas tarifas, já no 4ª Revisão Quinquenal, e obviamente, esta metodologia seguirá dali para frente.

2A. Cláusula Segunda - Da Contraprestação

Antes do início da análise dos subitens da Cláusula segunda, importante destacar uma relação biunívoca do Direito das Obrigações: toda obrigação gera uma contraprestação.

O subitem 2.1 da Cláusula Segunda explica:

"Como contraprestação à alteração promovida pela Cláusula Primeira...a Concessionária assume a obrigação de pagar ao ESTADO a quantia de ..."

A primeira contraprestação está claramente expressa acima.

Mais adiante, o item 2.1.1 impõe, em caso de inadimplemento da obrigação, isto é, o não pagamento das parcelas, implicaria em multa e juros em cima das parcelas pagas. Este item só está sendo comentado aqui, pois ajudará a uma compreensão que se consolidará a seguir.

O subitem 2.1.2 da Cláusula Segunda determina:



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

"O valor pago a título de contraprestação será considerado como ativo intangível regulatório e, dessa forma, será considerado na base de cálculo da remuneração dos ativos da CONCESSIONÁRIA para efeitos de fixação e revisão de tarifas, na forma prevista na Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, sendo atualizado monetariamente pelo IGPM... inclusive para o disposto no parágrafo 6º da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, a partir da data dos pagamentos da contraprestação".

O subitem 2.1.3 da Cláusula Segunda determina:

" A amortização do ativo intangível de que trata este Aditivo se dará, igualmente aos demais ativos intangíveis, linearmente em 20 (vinte) anos e terá início a partir de 01 de janeiro de 2018, sendo atualizada ... pelo IGPM ... inclusive para o disposto no parágrafo 6º da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, a partir da data dos pagamentos da contraprestação, levados em consideração os valores já amortizados em função do estabelecido na revisão tarifária referente ao período 2013 a 2017, com vistas a evitar a contabilização em duplicidade de valores destinados á amortização."

O subitem 2.1.4 da Cláusula Segunda determina:

Na próxima revisão tarifária correspondente aos anos de 2018 a 2022, não haverá reequilíbrio econômico financeiro a ser realizado em virtude do pagamento da outorga compensatória mencionada na subcláusula 2.1, tendo em vista que os investimentos constantes da subcláusula 1.1, desse instrumento já foram considerados quando da revisão tarifária referente ao período 2013 a 2017, e que também não serão objeto de reequilíbrio econômico-financeiro.

E por fim, para que se possa dar prosseguimento as análises, o subitem 2.1.5 explica:

"Extinta a Concessão, todos os ativos intangíveis, tal como os demais ativos regulatórios, serão revertidos ao Estado mediante indenização à Concessionária, calculada de acordo com o valor de tais itens amortizados ... com base no Plano de Contas, ...conforme previsto na Cláusula Sétima do Contrato de Concessão."

Após a leitura atenta e minuciosa dos elementos contratuais contidos no III TA, passo a discorrer o meu entendimento.

A Cláusula Primeira é um único bloco, já que não é disposta através de um Caput. Desta maneira a leitura dos seus dispositivos devem ser integrados e entendidos como Contraprestação a sua totalidade.

A partir daí, se pode identificar duas obrigações. A primeira que é o pagamento dos valores fixados em 2.1 para que fossem efetuadas as alterações fixadas no item 1.1. A obrigação é o pagamento da outorga compensatória, a contraprestação, a alteração contratual, como expressamente é definido no item 2.1. A segunda, é expressa literalmente no item 1.2, que é a obrigação de construir nos municípios destacados, as redes físicas de distribuição de gás natural. A contraprestação neste caso, está descrito no item 2.1.2 em que indica que o valor pago será considerado como ativo intangível regulatório e, dessa forma, será considerado na base de cálculo da remuneração dos ativos.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Em resumo, duas obrigações, duas contraprestações. A seguir listo as razões que me levaram a interpretar desta forma.

A primeira razão é a que está expressa no corpo do item 2.1.2, quando determina que o valor pago seja apontado para o ativo intangível. A Deliberação CVM nº 654/2010 já normatiza a situação fática da assinatura do III TA, como a seguir pode ser observado. Como a CEG é uma Sociedade Anônima regida pela Lei 6.404/76, Lei das SAs, esta normativa é obrigatoriamente aplicável.

12.O direito de outorga é aquele decorrente de processos licitatórios onde o concessionário entrega, ou promete entregar, recursos econômicos em troca do direito de explorar o objeto de concessão ao longo do prazo previsto no contrato. Nos casos em que o preço da delegação dos serviços públicos (outorga) é pago no início da concessão de uma única vez ou em pagamentos por prazo menor que o prazo da própria concessão, o seu registro no início da concessão ou proporcionalmente ao valor adiantado (caso seja um contrato de execução), respectivamente, é inevitável. A questão de dúvida surge nas situações em que o pagamento do direito de outorga ocorre por valores predeterminados ao longo da concessão, durante a performance do contrato. Nesse caso há duas linhas de entendimento e ambas são praticadas hoje pelas concessionárias brasileiras:(a) a que entende que o contrato é de execução; e (b) a que entende que o direito e a correspondente obrigação nascem para o concessionário simultaneamente quando da assinatura do contrato de concessão.

A leitura do item 12 (a) acima, nos parece a perfeita subsunção do caso concreto aqui discutido. O próprio item 1.2 do III TA, afasta a possibilidade de se eleger o item (b).

A seguir é transcrito o item 41 da supracitada deliberação da CVM, que nos indica como proceder nestes casos:

Adições subsequentes ao ativo intangível 41. Nos contratos enquadrados no item 12(b), adições subsequentes ao ativo intangível somente ocorrerão quando da prestação de serviço de construção relacionado com ampliação/melhoria da infraestrutura que represente potencial de geração de receita adicional. Ou seja, a obrigação da construção não terá sido reconhecida na assinatura do contrato, mas o será no momento da construção, com contrapartida de ativo intangível. Os contratos enquadrados no item 12(a) também geram adições ao ativo intangível, porém somente pelo valor da diferença entre a receita de construção e o montante até então provisionado. Essa contrapartida em serviços de construção não pode estar relacionada com manutenção e conservação. Amortização do ativo intangível

Como é claramente descrito, nos casos de outorga durante a concessão, os casos enquadrados no item 12 a. só geram adições ao ativo intangível, após haver receita da construção. Conclusão: somente depois da conclusão da construção é que se adiciona o valor ao intangível.

Apesar da primeira razão já explicar a interpretação que se defende neste parecer jurídico, ainda discorreremos outras mais.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

A segunda, e que também afasta o entendimento da CEG, está expressa na própria redação do 2.1.4 em que veda o reequilíbrio entre 2013 a 2022. Se a outorga fosse incorporada imediatamente em 01/01/2018 ao ativo intangível e, conseqüentemente, a base de ativos regulatórios, haveria a necessidade de se equilibrar a concessão, exatamente o que é vedado pelo III TA. Se assim ocorresse, haveria impacto na Concessão sem Contraprestação. O entendimento do Poder Concedente é que os valores para a execução do III TA já estavam contidos no ciclo, 2013-2017, tanto que fixa o prazo de conclusão das obras em 2017, conforme item 1.2.

Ainda para ressaltar, mais fortemente esta conclusão, a fixação do início da amortização foi fixada para 01/01/2018 no item 2.1.3, em face de as obras estarem "concluídas". Observa-se que a AGENERSA, em face da fiscalização da execução do III TA, que se concluiu através da Deliberação nº 3.139/2017, já sinaliza à Concessionária, como proceder, já que a mesma no meio daquele ano, deveria entregar a proposta do ciclo de 2018-2022, como determina o Contrato de Concessão.

A cronologia dos fatos, e a interpretação integrativa do Direito, onde não se dá, apenas, pela leitura de um dispositivo legal somente, mas ao contrário, deve ser lida à luz das evidências e de outras normas, vai nos conduzindo passo a passo, como dito no início desta dissertação.

Além destas razões, ainda existem razões práticas para interpretar como foi interpretado acima, quais sejam: o ativo intangível na concessão, é aquele que será devolvido ao Poder Concedente. Portanto, haveria alguma lógica, faltando poucos anos para o término da concessão, ter que devolver este valor por não estar totalmente amortizado? O Poder Concedente assinaria este Aditivo, sem uma contrapartida em serviços?

O Poder Concedente, acostou aos autos, reiteradas solicitações a esta AGENERSA, para aumentar a competitividade do setor de gás, e assina Aditivo remunerando a Concessionária em duplicidade? Uma pelo lançamento da outorga diretamente sem contrapartida de investimentos e a outra remunerando estes próprios investimentos. Esta ação iria exatamente na direção contrária de toadas as manifestações contidas nos autos e, mais ainda, de diversas autoridades diferentes, em diversos tempos. O próprio Poder concedente deixa explícito no 2.1.3, quando redige o seguinte texto: "com vistas a evitar a contabilização em duplicidade de valores destinados à amortização."

Outro aspecto e de questão legal, é o que preceitua o artigo 421, do Código Civil Brasileiro. Ali naquele dispositivo, ele limita a liberdade de contratar à função social do contrato. Seria socialmente aceitável elevar as tarifas sem uma contrapartida de serviço? A própria Lei das Concessões já responde que não.

Portanto, e garantindo a segurança jurídica, que foi sempre defendida por todas as partes atuantes no processo em suas manifestações, principalmente as explicitadas pelo escritório SIQUEIRA CASTRO, a ABEGÁS e a COMGÁS, como se não fosse dever desta AGENERSA fixado por lei, entendo que esteja devidamente motivadas as decisões até agora tomadas por esta AGENERSA, no que tange o III TA. A última questão que



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

estava em aberto e que já foi respondida já no princípio, isto é, se os valores pactuados no III TA fariam parte do ativo intangível, foi a mais fácil de responder. As difíceis: Como/Quando/Quanto? Deliberação CVM 654/2010. A partir da conclusão das obras de infraestrutura pelo valor equivalente ao da outorga.

Desta maneira, as preocupações de que a AGENERSA não respeitaria o Contrato de Concessão e desta forma, por extensão, a legislação, devem estar neste ponto dissipadas.

Como a Douta Procuradora já externou em seu parecer, o III TA é instrumento existente, válido e eficaz. Quanto aos seus efeitos, espero ter esclarecido acima.

Por fim, antes de partir em frente, esta AGENERSA elucida que a UFF, em nenhum momento desconsiderou o III TA. No decorrer do processo, a própria UFF confirmou este fato. O que estava sendo informado em todos os documentos era o expurgo dos efeitos do III TA, conforme a CEG entendia que estes se dariam. A AGENERSA que ainda buscava uma convicção, em face da complexidade do tema, deixa aqui registrado, que esta só se deu a partir das diversas discussões e colaborações que foram se sucedendo. Mesmo agora neste momento, nada está definido, pois só assim estará, após a formação da coisa julgada administrativa. Esta ainda levará algum tempo, até que se forme. O importante a ressaltar é que este parecer abarcou e avaliou cada manifestação efetuada, como se pode constatar pelo detalhamento do relatório. O respeito por cada posição e por cada parte interessada, que deixou sua contribuição nos autos, foi o motor propulsor que nos fez chegar até aqui. Por fim, vale citar o respeito que o Poder Concedente e seus Órgãos da Administração Direta tiveram com os usuários. Mesmo estando em situação crítica financeira, buscando garantias para implementar o Regime de Recuperação Fiscal, não imputou aos usuários maior custo e tampouco agiu para piorar a competitividade do gás natural, à época, que não era das melhores, como apresentado no decorrer do processo.

2. DA COMPENSAÇÃO DOS INVESTIMENTOS NÃO REALIZADOS

Inicialmente, e para fazer uma conexão com o item acima, já que este tema está intimamente vinculado com o entendimento do anterior, lanço mão de uma manifestação efetuada pela PGE, no bojo do processo aberto pela Casa Civil, para discutir o III TA, E-12/001.1299/2014, e que faz parte do presente parecer às páginas 129: "... a outorga compensatória e/ou a eventual necessidade de efetivação de redução tarifária daí resultante."

Destaco no texto acima, a partícula utilizada pelo autor "e/ou" . Entendo que este, no ato da redação, chegou ao entendimento de que poderia haver a necessidade da CEG efetuar as duas modalidades de compensação, para que o equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão fosse mantido. Esta sua percepção naquele momento, fica comprovada quando se analisa, passo a passo, o inteiro teor do III TA.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

SIQUEIRA CASTRO citando ARNOLDO WALD, às fls. 113, cujo trecho deste parecer, transcrevo abaixo, faz uma vinculação estreita, daquela relação biunívoca já citada anteriormente, quando afirma:

"... para assegurar-se o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, a definição da base de remuneração deveria considerar o valor econômico do empreendimento a ser adequadamente remunerado por meio da receita tarifária, tal como estipulado nos editais de privatização e nos contratos de concessão."

Relaciona equilíbrio econômico-financeiro com a BRA (Base de Remuneração dos Ativos), bem como, também, com o valor econômico do empreendimento. E prossegue, que o mesmo deveria ser remunerado através da receita tarifária. Logo, como está expresso acima, fica claro que há necessidade de receita para que haja remuneração.

Este pensamento volta a reforçar a interpretação que esta AGENERSA extrai do III TA.

Mais adiante, também vale ressaltar o Parecer do Douto Ministro EROS GRAU, quando o mesmo deixa registrado em seu parecer: "...a alteração contratual de contratos administrativos são possíveis desde que sejam efetuadas pelo interesse público."

No que tange a argumentação do Escritório SIQUEIRA CASTRO, que utiliza para sustentação de sua tese, a Orientação Normativa AGU Nº 22, de 01 de abril de 2009, transcrita abaixo, entendo que a mesma se aplica aos Contratos regidos pela Lei 8.666/1993.

O REEQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO PODE SER CONCEDIDO A QUALQUER TEMPO, INDEPENDENTEMENTE DE PREVISÃO CONTRATUAL, DESDE QUE VERIFICADAS AS CIRCUNSTÂNCIAS ELENCADAS NA LETRA "D" DO INC. II DO ART. 65, DA LEI Nº 8.666, DE 1993.

As Concessões são regidas por outra Lei específica, que por razões de Antinomia, tem prevalência sobre as demais. Não que a Lei das Licitações não possa ser utilizada na Concessão, mas deve ser usada de forma subsidiária. O que prevalece em relação a extração do significado de equilíbrio econômico-financeiro, provém da Lei 8.987/1995. De 2009 para o presente data, muito se evoluiu em termos de Regulação. A prova deste fato é a manifestação em RESP, do Ministro Herman Benjamin, transcrita abaixo:

RECURSO ESPECIAL Nº 1.803.137 - RJ (2019/0029662-4)

"...deve-se atentar para o fato de que o intervencionismo judicial não pode ultrapassar o conhecimento técnico evidenciado nos devidos processos administrativos que amparados pelos substratos fáticos específicos, detêm alta cognição técnica. Os magistrados, apesar da expertise na área jurídica, nem sempre são dotados de conhecimentos que o especialista em regulação de telecomunicações domina."

Como se observa, na decisão do Ministro, as decisões regulatórias são de natureza diferente das puramente administrativas. O entendimento do regulador deve ser respeitado no âmbito judicial, desde que sejam obedecidos os trâmites processuais, isto é, os aspectos formais do processo.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

A cognição técnica regulatória deve ser mantida no sentido de dar maior segurança jurídica aos contratos . Outro aspecto em relação a conduta ensinada pelo Ministro Herman Benjamin, é que é essencial garantir o Princípio da Separação dos Poderes, ponto fulcral e Cláusula Pétrea da CRFB-88, no artigo 60.

A ação judicial não é afastada e, tampouco, o Direito de Petição. O que deve existir é a integração e o equilíbrio mútuo entre os Poderes Republicanos. Cada um tem sua própria atribuição originária. Suas expertises e atribuições funcionais são diversas, como bem ressalta o Ministro Herman Benjamin.

Em face das razões expostas, entendo que a questão de Compensação de Investimentos Não Realizados, já foi fixada através da Deliberação AGENERSA nº 3.139/2017. As conclusões exaradas no conjunto completo da deliberação, isto é, no voto e no corpo do dispositivo legal, expressam a convergência em relação as conclusões deste item específico com o III TA.

A Deliberação citada acima, tem a mesma linha exegética, com o que foi interpretado e desenvolvido neste parecer jurídico. Esta convergência de interpretação fortalece a segurança jurídica, que está entre os deveres que esta Agência Reguladora tem obrigação de preservar.

Demonstra, assim, o viés científico e técnico das decisões, que é característica primordial na conduta da regulação, característica específica que permite, somente e estritamente nesta área, tomar decisões técnicas e discricionárias.

Salvo esta exceção, é dever das Agências Reguladoras, quando se trata do Direito Administrativo, em si, se restringir ao que a Lei determina, preservando desta forma, o Princípio da Legalidade. Estas Autarquias Especiais estão sobre a Égide do Estado e, portanto, devem preceder desta maneira. Discorro sobre este aspecto híbrido das Agências Reguladoras, em face do posicionamento do Escritório SIQUEIRA CASTRO. Na ânsia de defender sua posição, omite este aspecto essencial da Regulação quando, em um exercício de retórica, afirma que esta AGENERSA deve "... se fixar exclusivamente no respeito ao Direito aplicável...". conforme página 115 do presente parecer jurídico.

Com o compromisso de manter, na presente análise, a metodologia que foi proposta deste o início deste parecer jurídico, qual seja, analisar o fato concreto, através de uma leitura integrativa do Direito, exponho as decisões tomadas no bojo da Deliberação AGENERSA nº 3.139/2017, onde no artigo 11, se determina:

Art. 11 - Determinar que durante os trabalhos da próxima Revisão Quinquenal o presente voto seja utilizado como parâmetro para cálculo tarifários e ainda abordado pela empresa de consultoria conjuntamente com a interpretação sobre a contabilização dos valores da outorga no intangível;

Exatamente para dar cumprimento ao artigo acima, garantindo desta maneira a legalidade do Direito Administrativo, é que foi interpretada, à luz do Direito, o Instituto Jurídico da Outorga, inserida na Lei 8.997/2005. Segundo a CVM, que é o Órgão competente para normatizar o tema, a aplicação dos efeitos da outorga nas Concessões, se dá, conforme o prescrito pela OCPC-05. Como este documento foi desenvolvido por



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Contadores e incorporado ao bojo regulatório da CVM, através da Deliberação 654/2010, entendendo ser o mais específico em relação ao item em análise. Esta conduta da CVM vem corroborar, com o que foi afirmado acima, de que a Regulação busca integrar várias áreas do conhecimento técnico em face da complexidade e especificidade dos seus campos de atuação. Com isso, a CVM buscou na expertise dos Contadores, a melhor solução, para tratar do tema da outorga nas Concessões.

Creio que com este procedimento, seguindo estritamente o que foi determinado no artigo 11, é que podemos dar cumprimento ao mesmo.

Após o discurso mais focado à interpretação do que ali estava prescrito, na sequência, destaco a parte prática da interpretação, que é a Compensação dos Investimentos Não Realizados, que é o item central e o cerne da presente discussão.

O artigo 8º, da mesma Deliberação, AGENERSA nº 3.139/2017, transcrito abaixo, determina como deve se dar a compensação:

Art. 8º - Determinar a devolução pela Concessionária CEG de R\$ 130.84 milhões, atualizados desde dez/2011 pelo IGP-M (Índice Geral de Preços), em favor do consumidor, via modicidade tarifária, influenciando negativamente no cálculo da variação da margem, por ter a CEG recebido na tarifa valores a maior no ciclo 2013/2017 a título de investimento para construção de gasodutos físicos de alta pressão nos municípios de Mangaratiba e Maricá, meta esta posteriormente alterada para menor, pela assinatura do 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da CEG;

Por fim, para elucidar o último ponto que falta em relação a Compensação de Investimentos Não Realizados, extraio o texto do artigo 1º, da Deliberação 3.187/2017, que já no início do Relatório, às páginas 1, esclarece que: " a Deliberação tem o objetivo de cumprir e integrar o artigo 7º, da Deliberação AGENERSA nº 1.796/2013, às Deliberações nº 1.881/2013, 1.914/2013 e 2.035/2014. "

Art. 1º. Considerar a fórmula aplicada na Terceira Revisão Quinquenal como sendo a metodologia dos saldos dos investimentos não realizados e sua aplicação no cálculo "m" para a Concessionária CEG na próxima Revisão Quinquenal, permitindo, para tanto, que a Consultoria contratada para os trabalhos da Quarta Revisão Quinquenal, juntamente com o Grupo de Trabalho, possam fazer os ajustes técnicos necessários, evidenciando uma melhor eficiência na aplicação dos elementos ali estabelecidos.

A discussão aberta no parecer jurídico do escritório SIQUEIRA CASTRO, às fls. 5.129, do presente feito, cita que esta AGENERSA abriu processo específico para dar cumprimento ao artigo 7º, mencionado acima, e que trata diretamente do assunto aqui em pauta. Para tanto, cita o artigo 1º, da Deliberação AGENERSA nº 3.187/2017, mas distorce a seu favor a redação do mesmo, como se prova a seguir.

Entende o Parecerista que o artigo 7º, da 3ª Revisão Quinquenal, Deliberação AGENERSA 1.796/2013, transcrito na sequência, determinava que as conclusões do estudo da Metodologia de Cálculo dos Saldos dos Investimentos Não Realizados, fossem automaticamente aplicadas à 3ª Revisão Quinquenal.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

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

Ouso discordar, com todo o respeito. O que está expresso no artigo 7º, acima, é que a metodologia será aplicada ao ciclo 2013-2017 e é, exatamente, o que está sendo operacionalizado, nesta 4ª Revisão Quinquenal, ciclo 2013-2017.

Depois de muitas apresentações e discussões, depois da contratação da FGV pela CEG, da apresentação da FGV para a UFF, esta metodologia foi confirmada, também, por outras apresentações na própria AGENERSA de consultorias levadas pela CEG, para defender sua posição.

Ao final deste longo caminho de discussões técnicas, a UFF declara, no Relatório 4, que foi apresentado na 2ª Audiência Pública, estar de acordo com a metodologia apresentada pela FGV.

Desta maneira, conforme pode ser observado nos cálculos da UFF e referendados pelo GT da AGENERSA, esta metodologia será aplicada no ciclo 2013-2017, exatamente como determina o artigo 7º, da Deliberação AGENERSA nº 1.796/2013, com os ajustes devidos efetuados pela Consultoria e pelo GT da AGENERSA, cumprindo desta forma, o artigo 1º, da Deliberação AGENERSA nº 3.187/2017.

O que o Escritório SIQUEIRA CASTRO quis fazer no seu parecer jurídico, foi induzir, por uma técnica de excesso de informação, a distorção dos fatos.

Mistura o ciclo futuro da 3ª Revisão Quinquenal (2013-2017) no texto, para que se pudesse justificar a retroação desta metodologia para o ciclo (2008-2012).

O que o artigo 7º determinou, foi aplicar a metodologia referendada no ciclo 2013-2017 e, não, à 3ª Revisão Quinquenal, se assim fosse, estaria expressamente determinado, conforme imposição do Direito Administrativo.

Este "link" de ideias é proposital, pois a CEG, através dos seus representantes legais, defendiam retroagir a aplicação desta nova metodologia ao ciclo 2008-2012.

O que se provará, na sequência, é que, quanto a este pleito da CEG, não se deve dar provimento.

A seguir, razões que elucidam e complementam a explanação anterior que é uma integração das Deliberações emitidas pela AGENERSA.

Primeiramente, para rechaçar esta tese, transcrevo o § 3º, da Cláusula Sétima, do Contrato de Concessão. Esta deixa claro qual será o procedimento da Revisão Quinquenal. "... a Concessionária... apresentará...no penúltimo semestre de cada quinquênio, uma proposta de revisão do valor limite...para vigorar para o quinquênio subsequente."



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Este texto deixa bem claro que as Revisões Quinquenais se restringem à dois ciclos quinquenais.

Caso não fosse assim, haveria enorme insegurança jurídica. Como foi provado acima, a AGENERSA sempre procedeu sinalizando que respeita tanto a norma quanto a convenção estabelecida na doutrina regulatória.

A seguir, traslado do relatório deste parecer jurídico, às fls. 125, o trecho a seguir, para ajudar na conclusão do tema:

"...A UFF explica que a revisão deve se restringir ao ciclo que está sendo projetado e ao anterior, não se podendo extrapolar este período de tempo "...por razões regulatórias, e também porque colocaria as decisões do Conselho Diretor da AGENERSA referentes ao processo de revisão tarifária anteriores."

Em resumo, não há como se fazer a retroação, para implementar nova metodologia, à ciclos não contemplados pela Revisão em curso, conforme a própria UFF esclarece:

"...É normal e desejável que num processo de revisão ocorram ajustes e aprimoramentos nas metodologias tarifárias de revisões anteriores. Com regra geral, eventual aprimoramento não deve ter efeito retroativo a revisões anteriores ao ciclo em questão. Isto porque em um processo de revisão tarifária, a agência reguladora toma decisões sobre um grande conjunto de variáveis visando fixar tarifas justas, razoáveis e economicamente sustentáveis para a concessionária. As decisões sobre cada uma das variáveis não são necessariamente independentes. Assim, retroceder numa revisão anterior considerando apenas uma variável, significa retroceder na decisão do terceiro Ciclo Tarifário alterando o equilíbrio econômico associado à esta decisão."

Seguir na linha proposta pela CEG seria gerar uma grande insegurança jurídica, além de usurpar o direito do usuário de ter previsibilidade.

Em relação a este ponto, que bem comentou o Douto Parecerista Ministro Eros Grau: "...A incerteza afasta o investidor..." e é, exatamente isto, que o ERJ não necessita neste momento. Ao contrário, em face da grave crise financeira, espera-se que as Políticas Públicas atraiam novos empreendimentos.

Os responsáveis por implementar Políticas Públicas (Órgãos da Administração Direta) já sinalizaram no processo, que a prioridade desta Revisão é alavancar a competitividade do Gás Natural no território do ERJ.

Esta ação é proposta, no sentido de gerar mais desenvolvimento e, desta forma, mitigar os graves prejuízos que o ERJ vem sofrendo, desde o traslado da capital para Brasília.

O que se depreendeu das manifestações do Poder Concedente é que, o importante é trabalhar no volume e não na tarifa.

O equilíbrio de menos tarifa e mais volume, é a expectativa apreendida em todas as manifestações.

Esse binômio tende a beneficiar a CEG e também ao Estado, uma parceria de "ganha-ganha", estratégia ganhadora de um prêmio NOBEL de Economia.



3. *Taxa de Remuneração de Capital (TRC)*

Em relação a esta questão que entendo, ter mais cunho econômico do que jurídico, a análise é restrita a parte formal, área que se atém o Direito, neste caso concreto.

Primeiramente, ressalto dois itens fundamentais no Direito e, por consequência, na Regulação, quais sejam: O Princípio da Razoabilidade e da Proporcionalidade.

Dentro deste viés principiológico geral e com a aderência aos Princípios mais específicos da Regulação, do §1º, do artigo 6º, da Lei 8.987/1995, é que se analisa este parâmetro tão essencial na Revisão Tarifária.

Conforme se depreende dos gráficos apresentados pela UFF, em relação ao impacto de cada item sobre o cálculo do "m", este particularmente, tem peso significativo.

Portanto, sobre um prisma científico, retirados os "outliers", da ANEEL (7,56 %) e o primeiro valor apresentado pela CEG, na sua proposta original que foi de (12,0 %), nos restam o intervalo de (8,08 %) da THYMOS; (9,11 %) da ABRAC; (9,43 %) da UFF e do GT e, por último, o da CEG revisado de (10,87%).

Assim sendo, pela razoabilidade e proporcionalidade, qualquer decisão entre 9,11 % a 10,87 %, entende-se que está na direção de uma adequabilidade aos preceitos jurídicos vigentes.

Em relação a posição defendida pela NOVIX, na página 87, de se adotar prazo de 30 (trinta) anos para o Risco Brasil, conforme o tempo do Contrato de Concessão, a mesma foi afastada por quase todos os demais interessados, bem como também, pelo próprio Poder Concedente. Todos entendem que é irreal a postulação apresentada por aquela Consultoria.

Quanto a metodologia, tema recorrente nas Revisões Quinquenais, isto é, pela adoção da Metodologia WACC ou a Metodologia CAPM, entendo que o momento é oportuno para se fazer um estudo sobre o tema, já que o Contrato de Concessão está próximo de seu último ciclo.

Pelo que se depreende da explicação das metodologias que foram acostadas no processo, ambas são aplicáveis. A diferença é quanto a estrutura de capital, se próprio ou de terceiros. Esta é uma análise estritamente econômica que não cabe aqui opinar.

O que percebi pela leitura do Contrato de Concessão, é que os elementos da metodologia CAPM estão lá elencados. É o máximo que chego. Se essa interpretação é correta, entendo que os signatários do Contrato, em sua origem, não privilegiaram a possibilidade de uma empresa alavancada financeiramente. Esta opção contratual pode fazer sentido, se pensarmos que o serviço público essencial requer maior prudência.

A opção de contar com recursos próprios (tarifa) e não ficar a mercê do mercado, parece fazer sentido.

Mas em face de não ser especialista, apesar de não ser leigo, o pensamento acima é apenas uma suposição, uma hipótese.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Portanto, importante concluir de que cabe estudar o tema, no sentido de se ter novas alternativas de gestão do contrato.

Por fim, entendo que a melhor forma de se aplicar este tipo de alteração é por via de aditivo contratual, em homenagem ao § 1º, do artigo 6º, da Lei das Concessões. Procedendo-se desta forma, garante-se a continuidade, a segurança e a cortesia entre as partes.

4. Custos Operacionais (OPEX - Operation Expenditures)

Em relação a este ponto específico, se encontram poucos aspectos jurídicos a comentar. Destaco apenas dois, que são de extrema importância: Fator X (Fx) e as Perdas de Gás.

Em relação ao fator X, tema recorrente nas discussões teóricas das revisões quinquenais, me foco na decisão exarada no processo E-12/003-322/2014, Deliberação 2.726/2015. O artigo 1º desta deliberação afasta a aplicação deste fator, no 4º ciclo revisional (2013-2017). E cita o porquê: não havia dispositivo contratual que desse suporte a esta implementação.

Mais importante ainda, é destacar o artigo 3º, onde esta AGENERSA, recomenda ao Poder Concedente, a celebração de Aditivo Contratual para a implantação do fator X.

Portanto, passado mais de um ciclo revisional, o Poder Concedente não optou por fazê-lo. Logo, é pacífica a situação, no que tange ao aspecto jurídico, isto é, não deve ser aplicado o Fx para o presente ciclo em estudo, pelas mesmas razões anteriores e pela inação do Poder Concedente, que deve entender que o mesmo não seja essencial nesta fase da Concessão. Particularmente, entendo que este tipo de alteração, deva ser aplicada, quando houver uma análise prévia do status quo atual. Isto é, não antes da verificação se os atuais patamares de custo são eficientes. Esta comparação poderia ser efetuada via indicadores comparáveis através de "benchmarking" de mercado.

Entendo que aplicar um deflator, sem antes verificar a adequabilidade dos custos, é imprudência. E mais, adotar esta medida entendendo que a mesma, por si, resolveria a questão, pode ter efeito adverso. Isto é, perpetuar algo que talvez possa não estar eficiente, contrariando assim, o § 1º, do artigo 6º da Lei das Concessões já citado.

Quanto as perdas, entendo que este item é preocupante, já que a CEG solicita um índice bem perto do patamar máximo contratual de 3,0 %, conforme a UFF relatou. Entendo que o problema é multidisciplinar, já que envolve, também, ações do Poder Concedente. O alento é que, pelo que foi apresentado pela CEG, várias ações de "security" já foram tomadas e muitas implementações tecnológicas foram aplicadas para mitigar o problema.

Do ponto de vista jurídico, endossar um patamar muito mais alto do que a média, se volta novamente contra os Princípios Gerais e Específicos da Regulação, principalmente os da economicidade (eficiência), da regularidade e da modicidade tarifária.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Entendo que acompanhamento contínuo sobre o tema, por parte das Câmaras Técnicas, através de monitoramento e indicadores, poderá gerar soluções de inovação e tecnologia que, talvez, possam colaborar com a Concessionária, para mitigar esta questão.

Entendo prudente, também, informar aos Órgãos de Estado de Segurança e Meio Ambiente, no sentido de: o primeiro, dar suporte a CEG para implementação das soluções tecnológicas e de promover a integração da CEG com esta parte do Poder Público, e segundo, do Órgão Ambiental, com o objetivo de contabilizar o impacto ambiental, caso ocorra o pior cenário informado pela CEG.

Quanto as demais rubricas, que também são importantes, entendo ser primordial o acompanhamento e, o ponto de partida, poderia ser algumas sugestões que foram elencadas no curso do processo pela ABRACE (página 83) e ABIVIDRO (página 62), que introduzem a ideia de adoção de Indicadores de Performance, lastreados em estudos com base científica.

Em relação a sugestão da PETROBRAS, às páginas 38, qual seja, de introduzir um plano de contas, presumo que ela se refira a um plano de contas específico para regulação, já que o plano de contas contábil está estruturado. Entendo que esta sugestão poderia ser objeto de estudo, assim como outros pontos já citados acima.

Por fim, não recomendo interferir nos gastos específicos da rubrica Gastos Jurídicos, já que a Concessionária pode alegar, no futuro, em sua defesa, que a AGENERSA cerceou seu direito de ampla defesa e do contraditório.

5. Investimentos (CAPEX - Capital Expenditures)

No tocante a este item específico não existem muitas questões jurídicas a se abordar.

Vale à pena comentar, que houve forte convergência da parte de todos os interessados, que opinaram nos autos, de que o melhor seria reduzir os investimentos, conforme a ABIVIDRO, página 62 deste parecer jurídico. Nesta direção, algumas sugestões foram compartilhadas, como a de vinculá-los ao crescimento do número de clientes, conforme a ABRACE na página 83.

Em relação a este item, a FIRJAN alerta para que se observe o que foi determinado pela Deliberação AGENERSA nº 3.303/2017, para o ano de 2018, especificamente, o artigo 3º.

Entendo que o cumprimento do artigo 3º, da Deliberação acima citada, deva ter seu cumprimento verificado. Mas, no que tange a fixação dos valores para a Revisão, recomendo, como melhor prática, o lançamento dos valores realizados, consolidados nos demonstrativos financeiros já disponíveis e depositados na CVM.

Importante ressaltar que os investimentos singulares, que tem característica de Política Pública, foram convalidados junto ao Poder Concedente, como deve ocorrer, por razões de competências exclusivas.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

6. *Base Regulatória de Ativos (BRA)*

Este tema, pelo que foi relatado, é o mais incipiente dentro do processo da Revisão Quinquenal. Se verifica que não há uma definição nítida sobre o que comporá a BRA. Há muitas divergências conceituais e a pacificação dos mesmo não está próxima. A CEG entende que o que foi definido na Deliberação AGENERSA nº 371/2009, é o que está correto, e defende sua tese de blindagem dos ativos. Do outro lado, a grande maioria entende ser necessária a contratação de uma consultoria, para melhor estudar a questão, dentre estes, a ABRACE, seguida pela UFF e pelo GT (Grupo de Trabalho).

Neste sentido, penso que é precipitada e prematura qualquer manifestação jurídica a respeito e, recomendo, que qualquer mudança seja extremamente motivada e explicada, no sentido de ser sustentável e perene para a Concessão.

7. *Demanda*

Este item é fundamental para a Revisão Quinquenal em face do seu impacto sobre as tarifas.

A PETROBRAS, ABIVIDRO e ABRACE, reiteradas vezes, citam que houve subestimação da demanda termelétrica para o ciclo 2013-2017, que causou receita extra de grande proporção para a Concessionária.

Penso que a solução deste tema é de grande complexidade, já que a demanda é estimada com base no passado e em bases estatísticas, tal como a TRC.

Estas duas estimativas tanto da demanda quanto da TRC, são sempre polêmicas e geram muitas divergências na discussão dos ciclos revisionais e, principalmente, em revisões mais recentes.

A explicação é simples, tanto o clima quanto a conjuntura econômica brasileira passam por mudanças estruturais. Dessa forma, previsões que levam em conta o passado, não refletem bem os eventos presentes, já que em sua base de dados, os valores são bem diferentes daqueles observados na atualidade. Em relação a TRC, a solução encontrada e de consenso, é o de reduzir os intervalos de tempo, aproximando-os mais para o presente. Em relação ao clima, esta coletânea de dados está apenas começando, portanto, sujeita a maiores erros, tanto para cima quanto para baixo, isto é, tem alta volatilidade.

Algumas soluções foram descritas no decorrer do processo, uma delas a adoção do Fator K que já é usado pela ARSESP em São Paulo. Outra, a implementação de um gatilho e, por fim, a realização de uma Revisão extraordinária.

Em uma análise jurídica superficial, identifiquei que a introdução de quaisquer destas soluções iriam em sentido contrário ao que determina o Contrato de Concessão. Neste está embutido o risco da Concessionária que é expresso pelo método do "price cap". Entendo que este seja um obstáculo jurídico do presente e, em face da proximidade do término da Concessão, poderia ser definido ou no novo edital ou na renegociação do contrato atual.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Quaisquer das sugestões, se fossem implantadas, desconfigurariam o que foi acordado no Contrato de Concessão e, portanto, do ponto de vista jurídico, não recomendado. Neste item, o risco é para os dois lados.

Não tenho dúvida de que aqueles que contribuíram no processo de Revisão, a PSR, a ONS e os demais consultores, são do primeiro time do conhecimento científico nacional e muito respeitados no ambiente de negócios. Portanto, dentre o que se tem hoje, foi aplicada a excelência em termos de previsões.

Nesse sentido e, com a proximidade do fim do Contrato, entendo que a sugestão do GT, de se fazer um estudo detalhado sobre este tema, é muito pertinente.

Aproveito este item para reafirmar o compromisso e o dever que a Agência Reguladora tem de respeitar o Contrato, a Legislação e, também, o ambiente regulatório ao qual a AGENERSA está inserida.

A legitimidade de cada parte em defender os seus interesses é o que mais contribui para a consolidação do Estado Democrático de Direito e, a AGENERSA, como Regulador, a palavra já exprime tudo, funciona como um Árbitro, contrabalançando as forças e apontando-as sempre ao interesse público, que é o que define os pesos da balança.

8. Receitas Correlatas

Estas estão previstas desde o Edital, conforme pode ser observado na parte inicial do Parecer Jurídico FMMM 06/2018. Portanto, não há muito o que discorrer no aspecto jurídico. Logo, recomendo seguir o que o GT validou no seu relatório final.

9. Depreciação

Em relação a este elemento de apuração do cálculo de "m", a UFF relatou que, o que está estabelecido no Contrato de Concessão, não está em linha com as melhores práticas. Recomendo seguir o Contrato de Concessão e que esta possibilidade de mudança seja estudada junto com a BRA, caso a sugestão do estudo, seja deliberada pelo CODIR, em sede de Sessão Regulatória. Mais uma vez reforça-se que, o momento é oportuno, em face da Concessão já estar caminhando para seu último ciclo.

10. Retroatividade

Em relação a esta parcela, exparto do relatório, a conclusão a qual me alinho: "... Em relação a esta parcela o GT informa que os valores encontrados pela CEG e pela UFF são idênticos e que se alinha desta forma aos dados apresentados."

11. Juros sobre Capital Próprio

Como estes valores foram extraídos dos demonstrativos financeiros que são auditados por terceira parte, a UFF compilou os valores dos mesmos e o GT referendou. Desta maneira não há mais o que acrescentar.



12. *Compensação de Deliberações*

Repito o texto do Relatório: "O GT lista as Deliberações que remetiam à compensação na 4ª Revisão Quinquenal como a seguir: Deliberação AGENERSA nº 2.855/2016, artigo 4º; nº 2.914, artigos 7º e 8º, e apresenta o valor consolidado na tabela no montante de R\$ 3,65 milhões (base dez/2016)."

13. *Margem de Contribuição ("m")*

Em relação ao cálculo da margem de contribuição, metodologia que já está consolidada, desde as revisões quinquenais anteriores, o único comentário com teor jurídico, segue, mais uma vez, na linha da razoabilidade e da proporcionalidade.

Os valores apresentados pela ABIVIDRO (0,8483), ABRACE (0,8990), e a do GT (0,8653), UFF (0,9747), UFF Rev. (1,0131+0,0085) e CEG (0,9699) estão muito próximos.

Entendo que qualquer valor intermediário, seja um valor razoável. Apesar disto, deixo registrado que, o ponto de vista jurídico, neste item específico, é bem afastado do ponto de vista econômico. Isto é, pequenas diferenças causam impactos significativos. Em resumo, o que quis dizer é que, esta decisão tem viés mais econômico do que jurídico e, portanto, é nesta linha decisória que deve seguir.

15. *Lei do Gás*

Em relação, especificamente, a Lei 11.909/2009, a AGENERSA através do processo E-22/007.300/2019, cuja decisão foi exarada através da Deliberação 4.068/2020, já esclarece e estabelece as diretrizes e encaminhamentos futuros para todas as questões levantadas no presente feito. Alguns efeitos da decisão já estão extrapolados para o presente estudo revisional e, podem ser observados, quando a UFF dimensiona o impacto da concessão de descontos para as termelétricas, no cálculo de "m".

Em relação as Deliberações AGENERSA nº 3.029/2016, 3.163/2017, 3.164/2017, 1.250/2012, 3.244/2017, 3.164/2017 citadas pela PETROBRAS, estas foram revogadas pelo artigo 3º, da Deliberação AGENERSA nº 4.068/2020.

Portanto, entendo que as ações requeridas pela PETROBRAS, já foram contempladas naquela decisão.

Recomendo implementar, já nesta Revisão Quinquenal, as decisões que ali foram tomadas, obviamente, as que forem possíveis.

16. *Estrutura Tarifária*

Em relação as alterações da estrutura tarifária, onde o GT acata parcialmente a proposta da Concessionária, entendo que:



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

- caso esta estrutura tenha sido apresentada desde a 1ª Proposta, como se extrai, do § 3º, da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, abaixo, nenhum óbice de que se efetue a proposta da CEG, com o ajuste mencionado no relatório final do grupo de trabalho.

§3º - Para fins da revisão quinquenal, a CONCESSIONÁRIA apresentará à ASEP-RJ, no penúltimo semestre de cada quinquênio, uma proposta de revisão do valor limite das tarifas e da estrutura tarifária que figura no ANEXO I, para vigorar para o quinquênio subsequente, instruída com as informações que venham a ser exigidas pela referida agência.

- caso contrário, entendo ser a posição da UFF, transcrita abaixo, extraída da página 122, deste parecer jurídico, a mais apropriada à dicção, do § 3º, supracitado.

Às fls. 5.167, a UFF comenta sobre a revisão da CEG onde reduz a margem comercial em 45 % a industrial de 10 a 18 %, em contrapartida eleva a do segmento residencial de 4 % e o GNV em 36 %. Em relação as proposições da Concessionária, a UFF entende que não há base técnica para sustentar tal mudança e sugere reajuste linear. Exceto para os casos específicos de Consumidores livres já abordados acima.

Esta posição é motivada por manifestações de interessados durante o processo, que entendem que o melhor fórum de discussão para estas questões é em Audiência e Consulta Pública. Estes poderiam alegar que não lhe foram dispostos o contraditório e a ampla defesa, em relação a esta questão específica e que a AGENERSA não estaria cumprindo o devido processo legal.

A recente mudança da Lei de Introdução ao Direito Brasileiro, conhecida no meio jurídico como a nova LINDB, impõe algumas diretrizes para que se consolide o Direito. Nesta mesma direção, a nova Lei das Agências Reguladoras, já adota esta linha decisória mais "garantista".

Em relação a eliminação da tarifa mínima para os consumidores de tarifas sociais, esta Procuradoria entende e recomenda que: considerando o momento em que vivemos, em plena pandemia de Covid-19, com os extremos danos sociais já causados pela mesma e os futuros prejuízos que virão; considerando não haver nenhum óbice legal desta ação regulatória; considerando que o desequilíbrio econômico-financeiro que esta medida impôs a concessão, já foi calculado para compensar a Concessionária e considerando que esta medida é extremamente oportuna e necessária para o desenvolvimento social do Estado, a adoção de tal ação é oportuna e está em linha com o texto abaixo:

Às fls. 5.168, a UFF se manifesta a favor da eliminação da tarifa mínima para os consumidores de tarifas Sociais. A UFF calculou o impacto desta mudança.

Por fim, há uma solicitação da Defensoria Pública, que pleiteia a extensão de benefício, similar ao concedido aos usuários da Prolagos e da CAJ, pela Deliberação AGENERSA nº 3.337/ 2018, aos usuários da CEG e CEG-RIO.

Entendo que a melhor via é, nos moldes da Prolagos e da CAJ, abrir processo específico para tratar do tema.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

17. *Diversos*

17.1. *Gasoduto Virtual*

A UFF recomenda que novas outorgas similares as do III TA sejam submetidas a aprovação da AGENERSA em relação a viabilidade do investimento.

A Procuradoria entende ser de boa prática regulatória este procedimento proposto pela UFF e sugere a confecção de uma IN (Instrução Normativa) para tratar do tema.

17.2. *Data da Revisão*

A ABIVIDRO, na Audiência Pública, pleiteou a alteração da data-base da revisão para dez/2017.

Há impossibilidade de se apreciar este tema, já que o Contrato de Concessão na Cláusula Sétima, § 2º, determina o ciclo revisional. É o que está prescrito ali, que é seguido por esta AGENERSA.

O outro impedimento é de teor prático. Como o prazo do Contrato de Concessão é de 30 (trinta) anos, ciclos de 5 anos, permitem ao fim da Concessão, se fazer 5 (cinco) revisões.

17.3. *Publicidade de Contratos de Comercialização da Molécula de Gás*

A FIRJAN re ABIVIDRO reclamam sobre a falta de Publicidade dos Contratos de Comercialização de Gás. Á época, este acesso estava restrito, mas por força de ações do Governo Federal, não mais.

17.4. *Reajuste de GN Semestralmente - Ofício Casa Civil nº 562/2018*

Entendo que este tema possa ser tratado no âmbito da Deliberação AGENERSA nº 4.068/2020 já que lá impõe que os novos contratos sejam aprovados por esta AGENERSA.

17.5. *Subsídio Cruzado - ABIVIDRO - Audiência Pública*

Como expresse através do artigo 13, da Lei das Concessões, Lei 8.987/1995 e cominado ao Princípio da Solidariedade Tarifária que permite o subsídio cruzado para implementar a universalização do serviço, não se observa óbices, de o mesmo ser praticado, no sentido de privilegiar o interesse público.

Art. 13. As tarifas poderão ser diferenciadas em função das características técnicas e dos custos específicos provenientes do atendimento aos distintos segmentos de usuários.

17.6. *Desconto de Termelétricas - extensível à outros segmentos*

A ABRACE pleiteia que seja concedido descontos extensíveis à outros segmentos. Sugiro que se trate deste tema em processo específico e que, no mesmo, seja expresse: se há viabilidade econômica e se há interesse público em promover a mudança.

17.7. *Lei do CADE, Lei nº 12.529/2011, artigo 36*



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

A Lei do CADE regula mercados concorrenciais. O caso concreto aqui abordado é sobre monopólio natural, razão pela qual o serviço é regulado.

17.8. Recurso Hierárquico

Como pode ser observado e para confirmar a pacificação que já ocorria sobre o tema, foi alterada a Lei de Criação da AGENERSA, lei 4.556/2005 do ERJ, como transcrito abaixo:

Art. 4º - Compete à AGENERSA, no âmbito de suas atribuições e responsabilidades, observadas as disposições legais e pactuais pertinentes

II – dirimir, como instância administrativa definitiva, conflitos envolvendo o Poder Concedente ou Permitente, os concessionários ou permissionários de serviços públicos na área de energia e saneamento básico e os respectivos usuários, excetuados os serviços públicos de energia elétrica;

** Nova redação dada pela Lei 8638/2019.*

17.9. Transparência na conta de gás

A FIRJAN sugere que além do valor da tarifa, sejam expressos os impostos e o valor da molécula de gás, para que desta forma haja a transparência para o usuário, de como a tarifa foi formada.

Esta Procuradoria entende que a proposição atende aos requisitos do artigo 37, da CRFB-88, e sugere a adoção da proposição da FIRJAN.

DA CONCLUSÃO

A condução deste parecer jurídico teve o objetivo de considerar todas as questões que foram colocadas ao longo da sua instrução. d

Desta maneira, esta Agência Reguladora demonstra o respeito que tem para com as partes interessadas.

Se uma questão ou outra tenha se perdido pela complexidade e pela quantidade de questões que foram suscitadas, estas poderão ser arguídas a nível de recurso, conforme o Regimento Interno desta AGENERSA, caso as partes entendam ser a melhor solução para preservar seus interesses.

Portanto, gostaria de deixar registrado a qualidade da instrução do presente feito, que permitiu e permitirá a todos, através de uma leitura atenta, entender e verificar todos os ângulos de várias questões regulatórias que foram analisadas.

Entende-se que a obrigação delegada pelo Poder Concedente a esta Agência Reguladora foi cumprida, isto é, a de estabelecer o equilíbrio das partes e mais, avançar um pouco no processo regulatório.

Por fim, agradecer a todos que colaboram com críticas, ideias, argumentos, sugestões e proposições, que jogaram luz à várias questões muito complexas e com inúmeras variáveis a se ponderar. Alguns pontos ainda não se consolidaram, especialmente as questões da base regulatória de ativos e a contabilidade regulatória, mas muitas outras puderam atingir sua maturação neste processo.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Desta forma, espero que as decisões que se consolidarem a partir deste processo, possam atingir aos pedidos exarados pelo Poder Concedente, que é o de tornar a tarifa de Gás Natural competitiva e, assim, atrair novos investimentos para o ERJ, em tempos tão difíceis.

*Este é o meu parecer,
s.m.j.”*

Visando dar ampla publicidade a todo o processo revisional, foi publicado²³² no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro aviso referente à disponibilização do Relatório Final do Grupo de Trabalho, disponibilizado no sítio eletrônico desta Agência.

Esta Agência, oportunizando a manifestação de todos os interessados, enviou os Ofícios AGENERSA/CODIR/SS n^{os} 03/2021; 05/2021; 06/2021; 07/2021; 08/2021; 09/2021; 10/2021, de fls. 5.823/5.829, para a apresentação de Razões Finais, aos interessados: CEG e CEG Rio; FIRJAN; Defensoria Pública do Rio/NUDECON; Petrobras; ABEGÁS; ABIVIDRO; e ABRACE, respectivamente.

Consta nos autos Carta PRESI-E-003/21, às fls. 5.830/5.835, referente à Proposta da Concessionária para a 4ª Revisão Quinquenal. E, ainda, Carta da ABRACE, versando sobre a possível suspensão da presente Revisão, tendo em vista demanda judicial movida pelas Concessionárias (0290848-46.2020.8.19.0001), às fls. 5.858/5.864.

Assim, foram enviadas Razões Finais pelo seguinte interessados: (i) Petrobras; (ii) FIRJAN; (iii) CEG e CEG Rio, por meio do Escritório de Advocacia Siqueira Castro; (iv) SINDIREPA; (v) ABRACE; (vi) ABIVIDRO; e (vii) CEG Rio, aqui relatados na íntegra, tendo em vista a importância das últimas manifestações dos interessados, *in verbis*:

(i) Razões Finais da Petrobras²³³: – Carta INP/PRI/ARX 0099/2021, às fls. 5.836/5.851

No âmbito dos processos de Revisão Tarifária em epígrafe, a Agenersa, por meio do Of. AGENERSA/CODIR/SS n^o. 07/2021, datado de 04/02/2021 concedeu o prazo de 10 (dez) dias para envio de Razões Finais dos interessados em relação à Quarta Revisão Tarifária das Concessionárias CEG e da CEG-Rio. Dessa forma, a Petrobras encaminha, e tempestivamente, suas contribuições acerca do tema.

²³² Publicação no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, às fls. 5.822.

²³³ Razões Finais da Petrobras, por meio da Carta INP/PRI/ARX 0099/2021, às fls. 5.836/5.851.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Em primeiro lugar, reforçamos as manifestações contidas nas fases anteriores relacionadas à inadequação da Taxa de Remuneração, da Base Regulatória dos Ativos e dos Custos Operacionais considerados nas manifestações exaradas pela Agência, conforme fundamentos expostos nas Cartas GIA-RGN/ARX 0567 e 0568/2018, anexas à presente Razões Finais para pronta referência (Anexos 01 e 02). Nesse sentido, são reiteradas todas as considerações constantes das citadas correspondências.

Adicionalmente e considerando a relevância da questão para a indústria do gás natural no Estado do Rio de Janeiro, é imprescindível destacar pontos fundamentais para o desenvolvimento do Mercado Livre no Estado, conforme analisados mais detalhadamente a seguir.

Volume Termelétrico subestimado na Terceira Revisão Tarifária

É necessário que a Agenssa dê tratamento adequado à receita adicional arrecadada pela CEG no segmento termelétrico, tendo em vista que o despacho termelétrico efetivamente realizado foi superior ao previsto no quinquênio 2013-2017 (3º ciclo tarifário).

Durante todos os anos do 3º ciclo houve uma receita com margem de distribuição do segmento termelétrico muito superior ao inicialmente previsto para o referido quinquênio, com o acumulado no período de R\$ 587 milhões frente à previsão considerada de cerca de R\$ 82 milhões.

Dessa forma, a CEG obteve no período considerado, uma receita adicional (não prevista) no segmento termelétrico de cerca de R\$ 505 milhões.

Os respectivos valores históricos já foram apresentados na Carta GIA-RGN/ARX 0567 e na sustentação oral realizada na ocasião da Audiência Pública ocorrida em 03/10/2018, mas continuam sendo desconsiderados nos documentos ora disponibilizados por esta Agência.

Portanto, a Petrobras entende imprescindível que a referida receita adicional não prevista no 3º ciclo tarifário seja compensada em favor do segmento termelétrico na forma de desconto da receita projetada da referida concessionária para o segmento termelétrico na Quarta Revisão Tarifária, de forma a afastar, por um lado, eventual enriquecimento indevido por parte da concessionária, e por outro, possíveis prejuízos aos usuários, em decorrência de tal receita adicional obtida, assegurando, destarte, a atuação desta Agência conforme os ditames legais.

Projeção da Demanda –Segmento Termelétrico

Conforme destacado pela Universidade Federal Fluminense (“UFF”), em seu Relatório, visto que o risco da demanda (diferença entre projetado e realizado) é da concessionária, há o incentivo para que esta subestime a respectiva projeção de demanda na revisão tarifária, o que majora a tarifa de todos os consumidores.

Desse modo, sugerimos revisão das projeções de consumo das Usinas Termelétricas (“UTES”), tendo em vista o histórico recente do despacho efetivamente realizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (“ONS”).



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Como exemplo do exposto acima, citamos os casos concretos envolvendo as UTEs Termorio e Seropédica, que totalizaram a contratação de volumes de gás natural de cerca de 8 (oito) milhões m³/dia. Não obstante, estão incluídas em uma projeção da Agenera que indica média anual de consumo de gás natural, inferior a 3 milhões m³/dia para todas as térmicas na área de concessão da CEG. Ou seja, apenas os volumes de gás contratadas pelas duas referidas UTEs já são aptas a demonstrar a inadequação dos dados volumétricos considerados pela Agência.

Embora a Agenera tenha optado pelo “cenário superior” nas previsões para o Despacho Termelétrico, os valores realizados, de fato, para os anos de 2018, 2019 e 2020 já estão consideravelmente maiores do que os utilizados nas avaliações realizadas pela Agência, estando as previsões para os anos de 2021 e 2022 subestimadas.

Por conta disso, para comprovar o exposto acima, bem como subsidiar a análise da Agência acerca do tema, disponibilizamos, a seguir, uma tabela contendo os volumes de gás efetivamente contratados (de 2018 até 2020) e a previsão de consumo para os anos de 2021 e 2022 nas UTEs abaixo mencionadas:

(...)

Portanto, a Petrobras requer que a Agenera revise os volumes de consumo de gás natural do setor termelétrico, utilizados como referências nos processos de revisão tarifária da CEG e da CEG-Rio. Caso contrário, estará causando graves prejuízo ao referido segmento.

Importante esclarecer que as UTEs tiveram seus nomes alterados por meio do Despacho ANEEL nº 2673/2019. Dessa forma, serve a tabela abaixo para apresentar tal alteração.

(...)

TUSD-Termelétrica (Fator R)

Consideramos positiva a mudança inserida pelo Artigo 19 da Deliberação Agenera nº 4.142/2020, que alterou o Artigo 15 da Deliberação Agenera nº 4.068/2020, estendendo a aplicação da TUSD-Termelétrica, com aplicação do “Fator R” equivalente a 0,775, também para os atuais consumidores do segmento termelétrico abastecidos por gasodutos dedicados, condicionada à anuência prévia do Poder Concedente e posterior análise dos impactos tarifários pela Agenera.

Porém, consideramos importante reiterar que a Petrobras já solicitou manifestação da Agenera sobre a efetiva aplicação da referida tarifa em suas UTEs localizadas no Estado do Rio de Janeiro, através da Carta INP/PRI/ARX 394/2020.

Não obstante, até o momento, a Agência se manteve inerte, não tendo encaminhado qualquer resposta a tal requerimento da Petrobras, sendo certo que, enquanto não ocorrer tal manifestação, a aplicação da TUSD-Termelétrica nos moldes previstos na Deliberação não ocorre e a citada Deliberação permanece inócua.

Por conta disso, é fundamental que haja um posicionamento da Agência sobre o tema, de forma a dar efetividade ao disposto na citada norma.

TUSD-E (Ramal Dedicado)



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Em relação à aplicação da TUSD-E aos atuais Agentes Livres abastecidos por gasoduto dedicado, já interligados à malha física de distribuição, a Deliberação Agenera nº 4.068/2020, alterada pela Deliberação Agenera nº 4.162/2020, prevê que os seus respectivos pleitos de fruição da TUSD-E serão analisados pela Agenera após o prazo de 3 (três) anos previsto no §3º do artigo 14.

Não obstante as manifestações já encaminhadas no âmbito do respectivo processo regulatório que culminou na publicação das referidas normas, reforçamos que a não efetivação da abertura de Consulta e Audiência Públicas para tratamento tarifário diferenciado dos ramais dedicados desde logo, que estavam previstas para ocorrer no prazo de 60 (sessenta) dias após a publicação da Deliberação Agenera nº 4.068/2020, conforme redação original do seu §4º do Artigo 14 da Deliberação, compromete a continuidade do processo de Revisão Tarifária atual.

Isto porque, não parece razoável que a Agenera espere a próxima Revisão Tarifária para implementação da referida TUSD-E para os atuais Agentes Livres, uma vez que essa postergação resultará em grandes prejuízos para os agentes termelétricos envolvidos e perda de competitividade em novos leilões de energia, considerando, inclusive, que o referido segmento aguarda a publicação de tal tarifa, observando os ditames previstos na Lei nº 11.909/2009 (“Lei do Gás”) há mais de 10 (dez) anos.

Portanto, a Petrobras requer que os processos de Revisão Tarifária das Concessionárias CEG e CEG Rio não sejam finalizados enquanto não for definida uma TUSD-E que leve em consideração as especificidades de CAPEX e OPEX dos ramais dedicados, na forma prevista pelo Artigo 46 da Lei do Gás.

Conforme destacamos na ocasião da Audiência Pública, a tarifa de distribuição para os agentes autoprodutores (AP) e autoimportadores (AI) atendidos por ramais dedicados é cerca de 10 (dez) vezes maior no Rio de Janeiro do que em São Paulo, por exemplo, denotando a perda de competitividade do Estado, que possui várias usinas termelétricas (UTES) importantes enquadradas como AP e AI e que devem passar por um ciclo de recontração de sua energia. A falta de competitividade das UTES no Rio de Janeiro poderá ocasionar uma impossibilidade de recontração da energia com a consequente desmobilização dos ativos, resultando em grandes perdas para a indústria no Estado do Rio de Janeiro.

Desconto da Taxa de Comercialização

Em relação ao desconto da Taxa de Comercialização, a Petrobras registra a necessidade da abertura de Processo Regulatório específico para realização de Consulta e Audiência Públicas, conforme determina a Deliberação Agenera nº 4.068/2020, em seu §2º do artigo 13.

O referido dispositivo é mandatório ao determinar a adoção do referido procedimento no prazo de até 60 (sessenta) dias após a publicação da Deliberação citada, visando complementar os estudos sobre a composição, a metodologia de cálculo e a definição do valor dos encargos de comercialização, com base nos custos efetivamente realizados pela distribuidora, para futura substituição da TUSD provisória, que atualmente está definido



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

em 1,9%, percentual este inferior ao que foi aferido em outros Estados em situações semelhantes.

A título de exemplo, segue uma breve análise dos dados da CEG na tabela abaixo, que contém a proposta da Concessionária para o OPEX 2018-2020.

(...)

Observa-se que, segundo a CEG, as despesas comerciais representam 10% do OPEX. Este percentual está similar ao desconto na tarifa calculado pela ARSESP para consumidores livres, autoprodutores e autoimportadores de São Paulo.

Além disso, destaca-se o fato de que as perdas de gás representam 11% do OPEX. Na visão da Petrobras, esse percentual também deveria ser descontado da parcela OPEX específica para usuários em ramais dedicados, sendo substituído pelas perdas aplicáveis considerando as especificidades desses ramais.

Assim, levando-se em conta o percentual de 10% do OPEX, referente às despesas comerciais, e somando os percentuais devidos às perdas de gás (11%), aos gastos com publicidade, propaganda e relações públicas (2%), serviços gerais (6%) e outros custos de exploração (2%), o OPEX aplicável para o cálculo das tarifas a consumidores livres, autoprodutores e autoimportadores deveria ter um desconto superior a 30%.

Portanto, requer a Petrobras que os processos de Revisão Tarifária das Concessionárias CEG e CEG Rio não sejam finalizados enquanto não for definido um desconto referente à taxa de comercialização que realmente leve em conta os gastos específicos com comercialização incorridos pelas concessionárias, observando os ditames legais aplicáveis ao caso concreto, inclusive com a realização de Consulta e Audiência Pública.

Nesse sentido, destaca-se, inclusive, o posicionamento da Procuradoria junto à Agenera (Parecer nº 001/2021) no sentido de implementar, já nesta Revisão Tarifária, as decisões tomadas pela Agência no âmbito do processo E-22/007.300/2019, relativo ao Estudo e Reformulação do Arcabouço Regulatório para Autoprodutor, Autoimportador e Consumidor Livre.

Aplicação do desconto na Fórmula Termelétrica (TUSD-Termelétrica)

A Petrobras considera necessário que seja explicitado na fórmula da tarifa termelétrica, exposta no item 25 dos Relatórios Técnicos elaborados pelo Grupo de Trabalho instituído para a Quarta Revisão tarifária das Concessionárias, um desconto relativo a uma taxa de comercialização. Da maneira como dispostas as fórmulas (tanto para a CEG, quanto para a CEG-Rio), não consta a subtração do desconto da taxa de comercialização. Assim, sugerimos complementações nas formulas conforme abaixo:

(...)

Da atuação da AGENERSA quanto à fixação das tarifas relativas aos Agentes Livres:

Registre-se que a atuação das Agências Reguladoras, como a Agenera, deve buscar incentivar investimentos e dar suporte à eficiência nas atividades sob sua regulação, de modo a assegurar a estabilidade das regras e trazer previsibilidade aos atuais e futuros investidores, promovendo um ambiente de negócio saudável.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Nesse sentido, o acolhimento dos pontos suscitados acima e nas correspondências anteriormente encaminhadas pela Petrobras ao longo da Revisão Tarifária em epígrafe, são essenciais para que a regulação estadual do mercado livre esteja alinhada ao disposto na legislação aplicável, bem como atenda às diretrizes do Novo Mercado de Gás trazidas pela Resolução CNPE nº 16/2019 e para que o Rio de Janeiro não perca competitividade em face a outros Estados.

Conforme exposto acima, a Deliberação Agenera nº 4.068/2020 determina expressamente a realização de Consulta e Audiência Pública nas hipóteses envolvendo a TUSD (encargos de comercialização) e TUSD-E, o que não ocorreu até o momento e sem qualquer fundamentação por parte deste ente regulador, não obstante conste dos Relatórios encaminhados a proposta tarifária para Autoprodutores, Autoimportadores e Consumidores Livres, eivando de vícios, portanto, qualquer determinação da Agência que seja publicada sem observância dos pertinentes procedimentos aplicáveis ao caso concreto”.

(ii) Razões Finais da FIRJAN²³⁴:

A FIRJAN, como parceira do estado do Rio de Janeiro na busca pelo desenvolvimento da indústria, oferece soluções e serviços capazes de multiplicar a produtividade das empresas e melhorar a qualidade de vida dos trabalhadores. Um dos focos de trabalho da Federação é o desenvolvimento do mercado de petróleo, gás e naval no estado do Rio.

Como é de comum saber, o mercado de gás natural apresenta não apenas grande potencial para impulsionar a economia fluminense no médio prazo, como também é fator de competitividade para a indústria do estado. Para muitas empresas, o gás é parcela determinante no custo total da operação – chegando a ultrapassar 30% do total em algumas plantas fabris, e impacta diretamente a qualidade do produto final. Além de ser utilizado como combustível automotor, (GNV) gerando economia para a empresas e sociedade.

Reconhecendo esse potencial, o Governo Federal vem atuando no aperfeiçoamento de regras desse mercado e apoia o projeto de lei que deve ser aprovado na Câmara dos Deputados, o Novo Marco Regulatório Federal. Com o avanço dessas questões, o Rio de Janeiro precisa estar preparado para atrair o maior número possível de projetos ao longo de toda a cadeia do gás.

Mas as ações federais serão tão efetivas quanto for a modernização das regulações estaduais. No caso do Rio, eis que fica explícita a importância do papel da Agenera. Nesse sentido, desde o início da 4ª Revisão Tarifária Quinquenal (RTQ), que a Firjan vem pontuando a necessidade de celeridade na finalização desse processo.

Eis que, infelizmente, nos encontramos em uma situação delicada em diversos sentidos. O mundo inicia seus movimentos de recuperação econômica da pandemia do COVID-19 e

²³⁴Razões Finais da FIRJAN, às fls. 5.854/5.857.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

o mercado de gás fluminense ainda convive com uma estrutura tarifária aprovada no início da década anterior.

O atraso na finalização da 4ª RTQ significa um desbalanceamento geral da concessão e coloca em risco a nossa competitividade. Em um cenário, como o exposto pelo Grupo de Trabalho da Agenera, de redução da margem de distribuição significa um impacto com potencial devastador: que não apenas estamos colocando em risco a competitividade dos investimentos e projetos no estado, mas sim estamos minando de fato a base industrial consumidora de gás.

Dado que a previsão é de redução da margem, deve-se garantir que o valor pago a maior durante os anos de 2018, 2019 e 2020 (além dos meses referentes ao ano de 2021) sejam devidamente ressarcidos através do reequilíbrio das margens aos consumidores, considerando os volumes referentes aos consumidores ativos e que já tenham desativado suas unidades.

O encerramento da Revisão, observando os investimentos, gastos operacionais, demanda realizados de fato e revisão meticulosa dos despachos termoelétricos esperados para o final do período, se faz premente. Ressalta-se, ainda, que ações de austeridade de gastos da concessão, principalmente frente ao cenário de recuperação econômica, são ainda mais importantes. Isso se traduz não apenas em contenção de gastos operacionais, mas também na revisão destes e dos investimentos relacionados, consistindo em potenciais impactos na tarifa final.

Visando garantir a competitividade e sustentabilidade da concessão e respeitando as cláusulas do Contrato de Concessão, especialmente as de remuneração da concessionária através da tarifa, também é importante destacar que não deve ocorrer dupla remuneração em favor da distribuidora, principalmente quando o assunto são investimentos não realizados. Nesse processo de revisão tarifária, temos a chance de ajustar o passado, afastando qualquer possibilidade de judicialização e postergação de uma Revisão que já se encontra em meados de finalização do novo quinquênio, devolvendo aos consumidores a competitividade que lhe é devida e que foi paga na forma de margem ao longo dos anos.

Acreditamos que é a partir dos esforços conjuntos que seremos capazes de alcançar os melhores resultados na dinamização do mercado de gás fluminense e, por conseguinte, impulsionar o Rio de Janeiro. Aproveitamos o ensejo para parabenizar a atuação da Agência e congratular os novos Conselheiros.

Colocamos à disposição, para informações adicionais, o contato com Fernando Montera, no telefone (21) 99369-1614 e e-mail fmontera@firjan.com.br. Certo de sua especial atenção, renovo protestos de estima e consideração.

(iii) Razões Finais do Escritório de Advocacia Siqueira Castro, pela CEG e CEG Rio²³⁵:

²³⁵ Razões Finais do Escritório de Advocacia Siqueira Castro, pela CEG e CEG Rio às fls. 5.865/5.887.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

RAZÕES FINAIS

com o intuito de oferecer os devidos esclarecimentos em face das manifestações constantes nos autos, contribuindo para a justiça e precisão da decisão a ser adotada por essa respeitada Autarquia.

I – DA TEMPESTIVIDADE

Inicialmente, cabe informar que os Ofícios acima mencionados estabeleceram o prazo de 10 (dez) dias para apresentação das presentes razões finais, sendo certo que o seu recebimento ocorreu em 05/02/2021 (sexta-feira).

Neste sentido, considerando que a contagem do prazo se iniciou em 08/02/2021 (segunda-feira), a data fatal para a apresentação desta peça encerrar-se-á em 17/02/2021 (quarta-feira).

Isto posto, tempestiva a presente manifestação, porquanto apresentada dentro do prazo concedido.

II – DO BREVE HISTÓRICO

Os referidos processos regulatórios foram instaurados com a finalidade específica de viabilizar a realização das 4 aS Revisões Quinquenais Ordinárias, no âmbito das quais serão definidas as tarifas que vigorarão no quinquênio 2018-2022, visando a contraprestação eficiente dos serviços públicos essenciais de distribuição de gás canalizado desempenhados pelas concessionárias.

Como sabido, as revisões quinquenais de tarifas cuidam, ao fim e ao cabo, de processos vocacionados à restauração do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão, no bojo dos quais são examinados e reestruturados os elementos integrantes da tarifa praticada pelas concessionárias, preservando-se, desse modo, o justo equilíbrio financeiro-contratual estabelecido nos respectivos ajustes.

Após os trâmites de estilo, essa r. Agência juntou aos referidos processos os respectivos Relatórios Finais, elaborados pela Universidade Federal Fluminense - UFF, consultoria externa contratada por essa AGENERSA, nos quais, em que pese o acerto da metodologia empregada para o cálculo dos saldos de investimentos não realizados (metodologia FGV), apresentaram cenário em que se desconsiderava: (i) a impositiva retroação de tal metodologia ao quinquênio anterior (2013-2017), em que fora empregado errônea metodologia, em evidente prejuízo às concessionárias; e (ii) os efeitos dos 3^{os} Termos Aditivos, legalmente pactuados entre as concessionárias e o Poder Concedente, com a interveniência e anuência da AGENERSA, causando, igualmente, flagrante prejuízos econômicos a ambas as Concessionárias, especialmente à CEG RIO.

*É de se ressaltar que a UFF, em seu Relatório Complementar, reconhece, expressa e acertadamente, que não cabe questionamento no âmbito da presente Revisão Quinquenal acerca da **validade** dos 3^{os} Termos Aditivos aos Contratos de Concessão, sugerindo, ao final, que a AGENERSA **considere seus efeitos**, nos seguintes termos:*

3.13 Consideração sobre o Terceiro Termo Aditivo



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

*Esta consultoria realizou cálculos incluindo cenários com e sem os Terceiros Termos Aditivos. A realização de cenários sem considerar os Terceiros Termos Aditivos foi motivada pela contestação dos mesmos em manifestações da consultoria pública e na audiência pública realizada pela Agenera. O objetivo da inclusão de um cenário desconsiderando os Terceiros Termos foi tornar transparente para a Agenera e para todos os interessados, o impacto potencial que tal decisão pode trazer para as tarifas das concessionárias. (...) A consultoria entende que a revisão tarifária não é foro adequado para a contestação dos Termos Aditivos. Tais termos foram assinados pelas partes e não existe contestação jurídica formal que anule seus efeitos, mesmo que de forma liminar. **Por esta razão, a consultoria sugere à Agenera que considere válidos os Terceiros Termos Aditivos para o processo de revisão tarifária (...).***

Ultrapassado o período aproximado de 01 (um) ano, a Agência divulgou, em novembro de 2020, os Relatórios Finais do Grupo de Trabalho instituído na AGENERSA que corroboraram, in totum, ao cenário desfavorável (e não sugerido pela UFF) somente apresentado pela consultora externa da UFF. Mas não é só, inovando no cenário jurídico já preocupante acima narrado, o referido relatório do GT, ainda, traz cenário em que, além de corroborar os pontos acima, insere um terceiro problema gravíssimo: iii) repete o erro da linha de raciocínio da metodologia Deloitte, criando uma linha de “desconto” integral na tarifa dos investimentos supostamente não realizados e objeto dos terceiros aditivos, descontando os valores integrais dos referidos investimentos (desprezando inclusive o fator de depreciação de tais investimentos) no quinquênio em curso de forma totalmente equivocada.

Assim, penaliza CEG e CEG RIO por TRÊS vezes:

- 1) Quando não devolve valor indevidamente descontado das tarifas no quinquênio 2008-2012 (3º ciclo tarifário) pela metodologia Deloitte;*
- 2) Quando não reconhece os valores pagos nos terceiros aditivos como outorga compensatória incluída na classificação contábil de ativos intangíveis remunerados via tarifa e;*
- 3) Quando desconta os montantes financeiros correspondentes aos investimentos em gasodutos que foram objeto dos terceiros aditivos de forma integral das tarifas, “inspirando-se” na metodologia Deloitte já clara e reconhecidamente equivocada e superada pela própria AGENERSA.*

Recentemente, a Procuradoria da AGENERSA foi provocada a se manifestar e opinou, em suma: (i) pela aplicação de penalidade pecuniária ante a intempestividade das propostas apresentadas pelas concessionárias, fato que teria causado “severos prejuízos ao consumidor”; (ii) autuação de processo específico para a análise de “nova estrutura tarifária apresentada e pleiteada” e “estudos de impacto”, tendo em vista que, segundo seu entendimento, “não é o momento adequado para o aumento pleiteado de 36% (trinta e seis por cento) de margem”; e (iii) aplicação de penalidade pecuniária e devolução imediata e atualizada de valores não investidos ao longo do quinquênio em exame.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

A conclusão alcançada pelos citados agentes e órgão de apoio, todavia, não se sustenta frente aos sólidos argumentos oferecidos pela concessionária, notadamente quanto à (i) imperiosa retroação da correta metodologia de cálculo dos “subinvestimentos” já reconhecida pela UFF em sua tecnicidade; à (ii) necessária consideração, na íntegra, das cláusulas pactuadas nos 3o Termos Aditivos aos Contratos de Concessão e da natureza jurídica (bem intangível integrante da base de ativos regulatório) conferida à outorga compensatória (contraprestação financeira em virtude da substituição de dutos físicos pelos virtuais) e; (iii) que eventual subexecução dos gasodutos objetos dos terceiros aditivos, ainda que admitida, o desconto desses valores das tarifas não pode ocorrer inspirada na metodologia Deloitte, equivocada, significa dizer, somente poderia ocorrer de acordo com metodologia FGV. Isto é, na hipótese de não se observar a Cláusula 2.1.4 dos referidos aditivos, por mera tese argumentativa.

Ora, como se percebe, o encaminhamento instrutório do presente processo, que possui a sensibilidade e a importância de revisão periódica de tarifas, insere elemento de risco gravíssimo e inaceitável de insegurança jurídica e imensurável prejuízo ao equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão, de vultosas dimensões e prejuízos inclusive aos usuários que poderão ser impactados pela ineficiência e/ou interrupção do serviço público de distribuição concedido, como restará bem evidenciado a seguir.

III – DA IMPERIOSA RETROAÇÃO DA CORRETA METODOLOGIA DE CÁLCULO DOS “SUBINVESTIMENTOS”

Como se pode verificar, a teor do relatório juntado aos processos regulatórios em referência, a Universidade Federal Fluminense - UFF, consultoria externa contratada por essa AGENERSA, reconheceu como adequada e correta a metodologia de cálculo de “subinvestimentos” apresentada pelas concessionárias no bojo das 3as Revisões Quinquenais de Tarifas, com o apoio da Fundação Getúlio Vargas FGV, e desprezada nas 3ª Revisões Quinquenais em prol da aplicação da metodologia Deloitte:

“Na proposta da CEG é sugerida metodologia desenvolvida pela FGV Projetos para propiciar a compensação. Resumindo, essa metodologia capta a diferença em valor presente no fluxo de caixa da concessionária da consideração de investimentos projetados em relação aos investimentos realizados. O documento elaborado pela FGV demonstra que essa diferença é igual ao valor presente dos investimentos não realizados (subinvestimento) subtraído da depreciação e da base final de ativos correspondentes a essa parcela dos investimentos. A Economia/UFF considera essa metodologia adequada para a compensação tarifária dos investimentos projetados e não realizados no quinquênio anterior.”

Por sua vez, o Relatório do Grupo de Trabalho da AGENERSA embora tenha encampado a alteração metodológica, negou, sem qualquer motivação, a possibilidade de retroação da dita metodologia ao ciclo tarifário de 2008-2012 e resguardou a aplicação pretérita da metodologia DELOITTE, ao entender que “por ter a FEC/UFF adotado o modelo proposto pela FGV, igualmente não contestado pelos demais agentes que participaram do processo, revimos o posicionamento, sem implicar em aceitação de reconsideração do que já foi decidido.”



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Não se pode deixar de considerar, contudo, que as decisões anteriores dessa r. Agência já reconheceram a necessidade/possibilidade de ajustes de cálculos, a qualquer tempo, em razão de eventual correção metodológica, especialmente em se tratando de correção de evidente erro de metodologia, principalmente quando o resultado de metodologias diferentes implica em resultados significativamente distintos para as Concessionárias, causando-lhes flagrante prejuízo.

Aliás, a imutabilidade/impossibilidade de correção da metodologia adotada na 3ª Revisão Quinquenal, apta a atingir o 2º ciclo tarifário (2008-2012), no âmbito dos processos regulatórios das 4ª Revisões Quinquenais, desprezaria os princípios de modernização e aperfeiçoamento regulatórios constantes inclusive da ressalva deliberativa da própria AGENERSA no sentido de que correções, compensações de valores podem e devem ser realizadas em revisão ordinária subsequente.

Nesse sentido, destaca-se o entendimento constante das Deliberações AGENERSA n.º 2034/2014 e n.º 2035/2014 produzidas no âmbito da 3ª RT da CEG-RIO e da CEG:

**DELIBERAÇÃO AGENERSA N.º 2034 DE 28 DE ABRIL DE 2014
CONCESSIONÁRIA CEG RIO - 3ª REVISÃO QUINQUENAL DE TARIFAS.**

Art. 3º - Por autotutela, alterar a redação do art. 7º da Deliberação n.º 1975, de 29/10/2013, que passará a constar a seguinte redação: (...)

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

**DELIBERAÇÃO AGENERSA N.º 2035 DE 28 DE ABRIL DE 2014
CONCESSIONÁRIA CEG - 3ª REVISÃO QUINQUENAL DE TARIFAS DA
CONCESSIONÁRIA CEG.**

Art. 3º- Por autotutela, aperfeiçoar os arts. 6º, 7º, 10 e 11 da Deliberação n.º 1796/2013, para que deles passem a constar as seguintes redações: (...)

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

Como se vê, o entendimento do Grupo de Trabalho vai de encontro, inclusive, às determinações e entendimentos anteriores dessa AGENERSA, constantes das 3as Revisões Quinquenais, de modo que eventual recusa à retroação da citada metodologia afetar, de maneira contundente, o estado de confiança e de segurança jurídica.

A retroação da metodologia de cálculo não pode estar limitada ao tratamento dos “subinvestimentos” apurados no 4º ciclo tarifário. É necessário que a retroação da correção metodológica alcance a 3ª Revisão Tarifária das Concessionárias, na qual são



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

discutidos “subinvestimentos” apurados no 3º ciclo tarifário (2008-2012), afinal a metodologia equivocadamente aplicada na 3ª Revisão Quinquenal, com base nos estudos da DELOITTE, gerou reflexos sobre a fixação das tarifas que vigoraram no período de 2013-2017 (4º ciclo tarifário) e que, por sua vez, servem de base para a fixação das tarifas na 4ª Revisão Quinquenal (5º ciclo tarifário).

Sendo assim, seja em cumprimento às decisões dessa Agência Reguladora, em razão dos princípios da boa-fé, segurança jurídica e da intangibilidade da equação econômico-financeira das concessões, bem assim por se tratar de direito adquirido, é imperativo que se aplique não só o estudo da FGV no ciclo de 2013-2017, ora em análise, mas assinale a adoção da metodologia no cálculo dos subinvestimentos 2008-2012, uma vez que estes foram analisados nas 3ªs Revisões Quinquenais à luz de estudo incorreto da DELOITTE.

Para além da correção técnica da metodologia FGV defendida pela CEG e CEG-RIO (que inclui os fatores depreciação e valor residual como componentes importantes à definição do quantum dos subinvestimentos), os Relatórios da UFF juntados aos presentes processos regulatórios reconheceram que a fórmula empregada nas 3ªs revisões quinquenais acarretou prejuízo às Concessionárias, uma vez que o valor “subinvestimentos do ciclo de 2008-2012”, calculado naquela época com base na equivocada metodologia da DELOITTE, era superior ao montante a ser realmente devolvido (considerando a metodologia da FGV) à modicidade tarifária. Logo, a consequência é que o valor da tarifa que vigorou durante 2013-2017 é inferior àquele efetivamente devido, caso não seja corrigido/compensado impactará negativamente na tarifa a ser fixada nas 4ª Revisão Quinquenal e imporá mais prejuízos econômicos às Concessionárias, capazes, inclusive, de comprometer a eficiência dos serviços prestados aos consumidores do Estado do Rio de Janeiro.

Como se vê, não se trata de mero aperfeiçoamento metodológico, mas de correção técnica metodológica de fórmula que, até então, estava sendo aplicada de forma equivocada pela Agência, acarretando sérios prejuízos às Concessionárias. Não se trata de colocar em dúvida as decisões de revisão tarifária anterior, mas sim de sanar erro originado pela aplicação de metodologia equivocada, que impactou negativamente nos valores apurados no quinquênio 2013-2017, influenciando no resultado final da 3ª Revisão Quinquenal.

Além disso, não se sustenta o argumento de que maiores vendas no mercado termelétrico neste período (2013-2017) tenham compensado o erro metodológico da DELOITTE, sob pena de violar a lógica dos Contratos de Concessão da CEG & CEG RIO.

Isso porque, não há previsão de limite máximo para a receita das concessionárias, tampouco garantia de receita mínima, uma vez que o modelo adotado para a remuneração da concessão do serviço público concedido de gás canalizado é o “price cap”. Como sabido, o modelo de price cap (“preço máximo”) é classificado como retributivo, diferente do modelo denominado revenue cap (“receita máxima”). No modelo de receita máxima, a concessionária possui sua receita máxima estabelecida pelo órgão



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

regulador, não possibilitando qualquer alteração em sua margem, mesmo que decorrente de atuação empresarial quanto à redução de seus custos, por exemplo.

Nesse sentido, o modelo de price cap e os próprios Contratos de Concessão da CEG & CEG RIO utilizam a revisão periódica como instrumento para reequilibrar a equação econômico-financeira das concessões, sendo expressamente prevista a necessidade de estímulo ao aumento da eficiência operacional, sem comprometer a adequada prestação do serviço público.

A metodologia de cálculo, ora discutida, tem a função de garantir o reequilíbrio econômico-financeiro dos Contratos de Concessão em decorrência dos reflexos advindos de investimentos previstos e não realizados (subinvestimentos), o que torna relevante destacar que a sua aplicação não poderá, por questão de coerência e rigor técnico, ficar adstrita a determinado ciclo tarifário.

A necessidade de proteção à cláusula legal e contratual do equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão, extrai-se da doutrina do primeiro signatário desta petição, Dr. CARLOS ROBERTO SIQUEIRA CASTRO:

(...) as cláusulas econômicas são aquelas diretamente relacionadas com a remuneração do particular a quem foi delegada a prestação do serviço público, de modo que, por possuírem expressão econômica – como a própria denominação sugere –, eventual alteração que lhes atinja deve vir acompanhada do correspondente reequilíbrio financeiro sinalagmático, sob pena de comprometer a equação econômico-financeira originária da concessão, que, como se sabe, é constitucionalmente tutelada pelo art. 37, inc. XXI, da Lei Maior.

Definitivamente, a retroação da metodologia de cálculo não pode estar limitada ao tratamento do subinvestimento apurado no 4º ciclo tarifário (2013-2017). É necessário que a retroação da correção metodológica alcance a 3ª Revisão Tarifária das Concessionárias, na qual são discutidos subinvestimentos apurados no 3º ciclo tarifário (2008- 2012), afinal a metodologia equivocadamente aplicada na 3ª Revisão Quinquenal, com base nos estudos da Deloitte, gerou reflexos sobre a fixação das tarifas que vigoraram no período de 2013-2017 (4º ciclo tarifário) e que, por sua vez, servem de base para a fixação das tarifas na 4ª Revisão Quinquenal (5º ciclo tarifário 2018-2022), gerando incorretamente descontos indevidos às Concessionárias.

*Como se não bastasse, as Concessionárias apresentaram em 13/12/18, por meio da correspondência **DIRPIR 144/18**, parecer elaborado pela consultoria TENDÊNCIAS a respeito da metodologia para o cálculo do ressarcimento pela não realização de investimentos, a fim de subsidiar os processos da 4ª revisão tarifária quinquenal. Nos termos do referido parecer, concluiu a TENDÊNCIAS que a decisão adotada por essa Agência Reguladora no âmbito da 3ª Revisão Tarifária implicou desequilíbrios que resultaram em perdas de R\$ 332,0 milhões para a CEG e R\$ 58,1 milhões para a CEG RIO (ambos em valores históricos de dezembro de 2016), devendo necessariamente ser compensadas no âmbito das 4ª Revisões Quinquenais.*

Por fim, cabe ressaltar que a metodologia DELOITTE, utilizada na 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas considerava que as concessionárias recebiam o valor integral dos



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

investimentos em um quinquênio (05 anos/2008-2012) e, portanto, se não os realizavam, no quinquênio seguinte (2013-2017), teriam o valor líquido total dos investimentos descontados da tarifa pela AGENERSA. Ora, isto é, no mínimo, absurdo, já que os investimentos são inseridos na base de ativos regulatórios e a remuneração é correspondente somente à depreciação dos investimentos para o quinquênio em questão, inteligência esta de remuneração prevista no próprio Contrato de Concessão.

A esse respeito, veja-se o que constou da manifestação da UFF nos autos das 4^{as} revisões quinquenais:

“A 3^a revisão tarifária utilizou metodologia distinta para tratar do subinvestimento no quinquênio 2008-2012. A metodologia utilizada nessa revisão fazia a recomposição integral da diferença entre investimento projetado e realizado. Como apenas parcela dos investimentos é remunerada ao longo do ciclo tarifário, pois a vida útil dos ativos para fins regulatórios é de 30 anos, a metodologia da 3^a revisão implicou em maiores valores para recompensar os investimentos não realizados.”

*Em se admitindo a hipótese de remuneração integral do investimento num único ciclo quinquenal, na forma estabelecida nas 3as revisões quinquenais, sem a possibilidade da retroação da metodologia da FGV, o que se faz por mero exercício de reflexão, seria forçoso reconhecer a inutilidade da norma contida no **art. 36, da Lei Federal 8.987/95.***

Ora, a prevalecer a lógica encampada nas 3as revisões quinquenais, sem a retroação da metodologia correta (FGV) que ora se aplica no bojo das 4^{as} revisões tarifárias, não faria qualquer sentido ter o legislador ordinário previsto o direito do concessionário de receber uma indenização do Poder Concedente ao final da concessão, exatamente pelos investimentos não totalmente amortizados ou depreciados. Em suma, a própria dicção da Lei Geral de Concessões joga por terra a leitura realizada pela Ré no bojo das 3as revisões tarifárias.

Essa mesmíssima linha de raciocínio deve ser aplicada ao “desconto” feito pelo Grupo de Trabalho no que se refere aos investimentos referentes aos gasodutos objeto dos Terceiros Termos Aditivos, sugerindo que se descontasse integralmente das tarifas os investimentos substituídos por GNC/GNL, tal qual dispõe a metodologia Deloitte, há muito superada, o que é um erro.

Vale citar que o Grupo de Trabalho se baseia em Deliberação da AGENERSA proferida no ano de 20173 , quando tal erro ainda não havia sido corrigido e, portanto, ANTERIOR à correção por parte da AGENERSA e reconhecimento da metodologia da FGV que é a correta, de modo que tal entendimento deve ser revisto! Veja bem, o entendimento da Concessionária segue no sentido que nenhum valor deve ser descontado, seguindo à risca a Cláusula 2.1.4 dos Terceiros Aditivos que determina que não deve haver reequilíbrio econômico financeiro já que a outorga compensatória e a realização dos investimentos em gasodutos virtuais (funcionariam como uma espécie de novação obrigacional entre as partes) mas que, caso haja algum “desconto”, que ocorra pela metodologia FGV, que é a correta, sendo revistos os erros de entendimento das Deliberações de 2017!



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

A lógica empregada no bojo das Deliberações AGENERSA n° 2034/2014 e 2035/2014 (3as Revisões quinquenais), encampadas nas Deliberações AGENERSA n° 3187/2014 e 3188/2014, integradas pelas Deliberações AGENERSA n° 3238/2017 e 3239/2017 (processos específicos para o estudo da metodologia de cálculo dos saldos de investimentos não realizados) reflete uma equivocada compreensão de que a concessão trabalha com um payback de 05 (cinco) anos, quando, na realidade, a remuneração de um investimento estende-se por todo o prazo contratual, com possibilidade, ainda, de que, ao final, seja necessário recorrer ao instituto da indenização, conforme expressa previsão legal.

IV – DA NECESSÁRIA CONSIDERAÇÃO DOS 3^{os} TERMOS ADITIVOS AOS CONTRATOS DE CONCESSÃO

Não bastasse o afastamento da retroação da metodologia de cálculo dos “subinvestimentos”, o Relatório Final do Grupo de Trabalho dessa AGENERSA adotou cenário, apresentado pela consultoria externa da UFF, com exercícios de cálculo e projeção tarifária, desconsiderando inteiramente a legalidade das cláusulas e condições do 3os Termos Aditivos que passaram a integrar os Contratos de Concessão.

De outro lado, é de se ressaltar que a UFF, em seu Relatório Complementar, reconhecer expressa e acertadamente que não cabe questionamento no âmbito da presente Revisão Quinquenal acerca da validade dos 3 os Termos Aditivos aos Contratos de Concessão, sugerindo, ao final, que a AGENERSA considere seus efeitos, nos seguintes termos:

3.13 Consideração sobre o Terceiro Termo Aditivo

Esta consultoria realizou cálculos incluindo cenários com e sem os Terceiros Termos Aditivos. A realização de cenários sem considerar os Terceiros Termos Aditivos foi motivada pela contestação dos mesmos em manifestações da consultoria pública e na audiência pública realizada pela Agenera. O objetivo da inclusão de um cenário desconsiderando os Terceiros Termos foi tornar transparente para a Agenera e para todos os interessados, o impacto potencial que tal decisão pode trazer para as tarifas das concessionárias. (...)

A consultoria entende que a revisão tarifária não é foro adequado para a contestação dos Termos Aditivos. Tais termos foram assinados pelas partes e não existe contestação jurídica formal que anule seus efeitos, mesmo que de forma liminar. Por esta razão, a consultoria sugere à Agenera que considere válidos os Terceiros Termos Aditivos para o processo de revisão tarifária (...).

Como se sabe, os 3^{os} Termos Aditivos alteraram obrigações previstas nos Termos anteriores e tiveram por objeto acelerar a expansão da distribuição de gás canalizado e desenvolver novos mercados consumidores no Estado do Rio de Janeiro, mediante a substituição dos investimentos de gasodutos físicos em determinados Municípios pela implantação de gasodutos virtuais.

Não por outro motivo, nos termos dos respectivos 3 os Termos Aditivos, foi pactuado o pagamento de elevadas contraprestações financeiras pelas Concessionárias ao Poder



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Concedente, denominadas outorgas compensatórias, as quais, também nos termos dos referidos ajustes, devem ser consideradas como ativo intangível regulatório, a integrar a Base Regulatória de Ativos, para efeitos de fixação e revisão de tarifas.

Diga-se, por oportuno, que essa AGENERSA já se dedicou ao exame da regularidade dos pagamentos das outorgas compensatórias dos 3^{os} Termos Aditivos aos contratos de CEG e CEG RIO, tendo reconhecido, na forma do julgamento do processo regulatório E12/003.231/2017, que “(...) os valores pagos a título de outorga serão considerados como ativo intangível regulatório e atualizados, na forma da Cláusula Sétima dos respectivos instrumentos concessivos, pelo IGPM da Fundação Getúlio Vargas. Essa é a previsão da subcláusula 2.1. dos Terceiros Termos Aditivos aos contratos de CEG e CEG RIO, que corrobora o entendimento acima esposado” e que “(...) o valor da outorga constituiria verba pública, a respeito da qual poderia não se admitir a transação sem as formalidades legais (lei ou instrumento próprio). Haveria discussão se de tal contraprestação financeira se poderia dispor, mormente porque, consoante os Terceiros Termos Aditivos relacionados às Delegatárias, ela compõe o ativo intangível.”

*Como se verifica, a teor inclusive do que fora reconhecido por essa r. Agência em oportunidade anterior, é absolutamente equivocado o entendimento do Relatório Final do Grupo de Trabalho no sentido de considerar que a “outorga compensatória”, atrelada à novação obrigacional entre os dutos físicos e virtuais, tenha acarretado subinvestimentos do 3^o ciclo tarifário e, nessa qualidade, sujeita ao reequilíbrio econômico-financeiro. A outorga compensatória deve ser considerada como bem ativo intangível e insuscetível ao reequilíbrio, mesmo porque, o **item 2.1.4**, traz clara menção de que a outorga compensatória não será considerada suscetível ao reequilíbrio econômico-financeiro no atual quinquênio, já que os pagamentos da outorga foram realizados, integralmente, dentro do período de 2013- 2017, mesmo período previsto para a realização de tais investimentos, tendo sido efetuada, dessa forma, a compensação descrita referida Cláusula, sem que seja necessária qualquer devolução ao consumidor.*

Ora, não se pode simplesmente ignorar o fato de que eventual desconsideração da outorga compensatória como ativo intangível traz inequívocos reflexos com gravosos impactos às Concessionárias, na medida em que importa no encolhimento na base de ativos da CEG na ordem de R\$155,4 milhões, e da CEG RIO, no montante de R\$ 246 milhões, ambos em moeda de dezembro de 2016!

Ainda que se admita o entendimento no sentido de que a substituição de dutos físicos pela malha virtual tenha acarretado “investimentos não realizados”, “subinvestimentos”, o Relatório Final do Grupo de Trabalho cometeu o mesmo erro metodológico da DELLOITTE na 3^a Revisão Tarifária ao descontar do fluxo o valor integral dos investimentos não realizados. O Grupo de trabalho não aplicou a correta metodologia para a devolução da remuneração recebida pelas Concessionárias em razão dos investimentos não realizados, conforme se depreende do item “Compensação de Investimentos” do mesmo relatório.

A toda evidência, faz-se cogente que essa r. AGENERSA respeite o disposto nos 3^{os} Termos Aditivos, notadamente, por consubstanciar a materialização da vontade das



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

partes, incidindo, sobre a questão, as noções jurídicas de ato jurídico perfeito, segurança jurídica e intangibilidade da equação econômico-financeira das concessões.

Vale destacar, quanto a esse ponto, que o **art. 37, inciso XXI da CRFB/88** assegura a aplicação ao caso do **Princípio do Equilíbrio Econômico-Financeiro do Contrato** ao caso em tela, que, segundo entendimento do E. Supremo Tribunal Federal, possui interação e assento constitucional, em textual:

*“AGRAVO REGIMENTAL EM RECURSO EXTRAORDINÁRIO. CONTRATO ADMINISTRATIVO. FATO DO PRÍNCIPE. DESEQUILÍBRIO DAS CONDIÇÕES ECONÔMICAS DO CONTRATO. RESPONSABILIDADE DA ADMINISTRAÇÃO. 1. Os fundamentos apontados no recurso não são aptos a alterar a conclusão da decisão agravada. 2. Conforme já reconhecido pelo Plenário do Supremo Tribunal Federal, **a norma constitucional do equilíbrio econômico-financeiro do contrato administrativo, derivada do princípio da segurança jurídica, busca conferir estabilidade ao ajuste, garantindo à contratada viabilidade para a execução dos serviços, nos moldes que motivaram a celebração do contrato** (RE 571.969/DF, Rel^a. Min^a. Cármen Lúcia). 3. Caracterizado o desequilíbrio econômico-financeiro do contrato, decorrente de nova e imprevisível incidência tributária, é desnecessário perquirir acerca de sua onerosidade excessiva para justificar a reparação dos danos daí decorrentes. 4. Nos termos do art. 85, § 11, do CPC/2015, fica majorado em 10% o valor da verba honorária fixada anteriormente, observados os limites legais do art. 85, §§ 2º e 3º, do CPC/2015. 5. Agravo regimental a que se nega provimento.”*

A intangibilidade da equação econômico-financeira dos contratos administrativos constitui um dos pilares da teoria do contrato administrativo para as partes contratantes, que exige a proporcionalidade entre os encargos assumidos pelo contratado e a contraprestação a lhe se paga pela Administração, e encontra fundamento no **art. 65, §5º da Lei nº 8.666/93** e, mais especificamente às concessões de serviços públicos, no artigo 9º, §4º, da Lei nº 8.987/95 (Lei de Concessões).

Ademais disso, deve-se considerar que eventual decisão que venha a desconsiderar o que foi pactuado expressamente nas cláusulas 2.1.2, 2.1.3 e 2.1.4 dos 3ºs Termos Aditivos dos Contratos de Concessão, por causar inegável e ilegal desequilíbrio econômico-financeiro aos ajustes acabará por inibir a proposição de novos investimentos e modernização/aperfeiçoamento do serviço público de distribuição de gás canalizado no Estado do Rio de Janeiro, reclamando, daqui para frente, a adoção de uma política empresarial de contenção de investimentos e, até mesmo, dar ensejo à quebra das Concessionárias, o que, por via reflexa, implica em prejuízos aos interesses dos usuários, já que os serviços públicos de distribuição de gás canalizado podem deixar de ser prestados.

A toda evidência, faz-se cogente que essa r. AGENERSA respeite o disposto nos 3ºs Termos Aditivos, notadamente, por consubstanciar a materialização da vontade das partes, incidindo, sobre a questão, as noções jurídicas de ato jurídico perfeito, segurança



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

jurídica e intangibilidade da equação econômico-financeira das concessões e em atenção ao princípio da legalidade.

De mais a mais, considerando (i) a vontade emanada pelo Poder Público em celebrar o Contrato de Concessão e seus Termos Aditivos; e (ii) que as disposições do 3º Aditivo foram previamente submetidas, discutidas e aprovadas pelos Órgãos competentes da Estrutura administrativa do Estado do Rio de Janeiro, no âmbito do processo administrativo nº E-12/001.1299/2014, que contou com a participação da AGENERSA, como interveniente-anuente; é expectativa jurídica, tutelada pelo nosso ordenamento, que essa r. AGENERSA cumprirá sua missão institucional de zelar pelo fiel cumprimento dos respectivos Contratos de Concessão, considerando, em sua íntegra, os termos insculpidos nos 3ºs Termos Aditivos.

Ultrapassadas essas questões de natureza jurídica, contratual e legal, cabe adentrar, mais detalhadamente, em aspectos de ordem eminentemente técnica e específicos aos contratos de concessão de distribuição de gás canalizado firmado com o Estado do Rio de Janeiro.

V – DAS NECESSÁRIAS PONDERAÇÕES ACERCA DO PARECER DA PROCURADORIA DA AGENERSA

Neste momento, é importante avançar em direção a esclarecimentos necessários em virtude da novel manifestação da Procuradoria da AGENERSA.

Primeiramente, urge destacar que a manifestação jurídica da AGENERSA reconhece que os termos dos respectivos 3os Termos Aditivos, firmados entre as concessionárias e o Poder Concedente, são existentes, válidos e eficazes:

*O objetivo é preencher a única lacuna que ficou aberta, quando esta Procuradoria emitiu o parecer jurídico FMMM nº 06/2018, qual seja, responder a seguinte pergunta: **Quais os efeitos que foram gerados pelo III TA na Concessão da CEG?***

*As demais questões já foram esclarecidas no referido parecer, tais como: os planos da existência, da validade e da eficácia do instrumento assinado, **onde ficou expresso que o III TA é existente, é válido e que gera efeitos sobre a Concessão.** Ali, já foram afastadas as questões levantadas por algumas Instituição como descrito no Relatório, que aventaram a possibilidade de que o mesmo fosse nulo.*

Ora, se 3ºs Termos Aditivos são existentes, válidos e eficazes, pergunta-se por qual razão a douta Procuradoria nega os efeitos dos referidos termos?

Tal questionamento é necessário em razão de a manifestação defender o “expurgo dos efeitos”, que na prática nada mais representa do que retirar a eficácia dos termos consensuais celebrados entre o Estado e as concessionárias CEG e CEG RIO, com a interveniência e anuência da AGENERSA.

Como se não bastasse, a Procuradoria da AGENERSA reconheceu expressamente a ocorrência de uma novação entre as obrigações assumidas pelas concessionárias (adequada substituição da obrigatoriedade de instalação de dutos físicos pela expansão da malha de rede virtual), conforme o trecho abaixo destacado:



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

A razão do destaque destes textos é no sentido de entender a relação econômica ali pactuada no objeto do III TA. A obrigação anterior foi alterada por outra obrigação. Portanto, foi efetuada uma Novação (nova obligatio), instituto expresso no Código Civil Brasileiro, artigo 360, inciso I.

*Definitivamente, se existiu uma novação, não há que se falar em inadimplemento das obrigações, ou seja, não há que se falar em não realização dos investimentos nos gasodutos objeto dos 3ºs Termos Aditivos, haja vista que as obrigações anteriores foram extintas e substituídas por outras, nos exatos termos do **art. 360 do Código Civil**:*

Art. 360. Dá-se a novação:

I - quando o devedor contrai com o credor nova dívida para extinguir e substituir a anterior;

*Prosseguindo à análise da manifestação da douta Procuradoria da AGENERSA, é digno de nota a citação ao **art. 421 do Código Civil**, por meio do qual o órgão jurídico invoca a função social do contrato, tão somente sob o prisma dos usuários.*

Ora, ainda que considerada apenas tal vertente, é de se salientar que a função social do contrato é plenamente atendida tanto na prestação do serviço por meio de gasoduto físico como por meio de gasoduto virtual, a diferença nos serviços se verifica apenas na forma pela qual o gás chegará ao consumidor final, mas a sua prestação se verifica sempre de forma eficiente e em estreita observância ao comando constitucional que preza a eficiência da Administração Pública.

*Ademais, convém realçar que a utilização de gasodutos virtuais atende às políticas públicas consagradas e formuladas pelo Governo do Estado do Rio de Janeiro, como é possível depreender da ratio da **Lei nº 6.448/2013**, que dispõe sobre a introdução de estímulos para a interiorização da distribuição de gás natural canalizado do Estado do Rio de Janeiro por meio do gás natural comprimido – GNC.*

Importante salientar, ainda, que a manifestação da Procuradoria menciona a necessidade de construção de infraestrutura física como uma das contraprestações das Concessionárias não atendidas. Em vista de tal entendimento, o órgão jurídico da AGENERSA ignora, por completo, tema afeto à área técnica, destoando inclusive da realidade dos fatos, qual seja, a existência de gasoduto virtual não significa dizer que não foi necessária a construção de uma infraestrutura para a sua operacionalização.

O gasoduto virtual é forma de projeto estruturante reconhecido inclusive pela Agência Nacional do Petróleo – ANP, conforme se pode observar da apresentação daquela Agência Reguladora em seu workshop acerca do GNC, realizado em novembro/2020:

(...)

*Feitas tais considerações, resta evidente que **o gasoduto virtual possui toda uma estrutura para o seu correto funcionamento**, o que invalida os argumentos trazidos pela Procuradoria no sentido da ausência de contraprestação e inexistência de construção de infraestrutura para remuneração do ativo intangível lastreado na **Deliberação CVM nº 654/2010**.*



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Outro ponto curioso trazido pelo órgão jurídico da AGENERSA diz respeito à suposta avaliação incorreta do Poder Concedente quando da formalização dos 3os Termos Aditivos, verbis:

“Além destas razões, ainda existem razões práticas para interpretar como foi interpretado acima, quais sejam: o ativo intangível na concessão, é aquele que será devolvido ao Poder Concedente. Portanto, haveria alguma lógica faltando poucos anos para o término da concessão, ter que devolver este valor por não estar totalmente amortizado? O Poder Concedente assinaria este Aditivo sem uma contrapartida em serviços?”

Ora, como se sabe, o Estado do Rio de Janeiro possui assessoria técnica e jurídica que se manifestam previamente a todo e qualquer ajuste. Nesse sentido, o processo E-12/001.1299/2014 serviu não apenas para formalizar os respectivos termos aditivos, mas teve em seu bojo a necessária análise e manifestação prévia da Procuradoria-Geral do Estado do Rio de Janeiro e demais órgãos técnicos, tendo os ajustes ora pugnados contando com a assinatura da AGENERSA como interveniente anuente.

Desnecessário lembrar que o Estado do Rio de Janeiro atravessava severa crise fiscal e financeira e os recursos advindos da outorga compensatória, em complemento à novação das obrigações pactuadas, visava não-só incrementar o caixa do Poder Concedente como assegurar o cumprimento das metas fiscais estabelecidas em acordo com o Governo Federal (Plano de Recuperação Fiscal do Estado do Rio de Janeiro c/c Detalhamento das Medidas de Ajuste).

Em outro ponto, a manifestação da Procuradora da AGENERSA chega a cogitar de aplicação de penalidade pecuniária em razão de suposto despreparo das concessionárias para a revisão quinquenal, tomando por base suposto atraso no envio das propostas, o fato de o Grupo de Trabalho ter requerido documentos suplementares e a existência de fragilidade nas propostas apresentadas.

Ora, é absolutamente distorcido tal entendimento. As contribuições das Concessionárias são inequívocas ao longo de todo o processo regulatório, culminando inclusive com o reconhecimento da adequação do estudo metodológico da FGV contratado pela CEG e CEGRIO. Aliás, contribuições e manifestações ínsitas à natureza do processo regulatório de revisão tarifária quinquenal. Pelo quadro abaixo, demonstra-se em breve síntese, a relação transparente entre CEG e CEG RIO e AGENERSA durante todo o desenrolar dos processos de revisão tarifária.

(...)

Todos os pedidos solicitados pela AGENERSA eram prontamente atendidos e todas as solicitações efetuadas de forma sempre embasada por CEG e CEG RIO, foram aceitas pela AGENERSA, sem qualquer restrição ou qualquer tipo de ressalva.

Resta claro, que a manifestação da Procuradoria da AGENERSA é totalmente descabida e desrespeita o princípio da confiança legítima.

Esse princípio “leva em conta a boa-fé do cidadão, que acredita e espera que os atos praticados pelo Poder Público sejam lícitos e, nessa qualidade, serão mantidos e



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

respeitados pela própria Administração e por terceiros” (in Direito Administrativo, Maria Sylvia Zanella de Pietro, 33ª edição, Ed. Forense, pg 114).

O princípio da confiança legítima nada mais é do que “o aspecto subjetivo da segurança jurídica” (mesma obra, pág 113).

A AGENERSA e até mesmo o Poder Concedente, a todo tempo, prorrogaram, espontaneamente, os prazos dos Processos de Revisão Tarifária, publicando por 4 oportunidades, alterações no Cronograma das Revisões Tarifárias.

Não pode a Procuradoria, sob pena de desprezar totalmente a segurança jurídica e a confiança legítima que dela decorre, acusar CEG e CEG RIO, de terem agido sem o devido zelo.

A relação entre as partes foi respeitosa e transparente e a acusação desconsidera a cadeia de eventos apresentada por CEG e CEG RIO de forma mesmo pueril.

Como explicita J.J.Gomes Canotilho (2000:256): “Estes dois princípios - segurança jurídica e proteção à confiança – andam estreitamente associados, a ponto de alguns autores considerarem o princípio da proteção de confiança como subprincípio ou como uma dimensão específica da segurança jurídica...a proteção da confiança se prende mais com as componentes subjetivas da segurança, designadamente a calculabilidade e previsibilidade dos indivíduos em relação aos efeitos jurídicos dos actos” (citado por Maria Sylvia Zanella di Pietro, na obra antes mencionada).

Imprevisível foi apenas, a descabida acusação sem fundamento, da Procuradoria da AGENERSA no sentido de que houve procrastinação por parte de CEG e CEG RIO.

O quadro de datas de eventos, demonstra à saciedade, uma cadeia de atos produzidos de total acordo entre AGENERSA, Poder Concedente e CEG e CEG RIO. Assim, necessário colacionarmos as lições do ilustre Professor Valter Shuenquener de Araújo, para quem:

*“A resposta estatal a uma consulta formulada também é capaz de fazer surgir uma expectativa legítima. **Se o indivíduo recebeu uma informação de que seu caso receberia um determinado tratamento, a mudança de entendimento pode frustrar ilicitamente sua expectativa.** Esse foi, inclusive, o entendimento do STF exteriorizado numa demanda, em que se discutiam os efeitos da resposta da Administração a uma consulta feita por um contribuinte sobre o exato momento de incidência do ICMS. Em seu voto, o relator, Ministro MARCO AURÉLIO, chegou a sustentar que daria provimento ao recurso extraordinário interposto pelo contribuinte “em prol da credibilidade do setor público”. (grifos nossos).*

Neste ponto é de se esclarecer, desde já, que não existe base jurídica para tal entendimento, mesmo porque quando da solicitação de documentos complementares adicionais, o GT se utilizou da permissão constante no § 2, do art. 2º, da Lei estadual nº 2.752/97 (fixação e revisão de tarifas), veja-se:

Art. 2º - As tarifas contratualmente fixadas serão revistas a cada 5 (cinco) anos, com base no custo dos serviços, incluída a remuneração do capital. (...)



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

§ 2º - O prazo a que se refere o parágrafo anterior poderá ser suspenso por uma única vez, caso, a Agência Reguladora de Serviços Públicos Concedidos do Estado do Rio de Janeiro - ASEP-RJ determine a apresentação pela concessionária de informações adicionais, voltando o prazo a fluir a partir do cumprimento das exigências.

Dito isso, por qual razão uma solicitação do GT deveria ser entendida como falta imputada às concessionárias? Ademais, em que tipo legal ou contratual as concessionárias teriam incorrido para a imputação de tal penalidade?

A nova estrutura tarifária deve justamente ser apreciada em processos revisionais ordinários como estes em curso, estudos devem ser formulados pelos interessados e pela própria AGENERSA.

Quanto à devolução de valores aos usuários, importa destacar que a d. Procuradoria apresenta valores sem apontar como foram realizados os seus cálculos, tampouco de onde foram retiradas tais informações.

Novamente, a Procuradoria faz apenas elucubrações sem se ater a sequer um fato ocorrido, simplesmente, porque não poderia. Não há embasamento para suas alegações que só têm o condão de buscar a penalidade por um estranho afeto ao regime sancionador, como se ele fosse o fim da Administração Pública.

*Inexiste observância ao consequencialismo no tanto alegado pela Procuradoria, violando a Lei 13.655/15, que alterou a Lei de Introdução às Normas do Direito Brasileiro (LINDB) para trazer **“segurança jurídica e eficiência na criação e na aplicação do direito público”**.*

Os investimentos projetados são e devem ser revistos e readequados constantemente a depender do cumprimento de condições ínsitas ao contrato, da vontade das partes pactuadas, da necessidade do mercado regulado e de fatores externos e imprevisíveis à relação contratual. Ora, uma das razões da revisão ordinária seria naturalmente esta. Logo, o d. Parecer traz leviandade ao afirmar que “(...) o descaso da companhia c/c o rol de expectativas frustradas atrai novamente aplicação de penalidade grave, sem prejuízo de devolução imediata e atualizada deste valor aos usuários”.

*Como se sabe, a revisão quinquenal tem justamente por objetivo a equalização dos valores, de modo que serão direcionados para o novo quinquênio o montante a ser dispendido, assim como as diretrizes de atuação das concessionárias, de modo que eventual investimento não realizado não representa falta cometida pelas concessionárias a fundamentar sanção pecuniária, mas sim normal atuação na dinâmica regulatória, na forma do **parágrafo único do art. 2º, da Lei nº 2.752/97**:*

Parágrafo Único - A metodologia de revisão quinquenal das tarifas contratualmente fixadas levará em conta a necessidade de estímulo ao aumento da eficiência operacional através da redução de custos, considerando a evolução efetiva desses custos, e da produtividade da concessionária.

Como se não bastasse, é importante trazer alguns dados concretos acerca da atuação das Concessionárias nos últimos anos.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Em números absolutos, a CEG e CEG-RIO já investiram R\$ 7,3 bilhões no Estado do Rio de Janeiro, o bastante para alçar esta entidade da federação à liderança da distribuição de gás no Brasil - com 25% das unidades habitacionais atendidas, enquanto a média nacional é de cerca de 3%.

O aperfeiçoamento e a modernização do serviço de distribuição de gás canalizado no Estado do Rio de Janeiro, após a concessão do serviço à iniciativa privada, também podem ser verificados pela duplicação do número de clientes, bem como pela expansão da malha dutoviária (de 2,3km à 6,1km).

É forçoso reconhecer, ainda, a contribuição das concessionárias em relação ao recolhimento tributário destinado aos cofres do ERJ, alcançando cerca de 6,5 bilhão desde o início da concessão.

Especificamente, em relação aos investimentos previstos e realizados, vale ressaltar que a Cia. submete proposta de expansão ao Poder Concedente, responsável por orientar acerca da universalização do serviço público, conforme diretrizes e políticas públicas.

Assevere-se, também, que para o quinquênio em curso (2018- 2022), a previsão de investimento das Concessionárias é na ordem de R\$ 1,1 bilhão, reforçando o compromisso da CEG e CEG-RIO com o desenvolvimento do Estado do Rio de Janeiro.

E mais, é real e efetivo o cumprimento das metas físicas e financeiras atinentes ao ano de 2018, o que é evidenciado pelo cumprimento de 99% das metas físicas e de 127% das metas financeiras.

Noutro ponto, a Procuradoria afirma que “em relação ao 3º Termo Aditivo, esta Procuradoria registra que até o presente momento o documento em espeque goza de eficácia e vem produzindo seus regulares efeitos regulatórios. Não é tarde lembrar, conforme interpretação sistemática ao Instrumento Concessivo, que o Conselho-Diretor da AGENERSA entende que a outorga compensatória não é remunerada na base de ativos”.

Ocorre que o item 2.1.2 do 3º Termo Aditivo – reconhecidamente válido pela AGENERSA - expressamente dispõe que “O valor pago a título de contraprestação será considerado como ativo intangível regulatório e dessa forma, será considerado na base de cálculo da remuneração dos ativos da CONCESSIONÁRIA”.

Ou seja, mais uma vez a Procuradoria, em flagrante contradição, procura justificar, juridicamente, a manifestação atécnica do relatório do GT que, na prática, nega eficácia ao termo aditivo.

Dito isto, é importante retomar a abordagem estritamente técnica que deve embasar a revisão tarifária devida no âmbito dos contratos de concessão, ora apreciados, a fim de afastar entendimento equivocado constante do relatório do GT.

VI- DAS ANÁLISES DOS CUSTOS DE OPERAÇÃO, ADMINISTRAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO EXPOSTOS NO RELATÓRIO DO GT

V.a - DA OPEX (despesas operacionais) DA CEG e DA CEG RIO



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

A Concessionária defende que a AGENERSA adote um critério uniforme, coerente e fundamentado para as projeções do OPEX.

esse sentido, solicita-se que as projeções de OPEX apresentadas pelo Relatório do Grupo de Trabalho (GT) não sejam adotadas, tendo em vista que se observa falta de consistência e fundamentação em suas projeções.

As Concessionárias entendem que é aceitável a consideração da projeção do OPEX apresentado no Relatório Complementar da UFF (consultor da AGENERSA) para todo o quinquênio 2018-2022, uma vez que foi amplamente discutido, analisado e fundamentado.

O Relatório da UFF teve sua análise submetida a ampla divulgação e contestação pública e contou com a realização de uma profunda análise por parte da equipe da UFF, incluindo amplo questionamento e solicitação de dados adicionais à Concessionária, além da realização de reuniões, que permitem o embasamento de suas projeções.

As Concessionárias solicitam ainda que, caso o regulador entenda que deva ser considerada a realidade para os anos 2018 e 2019, que neste caso, sejam adotados os valores reais para todas as rubricas do OPEX, além de incluir os ajustes (incrementos) para as rubricas de alugueis e gastos de pessoal, necessários em função da ocorrência de reclassificações contábeis, conforme indicado abaixo para cada Concessionária:

No caso da CEG (ajustes necessários):

- Gastos com alugueis: Cabe ressaltar que a partir de 2019 os gastos com aluguel sofreram uma reclassificação pela norma contábil NIIF 16 e passaram a ser registrados contabilmente em amortizações. Na rubrica de alugueis de 2019 restaram apenas gastos menores relacionados, tais como condomínio, etc.*

O montante reclassificado que deveria ser considerado na linha de alugueis representa R\$ 4,7 milhões. Com este ajuste o total de gastos reais com alugueis no ano de 2019 é de R\$ 8,4 milhões e não apenas R\$ 3,7 milhões, valores expressos em moeda dez/16.

- Despesas de Pessoal: É importante ressaltar que a partir de 2019 os gastos com atualização monetária dos fundos de pensão sofreram uma reclassificação pela norma contábil CPC 33 e passaram a ser registrados contabilmente em resultado financeiro, deixando de estar contabilizado R\$ 18 milhões como item gastos de pessoal. Dessa forma, os gastos de pessoal efetivamente realizados em 2019, passa a ser de R\$ 110 milhões. Valores expressos em moeda dez/16.*

No caso da CEG RIO (ajustes necessários):

- Gastos com alugueis: Cabe ressaltar que a partir de 2019 os gastos com alugueis sofreram uma reclassificação pela norma contábil NIIF 16 e passaram a ser registrados contabilmente em amortizações. Na rubrica de alugueis de 2019 restaram apenas gastos menores relacionados, tais como condomínio, etc.*

O montante reclassificado, que deveria ser considerado na linha de alugueis, é de R\$ 547 mil. Com este ajuste o total de gastos reais com alugueis no ano de 2019 que deve ser considerado é de R\$ 651 mil e não apenas R\$ 103 mil. Valores expressos em moeda dez/16.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

VII – DAS DIFICULDADES ATUAIS ENFRENTADAS PELAS CONCESSIONÁRIAS CEG E CEG RIO: PANDEMIA, NOVO MERCADO DO GÁS, REAJUSTES TARIFÁRIOS, REVISÃO IMEDIATA

Como se não bastassem os entendimentos equivocados em relação à retroação da metodologia de cálculo de subinvestimentos e à inadequada interpretação da natureza da outorga compensatória definida nos 3º TAs, o ano de 2020 foi marcado por um contexto fático adverso e por medidas absolutamente contrárias à legalidade e à eficiência dos Contratos de Concessão (CEG e CEG-RIO) de distribuição do gás canalizado firmados com o Estado do Rio de Janeiro.

Aliás, é também por isso que estamos sim diante de momento adequado ao reposicionamento tarifário que contemple, no mínimo, a margem de distribuição da tarifa requerida pelas Concessionárias.

É notório que a pandemia da COVID-19 impôs drásticas mudanças e prejuízos econômicos no cenário da infraestrutura nacional, atingindo também o serviço público concedido de distribuição de gás canalizado no Estado do Rio de Janeiro.

Na seara da relação público-privada, notadamente no âmbito das Concessões firmadas pelo Estado do Rio de Janeiro, foram instituídas medidas que já desaguarão, ao fim e ao cabo, em rombos nos cofres das Concessionárias e, portanto, em desequilíbrio econômico-financeiro da equação inicialmente ajustada nos Contratos de Concessão. O art. 2º da Lei Estadual do RJ nº 8.769/20 previu a proibição de interrupção do fornecimento de serviços essenciais (corte do fornecimento), inclusive, com vedação a cobranças de juros e multa, em razão da inadimplência dos consumidores durante o período da pandemia, o que tem dificultado ainda mais o processo de recuperação de créditos, na medida em que muitos usuários seguem usufruindo da prestação do serviço concedido, sem a contraprestação tarifária devida às Concessionárias, o que afeta diretamente o fluxo de caixa das empresas, como a CEG e CEG-RIO.

Aliás, o número de inadimplentes, em função da crise econômica causada pela COVID-19, aumentou expressivamente, o que, inclusive, forçou as Concessionárias a captarem empréstimos bancários para que pudessem arcar com os custos de sua logística e operação empregados no âmbito dos contratos de concessão.

No âmbito regulatório estadual, não se pode deixar de considerar que as Concessionárias estão inseridas no bojo da atual discussão acerca da reformulação do arcabouço regulatório do setor, acerca da inserção dos novos agentes como o Autoprodutor, Auto Importador e Consumidor Livre, fato que, inegavelmente, impactará o equilíbrio econômico-financeiro dos Contratos de Concessão e que não pode em absoluto ser desconsiderado nos presentes processos regulatórios das 4ª RTIs.

Aliás, no que toca a este ponto, foram deliberadas e decididas recentemente por essa r. Agência tarifas diferenciadas para a hipótese de o (i) novo agente se abastecer diretamente do gasoduto de transporte, porém utilizando a malha de distribuição da Concessionária (TUSD), ocasião em que fará jus ao desconto (provisório) de 1,9 %, referente à desconsideração dos encargos de comercialização; (ii) novo agente se abastecer por meio de gasoduto exclusivo (TUSD-E), cuja desconto ainda será estudado;



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

e (iii) novo agente que seja do segmento termelétrico (TUSD Térmica), já com um desconto definido em 22,5%, a incidir no fator “R” da fórmula de cálculo da margem das Concessionárias; tudo em absoluto desrespeito às normas contratuais, à segurança jurídica e ignorando a obrigatoriedade de avaliação do impacto regulatório (AIR) decorrente da imposição de tais tarifas diferenciadas.

Por fim, cabe destacar, ainda que sucintamente, que os reajustes tarifários do GN e do GLP (direito incontestado das concessionárias), via IGP-M, foram concedidos de forma escalonada pela Agência. Já a revisão imediata do GLP, decorrente do aumento do preço da molécula do gás fornecido exclusivamente pela Petrobras e decorrente de determinação contratual/legal, foi reconhecido pela Agência de forma parcelada. No caso da revisão imediata do GN, foi necessário inclusive ajuizar ação judicial contra decisão da Agência negativa da homologação da revisão, tudo com vistas a impedir prejuízo da ordem de milhões de reais.

Obviamente que todos esses fatores devem ser levados em consideração no momento do reposicionamento tarifário discutido no âmbito das 4^{as} Revisões Quinquenais Ordinárias.

VIII – DO RECONHECIMENTO E APLICAÇÃO INTEGRAL DO IGP-M ÀS TARIFAS

Como já sobejamente exposto, os processos de Revisão Quinquenal da CEG e CEG RIO ora em andamento e, que deverão ser julgados pelo CODIR durante este ano de 2021, em análise do Relatório do Grupo de Trabalho publicado por esse Regulador, contêm equívocos que não permitirão a correta recomposição do reequilíbrio econômico-financeiro das Concessões.

Nesse diapasão, é imperioso reconhecer que, vindo a ocorrer o julgamento dos processos de Revisão Tarifária, com os parâmetros técnicos e econômicos utilizados pelo Relatório do Grupo de Trabalho, haverá graves prejuízos para as concessionárias, acarretando inevitável desequilíbrio econômico-financeiro dos Contratos de Concessão da CEG & CEG RIO.

Diante do exposto, vindo a ocorrer o julgamento dos presentes processos com os parâmetros indicados pelo GT desse Regulador, reservam-se as concessionárias CEG & CEG RIO, a praticar o repasse do reajuste do IGP-M de imediato, com a suspensão da aplicação da proposta de aplicação gradual de reajuste.

IX – DA CONCLUSÃO

Em face de todo o exposto e confiante no elevado critério de Vossa Excelência, as Concessionárias requerem o acolhimento de todos os argumentos apresentados, com o fito de permitir o correto reposicionamento tarifário, em conformidade com o marco regulatório vigente.

Assim sendo, as Concessionárias esperam e requerem:

(i) seja aplicada a retroação da metodologia FGV para o cálculo dos subinvestimentos e contemplados, já na presente revisão tarifária, os impactos decorrentes da aplicação



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

equivocada da metodologia DELOITTE no âmbito da 3ª Revisão Quinquenal, visando a correção da compensação de saldos de investimentos previstos e não realizados (ciclo tarifário – 2008/2012) de forma a permitir o efetivo reequilíbrio econômico-financeiro dos Contratos de Concessão; e

(ii) sejam consideradas, em sua integralidade, as cláusulas 2.1.2, 2.1.3 e 2.1.4 dos 3ºs Termos Aditivos dos Contratos de Concessão que concedem legalidade à natureza jurídica da outorga compensatória como bem intangível integrante da base de ativos regulatórios das Concessionárias;

(iii) Caso não acolha os itens anteriores, em homenagem ao princípio da eventualidade e de forma subsidiária, na hipótese em que seja levado à cabo a absurda desconsideração dos 3º Termos Aditivos aos Contratos de Concessão, tal como opinou o Grupo de Trabalho no Relatório Técnico, seja previsto o imediato e integral repasse do reajuste relativo ao IGP-M no percentual de 24,52%, de forma expressa nas Deliberações proferidas no âmbito dos processos regulatórios das respectivas revisões tarifárias, com a suspensão da proposta de aplicação gradual aprovada na Sessão Regulatória Extraordinária de 29.12.2020.

(iv) Razões Finais SINDIREPA²³⁶:

Fundado em 1951, o Sindicato da Indústria de Reparação de Veículos e Acessórios do Rio de Janeiro, o Sindirepa, representa todo o setor automotivo, com destaque para as atividades de: funilaria, pintura mecânica, retífica, instaladoras de gás natural veicular, empresas de retestes, dentre outras. Sendo que, um dos grandes assuntos de interesse, devido o seu impacto na cadeia automotiva e seu potencial de expansão, é o Gás Natural Veicular (GNV).

Nesse contexto, a finalização do processo da 4ª Revisão Tarifária Quinquenal é de suma importância para o desenvolvimento econômico do estado do Rio. E se faz ainda mais necessária dado o momento de recuperação econômica frente à pandemia, trazendo ao Rio a competitividade que lhe é devida.

Deve-se ressaltar, que - além de ajustes nos dados utilizados, passando a considerar os valores realizados de fato - não se deve prever movimento de redesenho tarifário que atinja negativamente um dos principais mercados consumidores de gás natural no estado do Rio, o GNV. Prever que a margem para este segmento será majorada é estimular benefícios cruzados em detrimento de um segmento que tem potencial de economia para a população fluminense e, também, que estimula uma cadeia fornecedora que gera emprego e renda para essa mesma população.

O aumento da tarifa do gás natural, em geral, significa perda de competitividade e atração de investimentos e geração de renda para o estado do Rio. Contudo, não devemos esquecer que onerar o segmento de GNV significa, em última instância, onerar diretamente a população fluminense.

²³⁶Razões Finais SINDIREPA, por meio da Carta PR043/2021, às fls. 5.899/5.891.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Assim, é importante que esse redesenho tarifário seja analisado em demanda autônoma, uma vez que necessita de ampla e irrestrita participação do público interessado e, também, do poder público ao afetar diretamente em questões de política pública. Se faz necessário, também, investimentos na expansão dos postos e movimentos convergentes pela divulgação desse combustível automotor que tantos benefícios econômicos, sociais e ambientais trazem para o estado.

Aproveitamos o ensejo para parabenizar os novos Conselheiros da Agenera, assim como a atuação de toda a Agência. Seguimos à disposição para quaisquer esclarecimentos pelo telefone (21) 99924-1296 ou email cmattos@firjan.com.br .

(v) Razões Finais ABRACE²³⁷:

CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A ABRACE, associação setorial que representa os grandes consumidores industriais de energia, motivada pela busca da modernização e competitividade, da atratividade para novos investimentos e da maturidade regulatória do setor de gás natural, vem participando e contribuindo ao longo do tempo nas discussões que envolvem o tema no âmbito das indústrias.

Sob esse foco, buscamos contribuir em processos regulatórios junto à Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro (AGENERSA) no âmbito do 4ª ciclo de revisões tarifárias das concessionárias CEG e CEG Rio. Iniciado em fevereiro de 2018, por meio da Consulta Pública nº 04/2018, o processo de Revisão Tarifária do quinquênio 2018-2022 contou com a participação dos diversos agentes do setor, incluindo esta Associação. Apesar da defasagem temporal, o citado processo regulatório ainda se encontra em andamento até o presente momento, sem previsão para aplicação efetiva das tarifas definitivas. Tal conjuntura implica em adoção de tarifas provisórias, gerando desequilíbrios econômicos na relação entre consumidor e concessionária.

Ao que se indica, considerando os resultados apontados pelo relatório do grupo de trabalho da Agenera, corroborado pelas contribuições apontadas por esta Associação e confirmadas por demais agentes setoriais ao longo do processo, há uma sobrevalorização nos custos e subestimação de demanda, gerando aplicação de tarifas acima do nível considerado apropriado. Diante deste cenário, torna-se temerária a constante postergação do fechamento do processo de revisão, de modo a atribuir sobrecustos ao consumidor, sobretudo em pleno cenário de crise e pós-crise econômica. Sobre esta matéria, cabe mencionar que a própria agência reguladora publicou em seu relatório técnico a projeção de redução da margem média de 13% e 84%, respectivamente para as concessionárias, para a compensação das divergências tarifárias entre o projetado previamente pelas concessionárias no início do processo tarifário e as atualizações de

²³⁷Razões Finais ABRACE, às fls. 5.892/5.898.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

dados. Dessa forma, reitera-se a necessidade de urgência processual para a tratativa deste tema.

Ainda sob este contexto de necessidade de fechamento processual, o Parecer da Procuradoria da Agerensa em tela, apesar de bem estruturada e bem embasada na contextualização das ocorrências do processo, carece de posicionamento efetivo nos pontos mais relevantes da discussão. Embora fundamentado no aspecto jurídico, o Parecer deveria servir de instrumento de respaldo à agência reguladora na sua tomada de decisão acerca do processo regulatório conforme as melhores práticas. Por outro lado, a conclusão deste documento deixa em aberto diversos pontos, de modo a endereçar para outras discussões determinados itens, na justificativa de tratar-se de temas de teor técnico-econômico. Sobre este aspecto, entende-se que as tratativas dos assuntos mais técnicos tenham sido dadas pelo GT, grupo formado especificamente para tal incumbência.

Além destas iniciais considerações, descreve-se a seguir demais ponderações, apresentadas em itens.

1. DEMANDA

Conforme apontado no Parecer, a definição do volume projetado para o ciclo tarifário implica em elevada complexidade, sem endereçar uma solução concreta ao tema. Sobre este aspecto, diante da postergação da definição metodológica, já existe uma projeção mais assertiva, visto que se passou por mais da metade do período do ciclo referenciado. Dessa forma, solicita-se o recálculo da projeção de demanda, considerando o volume efetivamente demandado no período compreendido entre jan/2018 até a presente data.

O setor elétrico passa por um momento de severa escassez hídrica, com reservatório a níveis historicamente baixo e elevado despacho termelétrico. Portanto, a projeção de demanda termelétrica ora apontado no relatório do GT se mostra defasado em relação a realidade. Desta forma, considerando o atraso na implementação da revisão tarifária, solicitamos a atualização da demanda termelétrica para o quinquênio.

Não custa rememorar que, no quinquênio anterior, o volume da demanda adotada para o segmento térmico durante o processo de revisão foi bastante conservador, levando ao desequilíbrio econômico do processo. Conforme já apresentado pela ABRACE em contribuições anteriores, solicitamos que a receita auferida pela concessionária por esse desequilíbrio seja devolvido ao mercado consumidor.

De forma estrutural, faz-se relevante reforçar a necessidade de implementação de mecanismos que minimizem tais ocorrências, de modo a neutralizar os efeitos da variação da demanda sobre o efeito econômico. Considera-se que a implementação do Termo K, para recuperação das diferenças econômicas do processo anterior, em concomitância com a aplicação de encargos fixos para o segmento termelétrico, sejam medidas alternativas para solução desta problemática. Dessa forma, sugere-se o estudo do aprimoramento destes mecanismos para implementação para próximo ciclo tarifário.

2. ESTRUTURA TARIFÁRIA



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Diante do exíguo período de tempo, sugere-se pela manutenção da atual estrutura tarifária. Entretanto, faz-se pertinente o aprofundamento do tema para elaboração de normativo regulatório com regra de aplicação deste mecanismo tarifário para próximo ciclo tarifário. Tal necessidade é fundamentada na falta de respaldo metodológico apresentado pelas concessionárias para a definição das referidas estruturas tarifárias. É primordial que haja a justa atribuição de responsabilidades de custos entre as diversas classes de consumidores, no sentido de evitar práticas de subsídios cruzados.

Acerca da eliminação da tarifa mínima para consumidores de tarifas sociais, trata-se de uma política social ao qual sobressai dos limites de atuação desta agência reguladora. Ademais, cabe ressaltar que para a implantação de uma política desse âmbito, é imperioso o estabelecimento de metas, delimitação temporal de aplicação, assim como a constante fiscalização e acompanhamento do benefício concedido. Caso contrário, configura-se no estabelecimento de subsídio cruzado permanente entre segmentos de consumidores do setor, de maneira a onerar os demais consumidores, sem qualquer mensuração dos benefícios desta medida.

Nesta mesma perspectiva, também foi estabelecido subsídio cruzado entre os consumidores do segmento termelétrico e os demais consumidores. Trata-se de uma medida anti-isonômica, no qual foi definida aplicação de tarifas diferenciadas para o segmento termelétrico.

Em consequência dessas medidas, o consumidor convencional, além de custear com os dispêndios da atividade de concessão de distribuição, assim como os custos no transporte e molécula, é obrigado a custear uma parcela da tarifa de determinados consumidores beneficiados por decisões discricionárias desta agência reguladora. Tal medida vai contra os princípios da competitividade tarifária, fundamental para o fomento do mercado de gás no estado.

3. III TERMO ADITIVO

Apesar das anteriores manifestações, não custa reiterar o entendimento desta Associação de que o terceiro termo aditivo dos contratos de CEG e CEG-Rio tem efeito nulo. Este posicionamento é defendido, particularmente no que diz respeito à cobrança de outorga compensatória mediante posterior reconhecimento destes valores na base de ativos das concessionárias. Diante da relevância dos impactos desta consideração no processo, reforça-se este posicionamento.

4. INVESTIMENTOS NÃO REALIZADOS

Conforme apresentado em contribuições anteriores, replica-se o posicionamento desta Associação (e corroborado pelo relatório do GT Agenera) de que os investimentos não realizados devem ser compensados neste ciclo, já que a tarifa do ciclo anterior fora calculada considerando tais investimentos. Em outras palavras, os consumidores pagaram por investimentos não realizado e agora devem ser ressarcidos. Entende-se ainda que para a consideração dos investimentos na base, seja obrigatória a apresentação de relatórios detalhados sobre o cumprimento dos projetos, de acordo com o definido no Plano de Investimento, com o devido acompanhamento da agência reguladora sobre tais investimentos.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

5. DEFASAGEM TEMPORAL

Mediante a grande defasagem temporal de aplicação do resultado da revisão tarifária para o ciclo 2018-2022, importa destacar a necessidade da compensação dos montantes pagos pelos consumidores durante o período decorrente desde o início de 2018 até o momento anterior à entrada em vigor da nova margem tarifária. Dessa forma, solicita-se que sobre o montante a ser projetado na revisão tarifária, seja descontado o valor pago pelo consumidor e que somente essa diferença seja aplicada para o período restante do ciclo tarifário.

(vi) Razões Finais ABIVIDRO²³⁸, às fls. 5.899/5.917

I. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Dos pleitos de Revisão das Concessionárias, foram apresentadas diversas manifestações ao longo dos Processos Regulatórios em questão, alguns, por vezes, alteraram os parâmetros para cálculo e reposicionamento da margem. Dessa forma, importante a compreensão de que o estudo de revisão deve, quando da análise pelos órgãos técnicos da AGENERSA, valer-se das Propostas mais atualizadas, apresentadas pelas Concessionárias, o que não restou elucidado pelo Relatório do Grupo de Trabalho.

As alterações propostas pelas Concessionárias saltam os olhos, uma vez que as variações para o mesmo ciclo revisional tornam-se discrepantes, trazendo questionamentos quanto à credibilidade dos parâmetros inicialmente escolhidos pelas Delegatárias dos Serviços Públicos de Gás Canalizado.

*Apenas para elucidar o argumento anterior, a Concessionária CEG requereu em sua Proposta Original um reposicionamento de **24,57%**; na Proposta Complementar, **15,10%**; na Carta DIRPIR 121/18 apresentou **16,42%**; e a DIRPIR 144/18, **20,48%**. Já na Proposta Original da CEG RIO, a Concessionária pleiteou um reposicionamento de **34,67%**; na Complementar de **26,68%**; na DRPIR 121/18, **27,28%**; e na DIRPIR 144/18, **38,40%**. Sempre com cenários de incremento tarifário.*

Dito isto, passemos, então, a pontuar os parâmetros mais relevantes a serem considerados pelo Conselho Direto da AGENERSA quando da prolação do Voto e fixação dispositiva na Deliberação.

II. DA DEMANDA

Adentrando às premissas de composição da Revisão Quinquenal de Tarifas, aquela que mais chama atenção se refere às projeções de demanda propostas pelas Concessionárias, face ao seu impacto sobre a margem.

Nota-se que tal conduta das Concessionárias é reincidente, uma vez que a Proposta para a 3ª Revisão Tarifária, no tocante à demanda, foi muito aquém do que de fato ocorreu no referido quinquênio. Isso ocorre em razão da relação da demanda com a majoração da tarifa.

²³⁸Razões Finais ABIVIDRO, às fls. 5.899/5.917.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Antes mesmo de considerar as questões que atualmente impactam a sociedade como um todo, a premissa considerada pela Distribuidora para o próximo ciclo é de estagnação do consumo para o segmento industrial. Ocorre que o mercado todo espera, ainda que paulatinamente, uma retomada da atividade econômica, amparada, inclusive, nas recentes quedas das taxas de juros de mercado.

*Assim, entende-se que a expectativa para o **montante da demanda proposta está subestimada** e não se encontra lastreada em fundamentos históricos e técnicos resolutos para sua definição, assim como ocorreu para o ciclo 2013-2017, acarretando receita extra de grande proporção.*

*Para a 4ª Revisão Tarifária, as Concessionárias mantêm o comportamento da projeção da Revisão anterior. De acordo com o Contrato de Concessão: “A Concessionária obriga-se a prestar serviço adequado, **visando sempre expandi-lo, acompanhando o desenvolvimento mundial (...)**”. Há dúvidas quanto ao cumprimento do referido dispositivo.*

No que concerne, mais especificamente, às expectativas das Concessionárias, à exceção de 2020 (ano de forte recessão econômica causada pela pandemia do coronavírus), o segmento comercial apresenta um ritmo de crescimento semelhante ao apresentado no residencial. Tendo em vista que 2021 é um ano de recuperação, com a reforma dos padrões anteriores.

A premissa considerada pelas Concessionárias, de estagnação do consumo neste segmento, não parece razoável com o crescimento histórico do setor nem com o crescimento estimado pela EPE e tampouco tem-se considerado as projeções para os preços de combustíveis substitutos.

O ganho de importância do setor comercial que, apesar de crescer em um ritmo mais modesto que o observado em histórico recente, espera-se que o citado setor ainda seja um dos principais vetores da economia brasileira para o período projetado.

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

*Conforme estudo realizado pela EPE – Empresa de Pesquisa Energética, entre 2017 e 2027, o **setor de gás natural é o que mais ganha importância no consumo final de energia**, devido a fatores como o **incremento da produção de petróleo e gás no país**, assim como a produção de etanol em usinas e destilarias.*

O setor industrial cresce com base na retomada da utilização da capacidade instalada, com necessidade de expansão de capacidade – principalmente no segundo quinquênio. Diante de referenciadas informações da EPE, torna-se dramático o padrão escolhido pelo Grupo de Trabalho ao acatar a incorporação da demanda sugerida pela Consultoria UFF.

No total do quinquênio, a projeção da UFF é 7,7% superior à Proposta Complementar da CEG, e 18,6% superior à da CEG Rio. Importante destacar o trecho constante do, já mencionado, PDE 2027 que faz a seguinte afirmação: “Há uma redução da importância



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

do setor industrial em 1 p.p. entre 2018 e 2027, excetuando-se o uso para produção de energia elétrica. **Entretanto este setor mantém-se como principal consumidor do gás natural, com 52% de participação no mercado em 2027**". (Grifo nosso)

Ademais, não há o que se falar em separação dos componentes a fim de calcular a demanda termelétrica da não termelétrica, uma vez que a adoção desse mecanismo importaria em separação total de apuração por segmento, o que viola os princípios contidos na atividade delegada.

Por todo exposto, a ABIVIDRO entende que a expectativa de montante da demanda proposta pelas Concessionárias está subestimada e não se encontra lastreada em fundamentos históricos e técnicos resolutos para sua escolha.

Necessário seria, com base nos estudos apresentados, a utilização dos montantes reais, para fins de projeção, já que consolidados no final de cada exercício.

Ademais, em razão do transcurso e demora na resolução do presente tema, o Grupo de Trabalho deveria valer-se dos parâmetros para estimar corretamente os dados com relação à demanda projetada para o ciclo revisional em questão com base nos dados reais ou – ao menos – no estudo da renomada EPE.

III. DO OPEX

Como reza o princípio da eficiência, os custos operacionais devem refletir o objeto das empresas para alcançar a redução de custos e aumento da produtividade.

De plano, observa-se ausência de coerência entre os valores propostos pelas Concessionárias, uma vez que **a projeção de demanda previa um mercado estagnado e pouco otimista, no entanto seus custos operacionais só crescem**. Esse cenário sinaliza que o plano das Concessionárias pode degradar ainda mais sua eficiência ao longo dos próximos 5 anos.

Expondo claramente os números, o valor de OPEX agregado para o próximo quinquênio da CEG Rio, foi projetado pela Consultoria UFF no importe de R\$ 388 milhões, ou seja, 20% inferior ao pleito original da Concessionária. O novo valor de OPEX apresentado na Proposta Complementar da CEG RIO é 7% inferior aos R\$ 455 milhões pleiteados pela Concessionária originalmente.

Destaca-se, ainda, a colocação da Consultoria UFF quando afirma que a mesma rubrica é **32% maior que o OPEX realizado no último quinquênio**, já atualizado pelo IGP-M data-base dezembro de 2016.

Na CEG o OPEX da Proposta Complementar foi surpreendentemente superior aos R\$ 2,7 bilhões originalmente pleiteados pela Concessionária. Nota-se que a Consultoria afirma o percentual de **18% superior quando comparado ao OPEX realizado no último quinquênio**.

Seguindo a lógica da redução dos custos operacionais, o Grupo de Trabalho opinou pela necessidade de redução dos custos projetados pelas Concessionárias e pela Consultoria UFF, fixando o montante de **R\$ 1.732 bilhão para CEG e R\$ 283,759**



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

milhões para CEG RIO. Reduzindo, portanto, em torno de 30% e 27%, respectivamente, ao estipulado pela Consultoria.

*Importante asseverar que já consta na Demonstração de Resultado da Companhia CEG2, os montantes realizados pela Concessionária nos anos de 2018 e 2019, onde o primeiro dispêndio muito se aproxima da projeção da UFF e o segundo encontra-se aproximadamente **13% menor** do que o estipulado pelas Concessionárias.*

Nessa toada, torna-se salutar que os cálculos da presente Revisão já contemplassem o apresentado pelo Grupo de Trabalho, motivo pelo qual a decisão do Conselho Diretor da AGENERSA não poderá se furtar de municiar-se das informações públicas e de responsabilidade da aferição deste Ente Regulador.

Assim sendo, a ABIVIDRO entende que o OPEX projetado deve refletir os dispêndios reais dos exercícios já findados (2018, 2019 e 2020) em razão do atraso na decisão regulatória.

IV. DOS INVESTIMENTOS

O referido tema é de extrema relevância nesse contexto revisional, principalmente em razão dos reiterados desencontros entre os investimentos previstos nas Revisões anteriores e aqueles efetivamente realizados pelas Concessionárias.

Historicamente, as Concessionárias não têm cumprido com as metas propostas nas respectivas Revisões, e como já mencionado pela Consultoria Contratada e, também, pelo Grupo de Trabalho, é possível notar as disparidades entre o que é realizado e o que foi aprovado pela Agência Reguladora.

Diante do cenário, em que os investimentos realizados no quinquênio anterior encontram-se muito abaixo dos previstos naquela 3ª Revisão Tarifária, sugere-se que as Concessionárias possam estar superestimando estes dados em suas projeções, visando a majoração da tarifa.

Comparando os montantes requeridos pelas Concessionárias, aferidos e alterados pela Consultoria e Grupo de Trabalho, tem-se o seguinte quadro que, de forma simplificada, realiza um comparativo elucidativo:

(...)

Importante pontuar o Voto exarado por este Ente Regulador no Reajuste de 2018, em que a AGENERSA prudentemente considerou, de forma temporária, que nas tarifas de 2018 fossem consideradas 50% dos investimentos propostos pela Concessionária.

Ao que tudo indica, parece acertada a decisão do Grupo de Trabalho em tentar aproximar os investimentos projetados à realidade, especialmente por utilizar-se das Demonstrações de Resultado publicadas pelas Concessionárias nos anos de 2018 e 2018, diferentemente do tópico anterior.

*Ademais, deve-se registrar a conduta reiterada das Concessionárias na tentativa de **inflar rubricas que acarretam majoração de tarifa**. Nessa linha, importante rememorar que a não realização de investimentos programados implica em **penalidades***



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

administrativas, nos termos da Cláusula Dez dos Contratos de Concessão, medida que ora se requer, sem prejuízo da reparação regulatória em proveito dos usuários.

V. DO SALDO DE INVESTIMENTOS NÃO REALIZADOS

No presente tópico, faz-se importante elucidar as problemáticas envolvidas nas Propostas das Concessionárias para a aplicação da metodologia de cálculo do saldo dos investimentos não realizados no 3º Ciclo Tarifário 2008-2012. Insta asseverar que compensar o saldo de investimentos não realizados, compreende na diferença entre os investimentos projetados e os realizados pelas Concessionárias, a serem apurados anualmente pela AGENERSA, conforme contido nos Pareceres 02 e 03/2013 – ASC nos Processos n.º E-12/020.522/2012 e E-12/020.523/2012.

Na mencionada 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas (Processos n.º E12/020.522/2012 e E-12/020.523/2012), as Deliberações AGENERSA nos 1.795/2013 e 1.796/2013 fixaram procedimento mais conservador do proposto pela então Consultoria Deloitte e, há época, acompanhado pelo Grupo de Trabalho, onde os valores de investimentos não realizados seriam compensados no mesmo montante em que os projetados. Ou seja, em que cada real que as Concessionárias deixassem de investir em expansão seria descontado na mesma proporção na fórmula para cálculo do Índice de Reposicionamento Tarifário "m".

*Naquela ocasião, restou determinado abertura de Processo Regulatório específico, com a realização de Consulta e Audiência Públicas, para estudo da metodologia de cálculo dos saldos dos investimentos não realizados e sua aplicação no cálculo de m (Processos CEG e CEG RIO - E-12/003.334/14 e E-12/003.335/14: Estudo da Metodologia de Cálculo dos Saldos dos Investimentos Não Realizados e sua Aplicação no Cálculo de m), onde – frisa-se – consta manifestação da Câmara de Política Econômica e Tarifária – CAPET, órgão técnico da AGENERSA, **pela manutenção das fórmulas adotadas na 3ª Revisão Quinquenal (método Deloitte).***

Segundo as Concessionárias, o método aprovado na 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas considera que o saldo dos investimentos não realizados deve ser trazido a valor presente, sendo o mesmo posteriormente subtraído da depreciação atrelada a esses investimentos não realizados, bem como subtraídos da base final, todos trazidos a valor presente, utilizando a taxa de remuneração previamente estabelecida no quinquênio anterior.

O Grupo de Trabalho apresentou Relatório com fundamento nos dados apontados ano a ano pelos Órgãos Técnicos desta AGENERSA em processos já votados no âmbito Regulatório, utilizando-se do modelo base o proposto pela FGV, sem implicar em aceitação de reconsideração do que já foi decidido.

Importante destacar a manifestação enviada pela Consultoria UFF quando instada a se pronunciar sobre o tema:

“A Economia/UFF recomenda à Agenersa não considerar efeitos retroativos do processo de revisão tarifária em ciclos anteriores que já foram analisados em revisões passadas, pelos seguintes motivos: (...)



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

d) Caso todos os efeitos retroativos fossem considerados, a celeridade do processo de revisão seria comprometida e o impacto das mudanças de metodologia seria amplificado.

e) Para justificar uma revisão específica para tratar desses efeitos (extraordinária), a concessionária deveria comprovar à Agenersa que a metodologia adotada para a compensação dos investimentos não realizados por ocasião do terceiro ciclo tarifário teria resultado em um desequilíbrio econômico persistente no contrato.

Por esses motivos, a consultoria UFF recomenda à Agenersa não incorporar o pleito das concessionárias expresso na Petição da Siqueira Castro.” (grifo nosso)

*O que pretendeu a Consultoria UFF foi alertar ao Regulador quanto a **necessidade de apuração efetiva de todas as rubricas constantes no fluxo de caixa a fim de compreender o efetivamente recebido pelas Concessionárias para realização do investimento**. Percebam, a Consultoria não apenas entende que não cabe a compensação do já aprovado no âmbito regulatório, como também impõe que a nova metodologia seja concretizada comportando uma **apuração mais aprofundada sobre o que efetivamente receberam as Concessionárias para realização daquele investimento**.*

O Grupo de Trabalho não considerou tal recomendação, acatando os parâmetros trazidos pelas Concessionárias, motivo pelo qual solicitamos alteração no entendimento para que a metodologia de cálculo se utilize de todos os parâmetros, análise e verificação do desequilíbrio contratual, ou que se mantenha a, já amplamente debatida, sugestão da Consultoria Deloitte na aprovada 3ª Revisão Quinquenal.

VI. DA TAXA DE REMUNERAÇÃO

Consta dos Contratos de Concessão (Cláusula Sétima, parágrafo 9º) a utilização do CAPM para determinação da Taxa de Remuneração do Capital. Entretanto, não é especificado explicitamente a consideração do capital de terceiros no cálculo da taxa de remuneração, desconsiderando o benefício do endividamento para as Concessionárias.

Dentre as Contribuições recebidas na Consulta Pública, realizada no âmbito da 4ª Revisão Tarifária Quinquenal das Concessionárias CEG e CEG RIO, destaca-se o entendimento de que o WACC poderia ser utilizado pela AGENERSA sem necessidade de adaptação contratual. Recomenda-se, para tanto, estudo específico sobre o tema para que o benefício de endividamento das Concessionárias seja incorporado ao cálculo da taxa de remuneração do capital, compartilhando-o com os consumidores.

A taxa utilizada pelas Concessionárias para remunerar a sua base de ativos representa o custo de oportunidade da empresa, ou seja, corresponde ao retorno mínimo que a Concessionária deveria receber para que seus investimentos tenham sentido econômico. É importante ressaltar que o Contrato de Concessão fluminense é bastante generoso nesse sentido, quando interpretado para não considerar custo de capital de terceiros (alavancagem) no cálculo, que seria o mais adequado e compatível com as melhores práticas.

Basicamente, durante o processo de Revisão, a Agência busca ajustar os parâmetros da fórmula de modo a definir a Taxa de Remuneração de Capital.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Diante da maturidade alcançada pelo setor elétrico brasileiro, e das características compartilhadas entre os setores, as Revisões Tarifárias da ANEEL são um benchmark natural para as Distribuidoras de gás natural do país. O que não ocorreu em sua integralidade.

Realizando comparações com outros processos, verifica-se que a TRC proposta pelas Concessionárias no 4º ciclo é superior aos valores verificados em processos de igual natureza do mercado, seguida pelo valor proposto no 3º ciclo. O fato dos valores propostos pela CEG e CEG Rio se mostrarem superiores aos demais, e a partir das análises realizadas anteriormente, é possível concluir que as Concessionárias estão se utilizando de parâmetros que sejam mais convenientes, e não aqueles que guardam coerência com critérios transparentes e objetivos.

No entanto, o Grupo de Trabalho optou por seguir suas fundamentações conforme indicado pela Consultoria UFF, fixando a taxa em 9,43%, a qual filiamo-nos – por ora, a despeito de parecer desproporcional e indevidamente elevado – visando não atrasar ainda mais a presente Revisão.

Assim, a ABIVIDRO compartilha do entendimento exarado pelo Grupo de Trabalho e pela Consultoria UFF, compreendendo uma taxa 1,44% inferior àquela Proposta no Relatório Complementar das Concessionárias.

VII. DOS 3^{os} TERMOS ADITIVOS AOS CONTRATOS DE CONCESSÃO

Além das considerações já exaradas na presente manifestação, outra importante mácula aos interesses buscados pelas Concessionárias em seus requerimentos administrativos está cunhada nos debates acerca do 3^{os} Termos Aditivos aos Contratos de Concessão.

Fixadas na Deliberação 3.288/2017 da AGENERSA, no curso do Processo Regulatório, a fundamentação do Voto traz o entendimento de sua Procuradoria, conforme transcrito abaixo:

“Tenha-se em mente que as razões esposadas no presente parecer realçam, mais uma vez, que os investimentos listados no 3º Termo Aditivo não foram realizados pela Concessionária CEG RIO, tendo sido remunerada pela tarifa para cumprimento das obrigações listadas, as quais permanecem inadimplidas até o momento presente, atraindo, pois, a imposição de penalidade de natureza grave em coerência com os preceitos do Contrato de Concessão. Não se podendo perder de vista que a Recorrente deixou de realizar durante estes anos vultuosos investimentos aos quais se encontrava obrigada, descumprindo assim o cronograma anual de investimentos projetados para o quinquênio, conforme os termos de deliberação em comento” (Processo E-12/003/121/2017, nos mesmos termos o Processo E-12/003/120/2017; Grifos nossos)

Essa constatação demonstra que as obrigações estabelecidas no 3º Aditivo não foram sequer cumpridas pelas Concessionárias. Não obstante, a CEG e a CEG Rio – que não realizaram os investimentos pactuados – pleiteiam o cumprimento unilateral de seus termos, onerando o Poder Concedente e os consumidores, de forma reiterada.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Sobre esse aspecto, é mister pontuar que eventuais valores atinentes à contraprestação de outorga de serviços não se confundem com a necessidade de ressarcir o consumidor em razão da não realização de investimentos que já foram anteriormente computados na formação da margem de distribuição. Em outras palavras, não podem os consumidores serem duplamente onerados.

Com efeito, e visando ilustrar a perpetuação das reivindicações, tem-se que o Termo Aditivo firmado em 2005, estabeleceu obrigações de investimento às Concessionárias que não foram cumpridas na data determinada contratualmente. Todavia, os montantes relacionados a tais obrigações compuseram a tarifa paga nos anos seguintes pelos usuários de gás canalizado.

Ressalta-se que, de acordo com o Termo Aditivo de 2005, na ausência (ou insuficiência) da realização dos investimentos determinados pela Agência Reguladora, as Concessionárias estariam sujeitas à penalidade de perda imediata da exclusividade contratual sobre a respectiva área de concessão, sem prejuízo de outras penalidades previstas no Contrato de Concessão. O que não foi verificado pela AGENERSA.

Assim, considerando que a obrigação de investimentos por parte das Concessionárias deveria se performar até o final de 2008, na ausência de realização das obras necessárias, as Concessionárias perderiam, naquela data, a respectiva exclusividade.

Como se não bastasse, aludido inadimplemento por parte das Concessionárias, caso se considere que o 3º Termo Aditivo foi celebrado em bases legítimas, este instrumento, tal qual o Aditivo anterior, foi também desrespeitado pelas Concessionárias, conforme informa a Procuradoria da AGENERSA.

Em outras palavras, há mais de 15 anos, as Concessionárias em questão foram remuneradas por tarifas que contemplaram investimentos não realizados e, até o momento, não devolveram o valor a maior na forma de modicidade tarifária e não sofreram as penalidades adequadas.

É necessário reiterar, nesse sentido, que a não realização de investimentos programados implica também na aplicação de penalidades administrativas, nos termos da Cláusula Dez do Contrato de Concessão, medida que ora se requer, sem prejuízo da reparação regulatória em proveito dos usuários.

Pontua-se, por fim, no que se refere especificamente ao 3º Termo Aditivo, que tais temas foram amplamente debatidos nos Processos Regulatórios E-12/003.120/2017, E-12/003.121/2017 e E-12/003.231/2017, respeitado o direito de ampla defesa e contraditório para todas as partes envolvidas e consubstanciado na Deliberação AGENERSA nº 3.167/2017, dentre outras.

Outrossim, destaca-se que as decisões ali proferidas foram fundamentadas, inclusive no Parecer Jurídico emanado pela Procuradoria Geral do Estado, lotado na Secretaria da Casa Civil e Desenvolvimento Econômico do Estado do Rio de Janeiro e, atualmente, encontram-se pendentes de cobrança nos Processos Regulatórios E-12/003.001/2018 e E-12/003.002/2018.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Ante o exposto, e considerando as questões aventadas, é importante que a AGENERSA mantenha o posicionamento para compreender que não devem compor o Fluxo de Caixa Revisional nenhum impacto referente aos Terceiros Termos Aditivos, em observância ao determinado nos § 6º e § 7º da Cláusula Sétima dos Contratos de Concessão, conforme intenção do próprio Poder Concedente, quando da elaboração dos Aditivos em questão (Item 2.1.2).

VIII. DA LEI DO GÁS

Para análise do presente tópico, é fundamental compreender que a competitividade do gás natural depende de um desenho de mercado adequado, regulado e economicamente incentivado.

A Lei do Gás, nº 11.909 de 2009, introduziu importantes inovações regulatórias quanto aos tipos de usuários e na distribuição de gás Estadual. Esta Lei introduziu as figuras do consumidor livre, autoprodutor e auto importador de gás natural.

*Outro aspecto, consiste na redução de participação da supridora Petrobras na cadeia de gás natural, que acentuou a necessidade de um novo desenho do mercado de gás natural para **desenvolvimento de um ambiente propício aos investimentos, com competição e múltiplos agentes.***

Muitos desafios para um novo desenho do mercado de gás natural estiveram em discussão no âmbito do programa Gás Para Crescer do MME, que teve foco no estabelecimento de bases para implementação de medidas de estímulo à concorrência, promoção da competição na oferta, harmonização entre as regulações estaduais e federal, regulação do mercado livre e a redução da assimetria de informações, aumentando a transparência e previsibilidade do mercado. Logo, se adequadamente endereçadas, essas questões possuem o potencial de alavancar significativamente o mercado de gás natural nos próximos anos.

No que concerne a correlação do tema com a Revisão Quinquenal de Tarifas, tal ato não se faz oportuno, uma vez que os eventuais desequilíbrios, fruto desse novo mercado, após suas definições tarifárias – tão ansiosamente aguardadas – deverão ser objeto de demanda autônoma, conforme entendimento da Consultoria, do Grupo de Trabalho e da Procuradoria da AGENERSA.

Desse modo, qualquer tentativa, no presente feito, de embutir os impactos do arcabouço regulatório em voga para os agentes livres, se molda como evidente tentativa protelatória para ambos os temas.

No entanto, a metodologia tarifária a ser aplicada aos agentes livres é questão de primeira ordem na Pauta Regulatória, e esta Associação roga por maior celeridade na tramitação do tema.

IX. DO FATOR X

A aplicação de um fator de produtividade mínima esperada, conhecido por Fator X, é crucial na regulação por incentivo.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

*Ao longo do intervalo regulatório, em que vigora o preço máximo estabelecido na Revisão Tarifária, os ganhos de produtividade oriundos de operação mais eficiente e redução de custos são apropriados pela Concessionária. Para incentivar a **busca por maior eficiência e compartilhar parte dos ganhos esperados com os consumidores, aplica-se um Fator X** que reduz o preço máximo atualizado a cada período dentro do intervalo regulatório. Em outras palavras, recompõe-se a inflação do período e aplica-se um fator redutor correspondente ao ganho de produtividade esperado para o período.*

O dimensionamento correto do Fator X não é trivial e pode gerar distorções para as Concessionárias, caso sejam estabelecidas metas não factíveis como aquela reiteradamente proposta pelas Concessionárias. A determinação do Fator X pode envolver a análise dos custos históricos das Concessionárias, é uma tentativa de projetar ganhos esperados de produtividade (método de Produtividade Total dos Fatores); ou, alternativamente, pode envolver projeções de custos e mercado futuros, para projetar possíveis ganhos (método de fluxo de caixa descontado).

*A não utilização do Fator X, por sua vez, no contexto de regulação por incentivo e preço teto, **reduz as pressões regulatórias por maior eficiência operativa gerando resultados sobre remuneração da Concessão**. Sem o compartilhamento de ganhos por eficiência, a rentabilidade obtida pode exceder a Taxa de Remuneração de capital definida na Revisão, já que os ganhos ao longo do intervalo regulatório por **redução de custos são totalmente apropriados pelas Concessionárias**.*

Embora os Contratos das Concessionárias CEG e CEG Rio contemplem o Fator X nos Reajustes Tarifários, conforme disposto na Cláusula 7ª, a sua aplicação ainda não foi posta em prática pela AGENERSA. A Agência determinou, em 2015, através das Deliberações nº 2.726 e n.º 2.727, que a aplicação do Fator X deveria ser incorporada aos Contratos de forma explícita por meio de Aditivos, estabelecendo a sua aplicação como um redutor dos reajustes anuais. Mas até então não prosperou.

Portanto, deve a Agência incluir a metodologia proposta e sua efetiva aplicação visando combater a prática de ações contra os consumidores, bem como garantir os níveis de custo prudentes e ajustados à real necessidade operacional da concessão do serviço.

*A Procuradoria da AGENERSA explicita entendimento de que **apenas mediante Aditivo Contratual é possível sua implementação**, afirmando, ainda, que fazê-lo ou não, deve expressar a vontade do Poder Concedente.*

Referido entendimento nos parece inadequado, na medida em que o Fator X (i) se insere na lógica de regulação por incentivos, como acima referido, (ii) se coaduna com a legislação aplicável, e (iii) é plenamente recepcionado pelo Contrato de Concessão, razão pela qual deve ser aplicado, ainda que em atuação discricionária da agência reguladora. Nesse sentido, boa parte dos parâmetros revisionais não se encontram expressos pelo Contrato, sendo certo que cabe ao Regulador suprir e exarar normativas que venham a prover as lacunas do instrumento contratual, conforme dispõe a Cláusula Oitava §1º dos Contratos de Concessão no que diz respeito as diretrizes definidas pela AGENERSA.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Por tais motivos, a ABIVIDRO entende pelas utilização dos Fator X e sua aplicação imediata.

X. DO FATOR K

Se mostra essencial, ainda, a fixação de um índice que verifique se as metas que são esperadas para ocorrer durante o próximo intervalo regulatório, estão efetivamente ocorrendo.

Como é sabido, nem sempre a diferença entre as metas projetadas e realizadas são compensadas na próxima Revisão Tarifária. No entanto, a AGENERSA faz a apuração anual do seu cumprimento por meio de Processos Regulatórios de fiscalização dos investimentos projetados.

Na literatura e, também, nas boas práticas regulatórias, a tarifa deve ser ajustada a cada ano durante o intervalo regulatório em função das metas de fato realizadas. Este ajuste é conhecido por “Fator K”.

A referida correção ao longo do intervalo regulatório é de suma importância, já que reduz as distorções que podem ocorrer nesse contexto, desonerando o consumidor que está pagando por metas superestimadas.

O Regulador Estadual do Estado de São Paulo (ARSESP) se utiliza do Fator K para corrigir as distorções decorrentes das projeções da demanda e da estrutura tarifária ao longo do ciclo tarifário.

Nos Contratos do Rio de Janeiro não está previsto o termo de ajuste K ao longo do ciclo e tampouco as Revisões Tarifárias levam em conta a discrepância entre margem máxima e margem obtida no ciclo tarifário anterior.

Sendo assim, fica evidenciado que as Concessionárias podem se beneficiar ou podem se prejudicar com a evolução da demanda, o que não deve ser permitido por este Regulador, motivo pelo qual pleiteia-se imediata utilização do Fator K, assim como do Fator X, sem a necessidade de abertura de mais um Processo Regulatório, tendo em vista que a matéria já foi amplamente debatida.

XI. DO REDESENHO TARIFÁRIO

No cerne da questão para propor a nova estrutura tarifária, o Grupo de Trabalho se posicionou conforme segue:

“O Contrato de Concessão inclui, entre os direitos e deveres da Concessionária, a propositura de um novo redesenho da estrutura tarifária, para análise nos trabalhos de revisão quinquenal. A CEG apresentou uma sugestão, que não recebeu críticas graves ou reparos pela Consultoria, e que este GT acata, e a partir de seus dados, combinados com a margem de reposicionamento por nós calculada (...)”.

Considerando que o trecho acima encontra-se idêntico nos Relatórios de ambas as Concessionárias, restou evidenciado que o Grupo de Trabalho acatou na íntegra o Redesenho Tarifário proposto pelas Concessionárias sem nenhuma justificativa plausível.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

*As Concessionárias incluíram o Redesenho Tarifário na Proposta Geral Complementar, ou seja, fez constar a nova Proposta com alteração dos valores unitários das margens limite de cada faixa de consumo, que foram reposicionadas **conforme estratégia comercial das Concessionárias, apenas.***

Sem mesmo adentrar as alterações na estrutura tarifária, descritas detalhadamente pelas Concessionárias, de plano, importante asseverar tratar-se de matéria cujas discussões devam seguir um lastro probatório mais extenso que deverá contar com Consulta e Audiência Públicas, onde os interessados e toda sociedade civil poderão, amplamente, debater e utilizar-se do direito ao contraditório.

*A Procuradoria da AGENERSA, sem ao menos compreender tamanha complexidade do tema, afirmou não “haver óbice legal desta ação regulatória”, no entanto, não considerou que a **matéria não foi debatida como faz jus a sua relevância**, uma vez que ao incorporar a nova estrutura proposta pelas Concessionárias, ambos compactuam com um **incremento em torno de 20% de margem.***

*Portanto, **deve o tema ser objeto de demanda autônoma**, autuado com o intuito de contemplar a participação popular e principalmente do Poder Concedente Estadual – que não se manifestou expressamente quanto à aprovação da nova estrutura tarifária – não podendo tal aprovação servir de objeto de ajuste para melhorar o cenário para as Concessionárias.*

Cumpre-nos afirmar que eventual reclassificação de segmentos específicos é guiada não apenas por critério econômico, mas também por interesse comum e estratégico do Poder Público, para fomentar determinados ramos e atividades, motivo pelo qual a Proposta de Redesenho Tarifário das Concessionárias deva ser excluído do presente feito.

Pelas razões acima, a ABIVIDRO roga pela exclusão do Redesenho Tarifário proposto pelas Concessionárias, posto que fere a modicidade tarifária, para tratá-lo de forma autônoma em Processo Regulatório próprio.

XII. DA RETROATIVIDADE TARIFÁRIA

Sobressaltou os olhos que o Grupo de Trabalho não tenha se pronunciado quanto à necessidade de retroagir a aplicação das tarifas para o 1º ano do quinquênio, o que merece toda atenção do Colegiado julgador.

Apenas para desmembrar o cenário, o Contrato de Concessão prevê que os valores utilizados como base no processo de Revisão Tarifária sejam referentes ao mês de dezembro do 4º ano de cada ciclo, tendo em vista que a Revisão para o ciclo seguinte deve ocorrer durante o 5º ano de cada ciclo. De forma geral, no processo de Revisão, a CEG e a CEG Rio utilizaram como base os valores de Dezembro de 2016, devendo a tarifa vigorar com vigência para Janeiro de 2018.

Entretanto, dado ao atraso do processo, importante que a Agência se utilize dos últimos dados disponíveis, ou seja, valores de 2017, 2018, 2019 e – talvez – até de 2020, a fim de evitar quaisquer distorções a respeito dos valores efetivamente realizados nas projeções das Concessionárias, retroagindo sua aplicação para o ano de vigência.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Baseando-se, ainda, na experiência de atrasos nos processos de Revisão Tarifária para o 3º ciclo, foi aplicada uma parcela de retroatividade de forma a compensar a margem “erroneamente” cobrada durante o ano de 2013. Esperava-se que o Grupo de Trabalho elaborasse seu Relatório atentando para tais compensações.

Limitaram-se, os técnicos da Agência, a dizer que os valores identificados são idênticos aos da UFF. Caberia ao Grupo de Trabalho apresentar os valores recebidos a maior pelas Distribuidoras referente ao lapso temporal que separa o ciclo revisional que – diga-se de passagem – encontra-se praticamente findado.

Sendo assim, deve a presente Revisão de Tarifas contemplar a compensação dos valores recebidos a maior pelas Concessionárias em Decisão única, não cabendo mais postergação para fixação da estrutura tarifária para quinquênio em tramitação.

XIII. DA REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO – m

Após análise das premissas em seus pontos de atenção, importante compreendermos os cenários propostos no presente processo.

A Concessionária CEG requereu, em sua Proposta Original, um reposicionamento de 24,57%; na Proposta Complementar, 15,10%; na Carta DIRPIR 121/18 apresentou 16,42%; e na DIRPIR 144/18, 20,48%. Já na CEG Rio, a Proposta Original indica a necessidade de reposicionamento de 34,67%; na Complementar de 26,68%; na DRPIR 121/18, 27,28%; e na DIRPIR 144/18, 38,40%.

*A Consultoria UFF, contratada para auxiliar externamente a AGENERSA nos estudos da Revisão, apresentou seus cálculos para o reposicionamento da margem considerando, ou não, os efeitos dos 3ºs Termos Aditivos aos Contratos de Concessão. Em síntese, das análises da Proposta Original da Concessionária CEG, a Consultoria entendeu **redução de 2,53%** (quando não considerados os efeitos do 3º Termo Aditivo) e **majoração de 1,30%** (quando considerados os efeitos do 3º Termo Aditivo). No que se refere à Concessionária CEG Rio, entendeu **redução de 35,09%** (quando não considerados os efeitos do 3º Termo Aditivo) e **redução de 11,77%** (quando considerados os efeitos do 3º Termo Aditivo).*

*Posteriormente, a Consultoria foi novamente instada a se manifestar acerca da Proposta Complementar (Cartas CEG PRESI n.º 017/2018 e CEG RIO PRESI n.º 018/2018) apresentada pelas Concessionárias onde, ao aplicarem os parâmetros por eles estudados, concluem pela **redução de 39,96% (para CEG RIO) e 1,31% (para CEG)**, quando não considerados os efeitos do 3º Termo Aditivo, e **redução de 16,81% (para CEG RIO) e 5,23% (para CEG)**, quando considerados os efeitos dos 3 os Termos Aditivos.*

*Dessa forma, o Grupo de Trabalho propôs o reposicionamento da margem contendo **redução de 83,92% (para CEG RIO) e 13,47% (para CEG)**.*

Apesar de parecer adequado, no exercício do Grupo de Trabalho pende a necessidade de exclusão do Redesenho Tarifário, bem como pelo cálculo da Retroatividade dos valores recebidos a maior pelas Concessionárias, para fixação da Estrutura Tarifária no ciclo vigente, o que se pugna seja realizado pela Agência.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

XIV. DAS CONCLUSÕES

Pelas questões acima detalhadas e considerando o longo período de atraso da Revisão em curso, esta ABVIDRO espera pelo célere julgamento do feito, bem como pelas adequações técnicas sugeridas, devendo este Conselho Diretor:

- i) Considerar o Estudo da EPE na projeção da demanda para o ciclo 2018/2022;*
- ii) A utilização dos últimos dados disponíveis pelas Demonstrações de Resultados das Concessionárias para as projeções do ciclo 2018/2020, referente a composição dos custos operacionais e investimentos realizados;*
- iii) Aplicação de penalidade pecuniária pelo não cumprimento das metas do ciclo anterior (2013 – 2017), com base nas Cláusulas Dez dos Contratos de Concessão;*
- iv) Considerar a metodologia da Deloitte para compensação do saldo de investimento não realizado ou, alternativamente, que seja realizada uma apuração pormenorizada, como sugere a Consultoria da UFF;*
- v) A utilização da Taxa de Remuneração sugerida pela UFF e acatada pelo Grupo de Trabalho;*
- vi) Pela não inclusão dos impactos do 3º Termo Aditivo no fluxo de caixa das Concessionárias;*
- vii) Determinar que os impactos da Lei do Gás sejam objetos de demanda autônoma, rogando pela celeridade de definições tarifárias;*
- viii) Determinar a inclusão do Fator X como metodologia, já aprovadas nas Deliberações AGENERSA 2.726 e 2.727 de 2015;*
- ix) Determinar a inclusão do Fator K, utilizando-se dos mesmos parâmetros definidos pela ARSESP;*
- x) Que seja excluído da nova Estrutura Tarifária, proposta pelo Grupo de Trabalho, o Redesenho Tarifário para que o tema seja tratado em Processo Regulatório específico, em razão de sua complexidade.*

Certos de que as considerações esposadas serão aceitas, renovamos protestos de estima e consideração pelos trabalhos, ora realizados, a ABIVIDRO coloca-se à disposição da Agência para auxiliar no deslinde da Revisão Tarifária.

(vii)Razões Finais CEG RIO²³⁹, por meio da Carta PRESI 006/2021, às fls. 5.919/5.921

Prezado Senhor Conselheiro Relator,

Com cumprimentos, a CEG RIO, no processo regulatório supra, mencionado, vem expor e aduzir o quanto segue:

²³⁹Razões Finais CEG RIO, por meio da Carta PRESI 006/2021, às fls. 5.919/5.921.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

O Parecer Exarado pelo Grupo de Trabalho nos autos do processo regulatório de Revisão Tarifária Ordinária da Concessionária CEG RIO apontou uma redução nas margens da CEG RIO, na ordem de 83,9%, aplicável a partir do ano de 2018. Em que pese discordarmos desse resultado, o atraso na finalização do processo da 4ª Revisão Tarifária da CEG RIO, impõe um tratamento excepcional, no que se refere á aplicação retroativa do seu resultado.

Assim, em função do atraso de mais de 3 anos na aplicação do resultado da 4ª Revisão Tarifária da CEG RIO, fica inviável proceder à compensação da retroatividade, somente nos 22 meses remanescentes quinquênio 2018- 2022.

Dessa forma, propomos a essa Agência, aplicar a compensação da retroatividade em questão pelos 72 meses subsequentes ao mês em que for finalizada a 4ª Revisão Tarifária da CEG RIO, sendo esta, no nosso entendimento, a única forma de realizar tal procedimento, sem inviabilizar a continuidade das atividades da CEG RIO.

É o relatório.

Silvio Carlos Santos Ferreira
Conselheiro-Relator



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Processo nº.: E-12/003.124/2017

Apeosos: E-12/003.522/2012; E-12/003.330/2014.

Data de autuação: 14/02/2017

Concessionárias: CEG

Assunto: 4ª Revisão Tarifária Quinquenal da Concessionária CEG.

Sessão Regulatória: 10/03/2021

VOTO

SUMÁRIO

I. INTRODUÇÃO

II. DA INSTRUÇÃO PROCESSUAL

III. CARACTERIZAÇÃO DA CONCESSÃO DA CEG

IV. ARCABUÇO LEGAL E REGULATÓRIO

V. METODOLOGIA DE REVISÃO TARIFÁRIA

VI. METODOLOGIA DE CÁLCULO DO REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO

VII. OFERTA DE GÁS NO ESTADO DO RIO DE JANEIRO

VIII. LEI DO GÁS



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Desconto dos Encargos de Comercialização para os Agentes Livres

Tarifas Específicas para Novos Gasodutos Dedicados

Alteração da Estrutura Tarifária – Consumidor Livre, Autoprodutor e Autoimportador

IX. COMPONENTES DO FLUXO DE CAIXA

Taxa de Remuneração

Demanda

Projeção da Demanda - Segmento Termelétrico

Projeção da Demanda – Segmento Não Térmico

Margem Não Reposicionada

Receitas Correlatas

Custos Operacionais – OPEX

Terceiro Termo Aditivo

Alteração das Metas de Investimentos da 3ª Revisão Quinquenal e Devolução de tarifa

IX.6.1. 1. Plano de Investimentos 2018 a 2022 - Nova Meta Contratual

2. Devolução de Tarifa

Intangível do 3º Termo Aditivo e considerações na Base de Remuneração

IX.6.3. Decisões do Conselho-Diretor – Deliberações AGENERSA

Plano de Investimentos 2013-2017



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Avaliação do cumprimento do plano de investimentos 2013-2017

Metodologia de Cálculo do Saldo de Investimentos e Retroatividade da Metodologia Aplicada

Cálculo do Saldo dos Investimentos

Plano de Investimentos 2018-2022

Base de Remuneração dos Ativos – BRA

Deduções da Base de Cálculo dos Impostos

Compensação da Retroatividade da 3ª Revisão Quinquenal (2013-2017)

Custos Autorizados pela Agência Reguladora

Obrigatoriedade do Call Center da concessionária receber ligação sem custo

Medidas adotadas pela concessionária após o incidente na localidade Fazenda Botafogo

Cálculo do Reposicionamento Tarifário – m

Compensação da Retroatividade Tarifária da 4ª Revisão Quinquenal

X. ESTRUTURA TARIFÁRIA

XI. FATOR X

XII. FATOR K



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Trata-se do Processo Regulatório da 4ª Revisão Quinquenal da concessionária CEG, instaurado visando à avaliação do equilíbrio econômico-financeiro da concessão e sua recomposição pelo reposicionamento das margens de distribuição no quinquênio 2018-2022.

Por oportuno, faz-se importante registrar que o presente processo é objeto de ação judicial, sob o Processo nº 0290848-46.2020.8.19.0001, que tramita na 1ª Vara da Fazenda Pública do Rio de Janeiro e cujo autor é a concessionária CEG.

Outrossim, comunico a tramitação do processo TCE-RJ nº 113.462-9/14, na Corte de Contas do Estado do Rio de Janeiro, que versa sobre o 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da CEG, cujos efeitos impactam diretamente na revisão tarifária.

Acrescento ainda que, conforme suas atribuições legais e regimentais, este Conselho-Diretor, em cumprimento às determinações legais e judiciais realizará todas as adequações e/ou alterações que se fizerem necessárias ao seu tempo.

I. INTRODUÇÃO

O processo de revisão quinquenal tem como escopo determinar o equilíbrio econômico financeiro da concessão através da avaliação de desempenho da concessão nos últimos cinco anos, propondo ajustes, melhorias e compensações. Para a definição do índice de reposicionamento das margens, faz-se necessário, também, estimar a evolução das receitas e despesas incidentes na concessão para o próximo quinquênio, com base nas diretrizes emanadas pelo Poder Concedente, nas solicitações advindas de todos os atores da concessão e em observância aos ditames legais.

Desse modo, a Revisão Quinquenal de Tarifas de Concessionárias prestadoras de Serviços Públicos do Estado do Rio de Janeiro, encontra-se disposta no Artigo 2º da Lei Estadual



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

nº 2.752/1997, Artigo este recepcionado pelo Contrato de Concessão da Concessionária CEG, em sua Cláusula Sétima.

Para se atingir o objetivo proposto, o trabalho foi pautado pelos aspectos legais, econômicos e operacionais inerentes à regulação da concessão. Perseguindo esse objetivo, no trabalho serão apresentados os procedimentos regulatórios para início e para o desenvolvimento do processo. Em seguida, é feita uma breve caracterização da concessão e a apresentação do arcabouço legal e regulatório que norteiam o desenvolvimento do trabalho. Após essas explanações, adentraremos nas questões específicas da concessão da CEG, quando então serão definidas a metodologia e a fórmula de cálculo do índice de reposicionamento tarifário, assim como os componentes e particularidades que influenciam diretamente a decisão.

II. DA INSTRUÇÃO PROCESSUAL

Quando do início do processo, esta Reguladora enviou ofício à CEG em 08/02/2017, visando dar ciência quanto à abertura do presente feito e a criação do Grupo de Trabalho – composto por funcionários dos órgãos de assessoramento técnico e jurídico desta Agência. E informou, ainda, *“que a Proposta da 4ª Revisão Quinquenal deverá ser enviada até junho de 2017, conforme §3º da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão.*

Cabe, ainda, aduzir que em atendimento aos termos contratuais, a Concessionária deveria apresentar sua Proposta Inicial à Revisão Quinquenal em um prazo de até 06 (seis) meses antes do termo inicial do quinquênio seguinte – junho de 2017. Acontece que, excepcionalmente, existiram pedidos de dilação de prazo, pela CEG, para a entrega da referida Proposta. Assim, a efetiva entrega da Proposta Revisional pela Concessionária a esta Autarquia se deu em novembro de 2017, com a devida autorização do Conselho-Diretor da AGENERSA e do Poder Concedente.

Importante frisar que os estudos revisionais buscam a realização de todas as etapas do processo, de modo a reduzir a assimetria de informação e ampliar a isonomia entre os agentes do



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

mercado, em respeito e garantia aos Princípios basilares do Contraditório, da Ampla Defesa e do Devido Processo Legal. Nesse sentido, em 23/02/2018 foi publicado no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro o aviso da realização da Consulta Pública nº 04/2018 sobre a Proposta da 4ª Revisão Quinquenal da Concessionária CEG, “*tendo em vista as definições que estabelecerão os novos Limites Tarifários e Base Remunerada da Concessionária, a serem praticados no quinquênio 2018-2022, nos termos do Contrato de Concessão*”. O aviso informando a convocação para a Audiência Pública, sobre as Propostas da 4ª Revisão Quinquenal da CEG, foi publicado no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro de 28/02/2018. As etapas de consulta e audiência públicas contaram com a ampla participação de vários agentes.

Em 03/10/2018 foi realizada nova Audiência Pública para ampla e transparente discussão, pela sociedade e todos os interessados, acerca da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas das Concessionárias CEG e CEGRio.

Considerando que o processo de revisão quinquenal possui relevância significativa, sendo o processo regulatório mais importante a tramitar na Agência e considerando que o descumprimento dos prazos para entrega da proposta inicial da concessionária acarretaram atrasos na aplicação do reposicionamento das margens, no presente caso em desfavor dos consumidores, pois pelas análises do Grupo de Trabalho é possível auferir que as margens praticadas no 5º ciclo revisional (2018-2022) estão superiores ao seu patamar de equilíbrio, sugiro ao Conselho-Diretor aplicar à concessionária CEG a penalidade de multa, no valor de 0,1% (um décimo por cento) do seu faturamento nos últimos 12 (doze) meses anteriores à prática da infração, com base na Cláusula Décima do Contrato de Concessão e no art. 19, inciso IV da Instrução Normativa AGENERSA/CD nº 001, de 04/09/2007, em razão de não ter cumprido o prazo estipulado no contrato de concessão para entrega da proposta de revisão tarifária. Ressalto que tal medida não foi adotada anteriormente a fim de evitar que a concessionária promovesse a paralização do processo por via judicial, o que acarretaria maiores atrasos, e por consequência, maiores prejuízos aos usuários.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

III. CARACTERIZAÇÃO DA CONCESSÃO DA CEG

Antes de adentrar nas questões jurídicas e técnicas, faz-se necessário conhecer alguns aspectos relevantes da concessão da CEG, visando facilitar a compreensão do processo revisional e das particularidades que envolvem a prestação do serviço público de distribuição de gás canalizado no Estado do Rio de Janeiro.

Início a caracterização listando os municípios integrantes da área de concessão da CEG, a saber, Rio de Janeiro, Belford Roxo, Duque de Caxias, Guapimirim, Itaboraí, Itaguaí, Japeri, Magé, Mangaratiba, Maricá, Nilópolis, Niterói, Nova Iguaçu, Paracambi, Queimados, São Gonçalo, Tanguá, Seropédica e São João de Meriti.

Analisando sua atuação no ano de 2019, verifica-se que a concessionária prestou o serviço de distribuição de gás em 19 municípios, sendo 17 com rede de gás canalizado e dois com GNC (projetos estruturantes).

O quantitativo de clientes, o volume de vendas e os investimentos realizados nos anos 2018 e 2019 são resumidos nas tabelas a seguir, disponibilizadas no Informe Anual Integrado 2019:

Tabela 01. Demanda Realizada - Número de Clientes por Segmento

Número de Clientes	2019	2018	Variação
Residencial	950.301	941.263	9.038
Comercial	12.923	12.641	282
Industrial	257	259	(2)
Geração Elétrica + ATR*	4	4	0
GNV	472	465	7
Total	963.957	954.632	9.325



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Tabela 02. Demanda Realizada – Volume (m³) por Segmento

Vendas (mil m ³ /dia)	2019	2018	Variação %
Residencial	308,80	321,50	(3,95)
Comercial	202,00	204,80	(1,37)
Industrial	1.191,60	1.293,90	(7,91)
Postos de GNV	2.759,50	2.639,60	4,54
Total do mercado convencional	4.461,90	4.459,80	0,05
Geração Elétrica + ATR*	5.857,20	7.056,00	(20,82)
Total	10.319,10	11.515,80	(10,39)

Tabela 03. Investimentos Realizados – (R\$ mil)

Investimentos (R\$ mil)	2019	2018	Variação (%)
Expansão	55.891	71.202	(21,50)
Conservação e Renovação	85.367	70.294	21,44
Outros Investimentos*	19.262	12.603	52,84
Total	160.520	154.099	4,17

*Tecnologia da Informação/Frota/Instalações/Outros

Quanto aos resultados financeiros, a concessionária CEG dispõe:

Houve um avanço significativo do desempenho financeiro em 2019. Registramos um Lucro Operacional de R\$ 598 milhões e Lucro Líquido de R\$ 373 milhões, representando um crescimento de 45% e 115%, respectivamente, frente ao ano de 2018. Esse crescimento deve-se à melhora no resultado operacional, por altas de novos clientes, menores custos de administração associados ao plano de eficiência implementado pela empresa, indexação de tarifas e menores gastos de contingências reconhecidos, em comparação ao ano de 2018. Os investimentos consolidados da companhia totalizaram 160,5 milhões, focados principalmente em crescimento e melhoria na qualidade do fornecimento. Com um crescimento na base de cliente de 1%, alcançamos um total de 963.957 clientes ativos.”

Fonte: Informe Anual Integrado 2019



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Em complemento as informações obtidas no site da concessionária e lembrando que o término da concessão se dará em 2027, o Grupo de Trabalho da AGENERSA acrescenta:

“O Estado do Rio de Janeiro já conta com 22 (vinte e dois) anos de concessão dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado. De titularidade dos Estados (art. 25, § 2º, da CF/88 e art. 72, § 2º, da CE/RJ), a prestação dos aludidos serviços foi delegada às Concessionárias CEG e CEG RIO em julho de 1997 a fim de, sobretudo, otimizar sua execução e expandi-la, porquanto a distribuição de gás é um serviço público essencial à população.

Os contratos de concessão foram firmados entre o Estado do Rio de Janeiro (Poder Concedente) e CEG e CEG RIO pelo prazo de 30 (trinta) anos e são dotados, nos termos das respectivas cláusulas segundas dos correspondentes instrumentos concessivos, de exclusividade. Diga-se exclusividade porque a distribuição de gás canalizado constitui monopólio natural. Não faria sentido econômico a existência de duas redes de distribuição, de diferentes distribuidoras, no mesmo local. Por assim dizer, referido serviço conclama uma regulação eficaz. Mesmo porque a outorga de concessão para que o particular explore a atividade de distribuição de gás - atividade econômica que é, também, serviço público - deve ensejar regulação intensa, considerando o interesse público envolvido”.

Realizada uma breve caracterização da concessão, passo agora a apresentação do arcabouço legal e regulatório que norteiam o processo revisional.

IV. ARCABOUÇO LEGAL E REGULATÓRIO

As definições oriundas do arcabouço legal e regulatório do processo de revisão tarifária tem como ponto central o princípio do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

concessão, amplamente discutido no meio jurídico. Nesse sentido, trago ao presente lições do Ilmo. Professor José dos Santos Carvalho Filho¹:

“(...) Com efeito, se do concessionário é exigida a obrigação de manter serviço adequado (art. 175, parágrafo único, IV, CF), não pode ser relegada a contrapartida da obrigação, ou seja, o direito de receber o montante tarifário compatível com essa obrigação. Se, de um lado, não devem as tarifas propiciar indevido e desproporcional enriquecimento do concessionário, com graves prejuízos para os usuários, de outro não pode o seu valor impedir a adequada prestação do serviço delegado pelo Estado. Por isso mesmo, várias decisões judiciais asseguram a concessionária o direito à revisão das tarifas.”

Acrescento ainda as considerações do Ilmo. Professor Celso Antônio Bandeira de Mello², que esclarece:

“Entende-se por equilíbrio ou equação econômico-financeira, conforme conceituação feliz de Marcel Waline: ‘... a relação que foi estabelecida pelas próprias partes contratantes no momento da conclusão do contrato, entre um conjunto de direitos do contratado e um conjunto de encargos deste, que pareceram equivalentes, donde o nome de equação; desde então esta equivalência não mais pode ser alterada’”.

A concessão dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado está prevista no artigo 25 da Constituição Federal, que delega a exploração da atividade econômica para o Estado, através da concessão dos serviços e a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro do Contrato é garantia pelo artigo 37, XXI da Constituição Federal ao prestador do serviço delegado *in verbis*:

¹ CARVALHO FILHO, José dos Santos. *Manual de Direito Administrativo*, 26. Ed. rev., ampl. e atual. até 31/12/2012. – São Paulo: Atlas, 2013, p. 385.

² MELLO, Celso Antônio Bandeira de. *Curso de direito administrativo*, São Paulo, Malheiros, 27. ed., 2010, p. 702, apud *Droit Administratif*, 5ª ed., Paris, Sirey, 1963, p. 618



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

“Art. 37. A administração pública direta e indireta de qualquer dos Poderes da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios obedecerá aos princípios de legalidade, impessoalidade, moralidade, publicidade e eficiência e, também, ao seguinte:

(...)

XXI - ressalvados os casos especificados na legislação, as obras, serviços, compras e alienações serão contratados mediante processo de licitação pública que assegure igualdade de condições a todos os concorrentes, com cláusulas que estabeleçam obrigações de pagamento, mantidas as condições efetivas da proposta, nos termos da lei, o qual somente permitirá as exigências de qualificação técnica e econômica indispensáveis à garantia do cumprimento das obrigações.”

Adentrando nas especificidades da legislação estadual, o Grupo de Trabalho da AGENERSA leciona:

“11.2.As revisões tarifárias e suas previsões legais e contratuais.

Uma Revisão Tarifária, como já subentendido no item anterior, é o momento adequado para avaliar o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão.

É realizada pela AGENERSA nos termos da Lei estadual n.º. 4.556/2005 que, em seu art. 2º, estabelece o poder regulatório da Autarquia estadual na distribuição de gás canalizado e, no art. 4º, atribui à Agência Reguladora o poder de decidir sobre os pedidos de revisão de tarifas.

As Revisões Tarifárias foram previstas, ainda, nos arts. 9º, §2º, 23, IV, e 29, V, da lei 8.987/95, legislação que dispõe sobre o regime de concessão



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

e permissão da prestação de serviços públicos e teve a pretensão de editar normas gerais sobre o assunto.

Por ser a distribuição de gás um serviço de competência dos Estados, a lei estadual 2.752/97 delineou a preocupação com o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos, tratando da revisão tarifária no seu art. 2º, dispositivo que também determinou a frequência da revisão tarifária a cada 05 (cinco) anos.

A Revisão Quinquenal de Tarifas está presente, ainda, no art. 7º e parágrafos do contrato de concessão da CEG, até porque, segundo a diretriz da lei 8.987/95 e seu art. 23 (consoante acima citado), é cláusula essencial do contrato a relativa aos critérios e procedimentos para a revisão tarifária.

Nos termos, então, do Instrumento Concessivo, foi definido o mecanismo de tarifação consistente no modelo "pricecap", assim como foram estabelecidas as metodologias a serem empregadas na revisão quinquenal de tarifas, entre as quais estão os custos que devem ser considerados na revisão, o método a ser utilizado no cálculo dos componentes desses custos, e a exclusão de investimentos custeados diretamente pelos consumidores, ou por terceiros, bem como a depreciação decorrente de tais investimentos."

Após detida análise dos autos, na etapa final de instrução processual, a Procuradoria da AGENERSA expressa seu entendimento quanto ao cumprimento pela AGENERSA, dos ditames legais.

“Antes de adentrar diretamente ao mérito do presente parecer jurídico, importante deixar registrado, que foi verificado no decorrer da execução do



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

relatório acima, a completa aderência da AGENERSA, aos Princípios Constitucionais da República, aqueles que norteiam o Estado Democrático de Direito, bem como, também, os dispositivos infralegais, paralegais e contratuais, pertinentes ao ambiente regulatório corrente e vigente no país.

Em destaque, os artigos que emanam, no artigo 5º, da CRFB-88, os Direitos Fundamentais que são imutáveis e perenes. Nesta mesma linha o respeito aos Princípios do Direito Administrativo, contidos no artigo 37, da Carta Magna do Brasil. E por fim, o artigo 175, que faz a ligação da Constituição com a iniciativa privada, permeando, assim, o caminho que deve ser o norte do presente parecer jurídico.

Em relação a Legislação Infralegal, mormente a Lei das Concessões, a Lei das Agências Reguladoras e a Lei de Criação da AGENERSA e, por fim, o Contrato de Concessão que é a ponte que delimita a relação público-privado no âmbito das Concessões.

Esta manifestação inicial foi motivada por várias alegações, preocupações e especulações que foram objeto de conclusões antecipadas, isto é, antes que esta AGENERSA se pronunciasse nos autos sobre as questões postas.

A construção das soluções e o sopesar das questões, se deram na própria instrução dos autos, que seguiu seu rumo próprio, onde as divergências e entendimentos contrários contribuíram, sobremaneira, à consolidação da convicção que se chega de cada questão separadamente, até que a soma de tudo ilumina, o que deve ser adotado, para o conjunto das partes interessadas, na prevalência da legalidade e do interesse público, objetivos primordiais para uma gestão pública imparcial.”.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Passando agora aos esclarecimentos sobre os aspectos regulatórios que fundamentam o processo revisional, trago ao presente os ensinamentos emanados pela Consultoria da UFFno Relatório nº 02:

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

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

A regulação pelo preço-teto requer que o regulador determine a tarifa máxima a ser praticada pela concessionária a cada revisão tarifária, a qual é reajustada periodicamente (em geral anualmente) no decurso do intervalo regulatório de acordo com fórmula e índices pré-estabelecidos. Este reajuste tarifário é composto, em geral, por três partes: (i) índice inflacionário para recompor o valor real da receita e das despesas; (ii) Fator X que antecipa ganhos esperados de produtividade, compartilhando parte desses ganhos com os consumidores; e (iii) fator Y que permite o repasse automático de custos não gerenciáveis pela concessionária regulada. Deste modo, dado o preço máximo permitido e a meta de produtividade fixada para o intervalo regulatório, qualquer redução real de custos que supere a meta é apropriada



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

pela concessionária, incentivando a busca por maior eficiência (ARAÚJO, 2001; VISCUSI et al., 2005).

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

Concluídas as fundamentações legais e regulatórias que legitimam a atuação da AGENERSA, passo agora as discussões sobre a metodologia adotada no presente processo.

V. METODOLOGIA DE REVISÃO TARIFÁRIA

O processo de revisão quinquenal tem como objetivo avaliar o desempenho da concessão no ciclo tarifário passado e as perspectivas de evolução no ciclo subsequente, de forma a ponderar sobre as condições de equilíbrio entre usuários, empresa privada e Poder Concedente na prestação do serviço público. Nesse sentido, a consultoria leciona (Relatório Produto nº 02):

“A regulação tarifária tem por objetivo primeiro mitigar a perda de bem-estar que ocorreria na precificação não regulada, atuando concomitantemente para garantir qualidade do serviço e condições para sua expansão.

(...)

Sob esta perspectiva, a regulação econômica evoluiu no sentido de conferir às concessionárias reguladas maiores incentivos a redução de custos, inovação, qualidade do serviço, precificação eficiente e outras



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

práticas que gerem benefícios aos consumidores. Dentre os modelos de regulação incentivada, como ficou conhecida, destaca-se a regulação por preço-teto (pricecap) e benchmarking (yardstickregulation).”

Em complemento e adentrando as especificidades da regulação da distribuição de gás natural no Estado do Rio de Janeiro, a CAPET, por meio do Parecer Técnico AGENERSA/CAPET Nº 007/2020 (processo E-22/007/001/2020) muito bem esclarece:

Conforme disposto no contrato de concessão, cláusula sétima, o critério adotado para fixação das tarifas foi o da tarifa limite (também conhecido como “pricecap”), que implica fixar um limite máximo para a tarifa, visando proteger o consumidor do poder dos monopólios naturais de impor preços maiores que aqueles praticados sob regime de concorrência, fazendo com que as concessionárias atuem como se estivessem sob regime de competição;

Este regime tarifário evita excessos típicos de monopólio e incentiva as empresas a buscarem maior eficiência operacional, usufruindo, assim, dos ganhos de produtividade que obtiverem nos períodos que antecedem as revisões quinquenais;

Com base no conceito de tarifa-limite, pode-se dizer que esta é condicionalmente fixa, mas se aceitam correções decorrentes da evolução de um índice de preços ou da pressão dos custos de insumos controlados. Nesta linha, o disposto no Contrato de Concessão da CEG, cláusula sétima, parágrafos 14, 16 e 17, objetiva proporcionar ao concessionário a possibilidade de efetuar os ajustes na tarifa mantendo-se o equilíbrio econômico financeiro do negócio;



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Com efeito, o contrato de concessão dispôs sobre as condições que ensejariam o reajuste e revisão das tarifas, como segue:

- *revisão imediata em decorrência de alteração nos custos de aquisição do gás, para mais ou para menos, mediante a apresentação da estrutura tarifária ajustada, podendo aplicá-la imediatamente, desde que dê prévia ciência ao Ente Regulador e aos consumidores com antecedência de, no mínimo, 30 (trinta) dias;*
- *revisão imediata em decorrência de acréscimo ou redução de tributos, salvo impostos incidentes sobre a renda;*
- *atualização monetária por meio de revisão anual da tarifa-limite, com base na variação do IGP-M, dando ciência prévia ao Ente Regulador e aos consumidores com antecedência de, no mínimo, 30 (trinta) dias;*
- *revisão quinquenal;*

O contrato de concessão, na cláusula 7ª, em consonância com as melhores práticas regulatórias, dispõe sobre a determinação da estrutura tarifária pelo limite máximo. Com base nesse comando contratual, a concessionária encaminhou sua proposta de revisional, marco inicial de todo o processo de revisão, adotando a metodologia de regulação por incentivo de preço-teto ou *Price Cap*. Tal metodologia de determinação do equilíbrio econômico-financeiro foi encampada pela consultoria contratada e validada pelo Grupo de Trabalho da AGENERSA.

As diretrizes contratuais determinam ainda que os limites tarifários serão revistos uma vez a cada cinco anos e que deverão ser mensurados com base nos custos dos serviços, incluindo a remuneração do capital, sendo necessária a adoção de medidas que visem à eficiência operacional pela redução dos custos e o aumento da produtividade. Os quinquênios em questão compreendem os períodos 2013-2017 (ciclo passado) e 2018-2022, ciclo tarifário em estudo.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Nesse modelo serão estabelecidas margens máximas, para cada segmento e faixa de consumo, que acrescidas ao custo do gás e ao fator de tributos, irão compor a tarifa máxima de gás.

Diferente do que ocorre com o custo do gás e com o fator de tributos e como citado anteriormente, as margens de distribuição tem seus valores revistos somente nas revisões quinquenais, sendo objeto de reajuste anual pelo IGP-M, para fins de recomposição das perdas inflacionárias. Os segmentos e faixas de consumo, por tipo de gás, das margens de distribuição e das respectivas tarifas, utilizadas no cálculo do reposicionamento tarifário e atualmente em vigor, são reproduzidos nas tabelas a seguir. Já os valores das margens em cada faixa de consumo variam de acordo com as características técnicas e custos específicos para o atendimento de cada tipo de consumidor.

Tabela04. Tarifas em Cascata

CEG - Gás Natural - Faixas Progressivas de Consumo			
Residencial e Residencial MCMV e Morar Carioca	Comercial e Outros	Climatização, Cogeração, Geração Distribuída	Industrial e Vidreiro
0 – 7	0 – 200	0 - 200	0 - 200
8 – 23	201 - 500	201 - 5.000	201 - 2.000
24 – 83	501 - 2.000	5.001 - 20.000	2.001 - 10.000
acima de 83	2001 - 20.000	20.001 - 70.000	10.001 - 50.000
	20.001 - 50.000	70.001 - 120.000	50.001 - 100.000
	acima de 50.000	120.001 - 300.000	100.001 - 300.000
		300.001 - 600.000	300.001 - 600.000
		600.001 - 1.500.000	600.001 - 1.500.000
	acima de 1.500.000	1.500.001 - 3.000.000	acima de 3.000.000

Nota: A conta mínima corresponderá ao limite superior da primeira faixa de consumo de cada categoria de consumo.

Tabela05. Tarifas em Faixa Única

CEG - Faixa Única



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Gás Natural: GNV, GNV Transporte Público e Petroquímico
GLP: Residencial e Industrial

Tabela 06: Fórmula para Cálculo da Tarifa Termelétrica

CEG - Termelétricas
$T = \left[\frac{37.898}{(c+40)^{2,8}} + 0,345 \right] * \frac{R}{26,81} * \frac{IGP-M_n}{IGP-M_0} + CG$
Onde:
T = Tarifa;
c = Consumo mensal (milhões de m ³);
R = Fator redutor (valor máximo igual a 1);
IGP-M _n = do mês de novembro do ano anterior;
IGP-M ₀ = 183,745 referente ao mês de jun/2000;
CG = Preço de compra do GN contratual para cada usina.

Adicionalmente a estrutura tarifária estabelecida originalmente no contrato de concessão, a AGENERSA aprovou estrutura tarifa diferenciada ao consumidor livre, em cumprimento ao disposto no § 18 da cláusula 7ª do contrato de concessão. Tais tarifas estão sendo objeto de estudos e inovações em função das diretrizes emanadas pela Lei do Gás, que criou as figuras do autoproductor e autoimportador e estabeleceu regras tarifárias específicas para o atendimento desses agentes. Esses estudos estão sendo realizados em consonância com o programa do governo federal referente à Abertura do Novo Mercado de Gás. A estrutura tarifária e a incorporação das inovações trazidas pela Lei do Gás serão debatidas mais a frente.

Quanto aos custos do gás natural e do GLP, estes são estabelecidos nas relações contratuais de compra e venda entre as distribuidoras e o fornecedor e possuem cláusulas que garantem reajustes periódicos e que são repassados integralmente à tarifa de gás destinada ao consumidor final.

Já os tributos que incidem sobre as tarifas de gás são o ICMS, PIS/COFINS, taxa de regulação e o Fundo Estadual de Equilíbrio Fiscal (FEEF). A alíquota de ICMS repassada ao



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

consumidor final é de 12% e a de PIS e Cofins de 1,65% e 7,60% respectivamente. Já a taxa de regulação foi instituída pela lei de criação da AGENERSA, Lei Estadual nº 4.556/2005, que definiu à alíquota de 0,5%. O FEEF foi incluídos nas tarifas de gás natural desde de agosto de 2017, em atendimento a Lei nº 7.428 /2016, que instituiu o Fundo Estadual de Equilíbrio Fiscal do Estado do Rio de Janeiro e o Convênio ICMS 42/2016. Tal inclusão foi amparada pelo § 16 da cláusula 7ª do contrato de concessão, que determina revisão imediata sempre que ocorrer acréscimo ou redução de tributos, salvo se incidentes sobre a renda.

Após apresentação do modelo de incentivo adotado pela AGENERSA na definição do equilíbrio econômico-financeiro da concessão, a seguir serão discutidos a metodologia de cálculo do reposicionamento das margens de distribuição e os componentes necessários ao cálculo.

VI. METODOLOGIA DE CÁLCULO DO REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO

Como explicado anteriormente, as margens máximas aplicadas ao consumidor final são revistas uma vez a cada cinco anos durante o processo de revisão tarifária. Nesse processo, o equilíbrio econômico-financeiro é mensurado a partir da avaliação dos componentes referentes às receitas e custos e despesas da concessão, além da evolução da base de remuneração dos ativos e das compensações relativas ao ciclo anterior, valores esses descontados a uma determinada taxa de remuneração. Para tanto, a AGENERSA adota o modelo de fluxo de caixa descontado onde são consideradas as projeções para os próximos 5 anos. Tal metodologia é conhecida como “*forwardlooking*” e vem sendo validada e utilizada em todos os processos revisionais.

Nesse sentido, o Grupo de Trabalho da AGENERSA esclarece que:

“O fluxo de caixa projetado da empresa possibilita determinar o nível de receita capaz de permitir sua operação com margem razoável sobre seus custos, investimentos, impostos, taxas, etc. Descontando tal fluxo a uma taxa igual ao custo de capital da



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

empresa, lhe é assegurada uma rentabilidade sobre seus ativos e investimentos equivalente ao custo de oportunidade de seu capital”.

(...)

O método do FCD permite restabelecer de forma objetiva e transparente a condição de equilíbrio econômico-financeiro da concessão, caso ela venha a ser alterada pelo descumprimento das metas físicas aprovado na Revisão Tarifária”.

Importante ressaltar que o modelo foi aplicado nas propostas encaminhadas pela concessionária e validado pela consultoria contratada e pelo Grupo de Trabalho. Na tabela a seguir são listados todos os componentes considerados no fluxo de caixa da concessão para o ciclo revisional 2018-2022.

Tabela 07. Componentes do Fluxo de Caixa – 4ª Revisão Quinquenal da CEG

Componentes do Fluxo de Caixa
Taxa de remuneração (r_{capm})
Margem Tarifária Não Reposicionada (MNR)
Receitas Correlatas (RC)
Depreciação (DEP)
Juros/ Capital Próprio (JSCP)
Custos e Despesas Operacionais (OPEX)
Investimentos (INVEST)
Base Inicial (BRA_i)
Base Final (BRA_f)
Compensações de Deliberações (CD)
Recuperação da retroatividade do ciclo anterior (RR)
Compensação dos Investimentos não realizados no quinquênio 2013-2017 (CIR)



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Devolução tarifária recebida por investimentos suprimidos IIIITA (DTR)

Tomando por base os componentes e critérios revisionais apresentados na cláusula 7ª, § 4ª § 11 do contrato de concessão, as decisões emanadas por esta Agência, os pleitos e considerações de todos os agentes envolvidos, a Grupo de Trabalho sugere a seguinte fórmula paramétrica para o cálculo do “m”:

$$m = \frac{(\text{BRA}_i + 0,66 * \text{OPEX} - 0,66 * \text{RC} - 0,34 * \text{DEP} - 0,34 * \text{JSCP} + \text{INVEST} + \text{RR} + \text{CD} - \text{CIR} - \text{DTR} - \text{BRA}_f)}{(1 + (r_{\text{capm}})) (0,66 * \text{MNR}) (1 + (r_{\text{capm}}))}$$

Diante do exposto e considerando estarem satisfeitos os requisitos do contrato de concessão, em especial a cláusula 7ª que trata da revisão quinquenal, considerando que o método do fluxo de caixa foi adotado e aprovado nas revisões tarifárias anteriores, considerando que na presente revisão a fórmula de cálculo foi sugerida pela consultoria da UFF e pelo Grupo de Trabalho e considerando ainda a necessidade de cumprimento leis federais e estaduais e que o serviço adequado deve satisfazer as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas, sugiro ao Conselho-Diretor a adoção do método de fluxo de caixa descontado e da fórmula paramétrica proposta pelo Grupo de Trabalho, para fins de aferição do equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Considerando os comandos contratuais de atualização monetária pelas variações do IGP-M e a determinação de envio da proposta de revisão tarifária no penúltimo semestre de cada quinquênio, sugiro ao Conselho-Diretor a adoção da data-base de dezembro de 2016 para os valores considerados no fluxo de caixa da 4ª Revisão Quinquenal.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Após uma breve explanação sobre a composição do fluxo de caixa e definição da fórmula paramétrica, a seguir serão analisados e definidos os valores de cada componente do fluxo de caixa. No entanto, antes de iniciar a discussão, farei uma breve apresentação sobre o cenário de oferta de gás para o Estado e as principais mudanças trazidas pela Lei do Gás.

VII. OFERTA DE GÁS NO ESTADO DO RIO DE JANEIRO

Embora não se trate especificamente de um componente do fluxo de caixa, a avaliação da oferta de gás faz-se necessária para fins de avaliação da capacidade de atendimento, pela distribuidora, da demanda estimada para todos os segmentos de consumo durante o período revisional. Sendo assim, trago a baila trechos do item 4 do Relatório N° 04 da Consultoria, no qual a UFF traz as seguintes considerações sobre a oferta de gás natural para o país, de forma a inferir que haverá gás natural suficiente para atender a demanda do setor de distribuição no Estado do Rio de Janeiro no quinquênio 2018-2022.

“4.1. Evolução Recente da Oferta de Gás

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

Entre 2000 e 2017, a produção doméstica de gás natural triplicou, passando de 36 MMm³/d para de 109 MMm³/d (ANP, 2018). A produção offshore vem crescendo rapidamente com a produção do Pré-Sal, que iniciou em 2008 e já representa 46% (51 MMm³/d) da produção total de gás natural. Como demonstra a Tabela 7, a produção brasileira de gás natural tem perfil predominantemente offshore e associado ao petróleo.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

(...)

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

Apesar da maior oferta doméstica, as importações de gás natural provenientes da Bolívia e do mercado internacional via GNL representam uma parcela importante da oferta nacional de gás (alcançando 55,9 MMm³/d, ou 53% da oferta total de gás em 2017).”

Em consulta ao Boletim Mensal do MME, de Acompanhamento do Gás do mês de Dezembro de 2020, observa-se que no ano de 2020, a oferta total média, de gás natural de origem nacional e importado, foi de 76,77 milhões de m³/dia (ou aproximadamente 28 bilhões m³/ano). A produção média de gás no Estado do Rio foi de 80,77 milhões m³/dia (ou aproximadamente 30 bilhões m³/ano). Ao comparar a produção de gás natural do Estado com a demanda média anual final estimada pela CEG (tabela a seguir), constata-se que esta última representa cerca de 9,4% da produção estadual.

Tabela 08. Projeção CEG da Demanda de Gás

	2018	2019	2020	2021	2022	2018-2022	(Bilhões m ³) Média Anual
CEG							
Proposta Inicial	2,78	2,05	2,05	2,06	2,06	11,00	2,20
Proposta Complementar	4,46	2,37	2,42	2,40	2,43	14,08	2,82

Fonte: Anexo 03 da Proposta Inicial e Anexo 02 da Proposta Complementar



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Em adição aos estudos sobre a oferta de gás, a consultoria destaca as iniciativas do programa nacional “Gás para Crescer” que tem como um dos objetivos dinamizar o mercado de gás. As principais propostas do programa, elencadas pela UFF em seu Relatório nº 04 são transcritas a seguir:

“4.3. A Iniciativa Gás para Crescer

Neste contexto, o governo brasileiro decidiu em 2016 lançar a iniciativa “Gás para Crescer”, com o objetivo de propor medidas concretas para o aprimoramento do arcabouço normativo do setor de gás natural, a fim de estimular a criação de ambiente de investimento apropriado à iniciativa privada e concorrencial. Esta iniciativa resultou num projeto de lei (PL 6407)

(...)

As principais propostas para a reforma da indústria de gás no Brasil incorporadas no PL 6407 são:

- Promoção da oferta competitiva do gás natural através: i) da remoção de barreiras à entrada a novos ofertantes, através da promoção do acesso não discriminatório a infraestruturas essenciais (aplicação da essential facilities doctrine);*
- Criação de um sistema de transporte de gás robusto e competitivo através da criação de um mercado de capacidade de transporte, com a adoção do regime tarifário de entrada e saída, e da gestão independente do sistema de transporte;*
- Promoção da concorrência na comercialização de gás através da regulação pela ANP da comercialização de gás para as distribuidoras e consumidores finais; além da criação do Mercado Organizado de Gás Natural*



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

(hub virtual) e da Entidade Administradora de Mercado de Gás Natural. Propõe-se ainda medidas para desconcentração do mercado de gás;

- *Fortalecimento e competitividade do segmento da distribuição de gás através da Harmonização das regulações estaduais; da criação de agências reguladoras independentes e capacitadas; da adoção de mecanismo de contratação competitivo pelas distribuidoras (leilão de compra de gás); e privatização das distribuidoras.*

Em complemento aos esclarecimentos da consultoria da UFF sobre as iniciativas para expansão da oferta de gás e perseguindo os mesmos objetivos do programa *Gás para Crescer*, o Programa *Novo Mercado de Gás*, lançado em 23 de julho de 2019 pelo Governo Federal, “visa à formação de um mercado de gás natural aberto, dinâmico e competitivo, promovendo condições para redução do seu preço e, com isso, contribuir para o desenvolvimento econômico do País”.

Segundo o Ministério de Minas e Energia³, o programa Novo Mercado de Gás é

“Coordenado pelo Ministério de Minas e Energia e desenvolvido em conjunto com a Casa Civil da Presidência da República, o Ministério da Economia, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade), o Programa abrange medidas para todos os elos da cadeia de valor do gás natural, desde o escoamento da produção até a distribuição, respeitando a competência dos Estados para a regulação dos serviços locais de gás canalizado. As medidas visam ao uso mais eficiente das infraestruturas existentes, à atração de novos investimentos e à promoção da concorrência no mercado de gás natural.”

³Fonte: <http://antigo.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cmgn/novo-mercado-de-gas>.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

A implementação do programa tem como pilares a “*promoção da concorrência, a harmonização das regulações estaduais e federal; a integração do setor de gás com setores elétrico e industrial e remoção de barreiras tributárias.*”

A iniciativa tem como objetivo ampliar a oferta e o aproveitamento do gás proveniente do pré-sal e demais descobertas, através do aumento da competição no setor elétrico e industrial, e por consequência, estimular o investimento em infraestrutura de escoamento, processamento, transporte e distribuição de gás natural. A viabilização do programa conta com o Termo de Compromisso de Cessão (TCC) entre CADEe Petrobras, que tem por objetivo pôr fim ao monopólio da Estatal, a Resolução CNPE nº 16/2019, que dispõe sobre a promoção da livre concorrência no mercado de gás natural, além de outros instrumentos legais.

Em sequência as considerações sobre a disponibilidade do gás para atendimento do mercado fluminense e os programas de estímulo à oferta, passo agora a tratar das mudanças trazidas pela Lei do Gás no arcabouço regulatório estadual e seus impactos no processo revisional.

VIII. LEI DO GÁS

Com a publicação da Lei Federal nº 11.909/2009 – Lei do Gás e seus impactos no âmbito da regulação estadual, em função do contido no artigo 46, transcrito a seguir, foram abertos vários processos regulatórios na Agência, cujas decisões vêm sendo aperfeiçoadas ao longo do tempo, em função das diretrizes governamentais e da dinâmica do mercado.

“CAPÍTULO VI - Da Distribuição e Comercialização do Gás Natural

Art. 46. O consumidor livre, o autoprodutor ou o auto-importador cujas necessidades de movimentação de gás natural não possam ser atendidas pela distribuidora estadual poderão construir e implantar, diretamente, instalações



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

e dutos para o seu uso específico, mediante celebração de contrato que atribua à distribuidora estadual a sua operação e manutenção, devendo as instalações e dutos ser incorporados ao patrimônio estadual mediante declaração de utilidade pública e justa e prévia indenização, quando de sua total utilização.

§ 1º As tarifas de operação e manutenção das instalações serão estabelecidas pelo órgão regulador estadual em observância aos princípios da razoabilidade, transparência, publicidade e às especificidades de cada instalação.

§ 2º Caso as instalações e os dutos sejam construídos e implantados pelas distribuidoras estaduais, as tarifas estabelecidas pelo órgão regulador estadual considerarão os custos de investimento, operação e manutenção, em observância aos princípios da razoabilidade, transparência, publicidade e às especificidades de cada instalação.

§ 3º Caso as instalações de distribuição sejam construídas pelo consumidor livre, pelo autoprodutor ou pelo auto-importador, na forma prevista no caput deste artigo, a distribuidora estadual poderá solicitar-lhes que as instalações sejam dimensionadas de forma a viabilizar o atendimento a outros usuários, negociando com o consumidor livre, o autoprodutor ou o auto-importador as contrapartidas necessárias, sob a arbitragem do órgão regulador estadual”.

A procuradoria da AGENERSA cita as decisões mais recentes deste ente regulador, em especial as emanadas pelas discussões trazidas no processo E-22/007.300/2019, e expressa o entendimento de que o conteúdo ali debatido “já esclarece e estabelece as diretrizes e encaminhamentos futuros para todas as questões levantadas no presente feito”. Por fim, recomenda a implementação das decisões referentes ao tema, no limite das possibilidades do processo revisional.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Tendo em vista a complexidade dos temas tratados e o aprofundado estudo regulatório realizado em processos específico, alguns inclusive contando com a realização de consulta e audiência públicas, trago ao presente as decisões mais recentes da AGENERSA com impacto direto no processo revisional, sem a pretensão de exaurir o tema.

Descontodos Encargos de Comercialização para os Agentes Livres

Os encargos de comercialização compreendem os custos envolvidos nos procedimentos comerciais de aquisição do gás. Como no mercado livre os autoprodutores, autoimportadores e consumidores livres não adquirem o gás natural da Distribuidora Estadual, a parcela relativa a esses custos operacionais devem ser descontadas da margem de distribuição. Em decisões anteriores, a AGENERSA definiu o percentual provisório de 1,9% a título de encargo de comercialização, a ser reduzido da margem de distribuição aplicada aos agentes livres e mantido por ora, conforme o artigo 17 da Deliberação AGENERSA nº 4.142/2020, o qual dispõe:

“Art. 17 - Conhecer os Embargos opostos pelas Interessadas Concessionárias CEG e CEG Rio, em face do Artigo 13 da Deliberação AGENERSA nº 3.862/2019, modificado pela Deliberação AGENERSA nº 4.068/2020, negando-lhes provimento, para alterar, por autotutela, em esclarecimento, passando a constar a nova redação no caput e nos § 1º e 2º do referido Artigo, nos seguintes termos:

*Art. 13 - Os Agentes Livres que não adquiram o gás natural da Distribuidora Estadual terão direito à Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) correspondente à margem do seu segmento de consumo, **deduzindo-se os encargos de comercialização** relativos à aquisição do gás natural.*

*§1º - Fica **mantida a TUSD provisória**, correspondente à **margem** do segmento de consumo, **reduzida em 1,9%** (hum inteiro e nove décimos por*



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

cento) aprovado pelas Deliberações AGENERSA nos 3.163/2017, 3.243/2017 e 3.862/2019, percentual referente aos encargos de comercialização.

§2º - **Determinar abertura de Processo Regulatório específico, no prazo de até 60 (sessenta) dias, para realização de Consulta e Audiências Públicas, visando complementar os estudos sobre a composição, a metodologia cálculo e definição do valor dos encargos de comercialização, seu valor efetivo, com base nos custos efetivamente realizados pela distribuidora, para futura substituição da TUSD provisória, prevista no inciso acima.**”

Diante do exposto e considerando que os custos operacionais relativas aos procedimentos comerciais não são incorridos pela Concessionária, quando da atuação no mercado livre, sugiro ao Conselho-Diretor adotar como encargos de comercialização o percentual de 1,9% até a fixação pela AGENERSA de outro percentual.

Tarifas Específicas para Novos Gasodutos Dedicados

O tema sobre tarifas específicas para os novos gasodutos dedicados foi abordado recentemente nos processos regulatórios E-12/003.100.183/2018 e E-22/007.300/2019.

No processo E-12/003.100.183/2018 foi emanada a Deliberação AGENERSA nº 3.938/2019, alterada na fase recursal pela Deliberação AGENERSA nº 4.034/2019, em cujos artigos 3º e 4º (transcritos a seguir) são tratadas as questões tarifárias para o novo agente livre abastecido por ramal dedicado e a compensação de eventual de desequilíbrio para a concessionária. Seus efeitos foram mantidos pela Deliberação AGENERSA nº 4.110/2020

“Art.3º - Alterar por, autotutela, o inciso I, do Artigo 2º, da Deliberação n.º 3.938/2019, para fazer constar da seguinte forma:



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

"Aplicar o 'Fator R' equivalente a 0,775 na fórmula de cálculo da margem termelétrica das Concessionárias CEG e CEG RIO, aos novos Consumidores Livre, Autoprodutores e Auto-importadores, abastecidos por ramal dedicado do segmento termelétrico."

Art. 4º - Acrescentar, por autotutela, ao Artigo 2º da Deliberação n.º 3.938/2019, na forma de inciso IV:

"Determinar que eventuais desequilíbrios econômico-financeiros nas Concessões da CEG e CEG RIO, oriundas desta Deliberação, serão sanadas via revisão extraordinária, desde que devidamente comprovadas, mediante processo regulatório na AGENERSA, com ampla publicidade."

Conforme pode se depreender do artigo 3º da Deliberação supramencionada, os novos Consumidores Livre, Autoprodutores e Auto-importadores, abastecidos por ramal dedicado do segmento termelétrico terão $R = 0,775$, no entanto, caso ocorra desequilíbrio econômico-financeiro na concessão fica assegurada a concessionária o direito ao reequilíbrio, nas condições previstas no artigo 4º.

Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor adotar as determinações contidas na Deliberação AGENERSA n.º 4.034/2019 para efeito do presente processo.

As questões tratadas no processo E-22/007.300/2019 foram objeto de amplo debate com todos os agentes interessados e dele se originaram várias deliberações. A deliberação mais recente – Deliberação AGENERSA n.º 4.142/2020 – aborda vários aspectos relacionados à atuação dos agentes livres no mercado de gás. Entretanto, a fim de manter o foco da discussão, serão abordados apenas os aspectos tarifários. Desta forma, transcrevo a seguir os artigos relacionados à aplicação das tarifas.

"Art. 18 – (...) por autotutela, alterar a redação do caput do Artigo 14 e dos § 1º, 2º e 3º e para acrescentar o § 4º, passando a constar novo texto, nos seguintes termos:



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

*Art. 14 - Os novos Agentes Livres - aqueles **consumidores ainda não interligados ao sistema de distribuição** quando da publicação da presente deliberação - abastecidos por gasoduto dedicado **terão direito à Tarifa Específica para Uso do Sistema de Distribuição (TUSD-E)** que deverá ser calculada com base no investimento, quando realizado pela Distribuidora, ou sem o investimento quando realizado pelo consumidor, e à parcela dos custos de operação e manutenção específicos do gasoduto dedicado, com observância aos critérios previstos nos § 1º ao § 3º e definições emanadas do processo regulatório previsto no parágrafo 4º.*

*§1º - A **parcela de investimento (Capex_{específico})** deverá refletir os custos específicos da instalação para atendimento do Agente Livre, quando financiado pela Distribuidora, utilizando-se dos mesmos critérios de remuneração da base de ativos regulatórios, não sendo permitida sua contabilização e remuneração do gasoduto dedicado sobre os ativos totais da concessão.*

*§2º - Os **custos operacionais do gasoduto dedicado (Opex_{específico})** serão calculados com base nos custos de operação e manutenção específicos do gasoduto que deverão ser devidamente remunerados, excluído os custos com comercialização.*

*§ 3º - Durante os **3 (três) primeiros anos contados a partir da data de publicação** desta Deliberação, somente terão direito ao benefício tarifário da TUSD-E, os Agentes, previstos no Art. 10 e nos seus §1º e §2º.*

*§ 4º - Os casos dos **atuais agentes livres, abastecidos por gasoduto dedicado, já interligados á malha física de distribuição, quando da publicação desta deliberação, terão seu pleito de fruição da TUSD-E analisado pela AGENERSA após o cumprimento do prazo previsto no § 3º acima.***



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Art. 19 – (...) Artigo 15 da Deliberação AGENERSA nº 3.862/2019, modificado pela Deliberação AGENERSA nº 4.068/2020, (...) passando a constar nova redação para o caput e parágrafo único do Artigo e a exclusão do § 2º, nos seguintes termos:

Art. 15 - Os atuais consumidores do segmento termelétrico já abastecidos por gasoduto dedicado quando da publicação da presente deliberação, terão direito a TUSD-Termelétrica com a aplicação do “Fator R” equivalente a 0,775, obedecendo à fórmula a seguir, que ficará condicionado à anuência prévia do Poder Concedente, e posterior análise dos impactos tarifários pela AGENERSA a ser apreciado em processo autônomo, garantido o reequilíbrio econômico financeiro da Distribuidora.

CEG

$$T = \left[\frac{37.898}{(c+40)^{2,8}} + 0,345 \right] * \frac{R}{26,81} * IGP-M_n$$

CEGRIO

$$T = \left[\frac{33.209}{(c+40)^{2,8}} + 0,302 \right] * \frac{R}{26,81} * IGP-M_n$$

T = Tarifa;

c = Somatório do consumo mensal, expresso em milhões de m³, com 6 casas decimais;

R = Fator redutor cujo valor é de até 0,775;

IGP-M_n = Índice Geral de Preços Mercado - Fundação Getúlio Vargas, do mês de novembro do ano anterior;

IGP-M₀ = Índice Geral de Preços Mercado - Fundação Getúlio Vargas, do mês de jun/2000, equivalente a 183,745;

Parágrafo Único - A AGENERSA regulamentará os casos permitidos de fruição de tarifaria específica, cumulativamente, - TUSD-E, TUSD-Termelétrica e TUSD - para os agentes descritos no caput, que poderão optar



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

pela que melhor lhe convier, desde que respeitados os ditames da regulamentação a ser editada.”

Considerando que as alterações promovidas pela Deliberação AGENERSA nº 4.142/2020 não impactam, de imediato e diretamente, os agentes envolvidos na concessão e que a fixação da TUSD-E carece de definições técnicas, sugiro ao Conselho-Diretor adotar os efeitos da redação da mencionada deliberação no presente processo.

Alteração da Estrutura Tarifária – Consumidor Livre, Autoprodutor e Autoimportador

No pleito da revisão quinquenal, a concessionária CEG encaminhou proposta de redesenho tarifário. Ressalto que o tema será tratado mais adiante, no entanto, devido à pertinência com o assunto ora tratado, trago à baila o entendimento da CEG de que a nomenclatura da estrutura tarifária para consumidores livres deve ser ajustada, de forma a incorporar também as figuras dos agentes autoprodutores e auto importadores.

Considerando que a legislação federal vigente criou as figuras do autoprodutor e do autoimportador, que tem sido constantemente revisitada no âmbito estadual para a criação de regramentos legais e sendo do consenso pelos *players* do segmento de distribuição que a atuação desses agentes é uma realidade no mercado de gás, me coaduno com o entendimento da concessionária, de ser este o momento adequado para a atualização da nomenclatura disposta na estrutura tarifária vigente, com a inclusão dos autoprodutores e autoimportadores, em complemento aos consumidores livres.

Ressalto que tais medidas tem o caráter apenas de formalização das decisões da AGENERSA, amplamente discutidas e aprovadas no âmbito desta reguladora e que os impactos econômico-financeiro decorrentes da atuação dos agentes livres já vem sendo analisados nos processos relativos a Lei do Gás, assim como no presente processo revisional.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor a alteração da nomenclatura da estrutura tarifária vigente com a inclusão dos autoprodutores e autoimportadores nas margens fixadas para os agentes livres.

Após uma breve explanação sobre o contexto regulatório, sobre as condições gerais de oferta e demanda de gás e sobre as inovações trazidas pela Lei do Gás, no qual estão inseridas as atividades de distribuição, passo agora a tratar dos componentes específicos do fluxo de caixa.

IX. COMPONENTES DO FLUXO DE CAIXA

No presente tópico são trazidos à discussão temas de relevância para a concessão, abordados ao longo do processo revisional, de forma analisar, esclarecer e possibilitar a decisão deste Conselho-Diretor quanto aos impactos na prestação do serviço e na determinação do seu equilíbrio econômico-financeiro.

Desta forma, inicio a discussão tratando das questões relativas à taxa de remuneração.

Taxa de Remuneração

A taxa de remuneração reflete o custo de oportunidade de aplicação do capital e é utilizada na metodologia de equilíbrio econômico-financeiro para a remuneração dos investimentos da concessionária. Nesse sentido, a consultoria *Boston Consulting Group* (BCG) contratada pela concessionária CEG para auxiliar na preparação da proposta de revisão tarifária assevera (Documento de Referência nº 02):

“A determinação de uma taxa de retorno adequada é fundamental em setores regulados. Se a taxa definida não estiver em linha com a remuneração esperada pela concessionária, pode haver um



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

comprometimento na qualidade do serviço, um sobre preço para o consumidor ou um incentivo ao sobre investimento da concessionária. Desta forma, a metodologia selecionada para o cálculo da remuneração se torna altamente relevante. Para o cálculo da taxa de retorno no contrato da CEG de acordo com o § 9º da cláusula sétima, foi adotada metodologia derivada do modelo de precificação de ativos, CAPM (Capital Asset Pricing Model).”

Seguindo a mesma linha, a consultoria da UFF, contratada pela AGENERSA expõe que:

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

Na sequência a introdução dos conceitos teóricos que fundamentam a taxa da remuneração, trago ao presente as determinações contidas no § 9º da cláusula 7ª do contrato de concessão da CEG que estabelece o Custo de Capital Próprio (CAPM) como metodologia para a estimativa de remuneração do capital, nos termos a seguir:

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

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



Govorno do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

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

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

onde

r_f é a taxa livre de risco (...);

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

Prêmio de risco é a diferença entre o retorno esperado do mercado como um todo e a taxa livre de risco (r_f) (...);

r_b é o “risco Brasil” (...)

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

Com base nas fundamentações dispostas no contrato de concessão e reproduzidas acima e contando ainda com os estudos elaborados pela consultoria Boston Consulting Group (BCG), na proposta inicial de revisão tarifária, a CEG sugeriu uma taxa de remuneração equivalente a 12,23% para vigorar no quinquênio 2018-2022. A metodologia de cálculo e os parâmetros propostos pela concessionária são resumidos na tabela a seguir.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Tabela 09. Taxa de Remuneração Proposta pela Concessionária CEG

Índice	Critério	Valor
Taxa Livre de Risco (r_f)	T. Bond de 10 anos - média dos retornos anuais de 1987 a 2016	5,12%
Calculo do Beta (β)	Beta desalavancado	0,537
	Parcela Risco Regulatório	0,2
	Beta Total Desalavancado	0,737
Prêmio de Risco	Ibbotson de 1926 a 2016	6,94%
Risco Brasil	EMBI+BR mediana de 1995 a 2016	4,04%
Inflação Norte Americana	CPI US média de 2007 a 2016	1,82%
Taxa de Remuneração Nominal		14,27%
Taxa de Remuneração Real		12,23%

Após a apresentação da Proposta Inicial e a partir das ponderações emanadas pela consultoria contratada pela AGENERSA para suporte técnico nos trabalhos revisionais, a CEG entendeu pela exclusão do risco regulatório no cálculo da taxa de remuneração e propôs uma nova taxa de remuneração de capital próprio real de 10,87%.

A consultoria contratada pela AGENERSA adotou a mesma metodologia e parâmetros propostos pela concessionária, divergindo apenas em relação ao cálculo do risco país e do beta.

Para o risco país sugeriu a mediana de uma janela temporal menor, de 15 anos (30/12/2001 a 30/12/2016) e obteve o percentual de 2,56%. No seu entendimento, a escolha da janela temporal se baseou nas seguintes premissas:

O cenário macroeconômico brasileiro entre 1995 e 2000 difere do período mais recente em termos de inflação, câmbio e equilíbrio fiscal. Após a definição do tripé de regime de metas inflacionárias, câmbio flutuante e superávit primário, a economia experimentou uma estabilidade que diminuiu as incertezas recorrentes em épocas anteriores aos anos 2000.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Ao tecer suas considerações sobre a estimativa do beta equivalente ao valor de 0,537, a consultoria contratada esclarece:

A Economia/UFF considera que o regime tarifário da CEG não impõe riscos significativos à empresa que justifiquem a adoção de beta adicional. Assim, propõe a exclusão do risco regulatório no cálculo do beta, seguindo entendimento da ANEEL (Nota Técnica nº 95/11, nº 180/2014, e nº 22/2015), e a deliberação da Agenesra nº E-12/020.522/2012 que deferiu decisão para excluir o risco adicional de rentabilidade do beta na Terceira Revisão Tarifaria da CEG.

No seu relatório complementar, a consultoria mantém seu posicionamento, propondo uma taxa de remuneração de 9,43% a.a..

O Grupo de Trabalho analisou todas as contribuições recebidas. Em especial, cito a contribuição da ABVIDRO, que sugeriu 10,02% baseado nas argumentações trazidas pela *Gas Energy* (fls. 3.544). No seu relatório final e com base em todo o exposto, Grupo de Trabalho utiliza em seus cálculos para a obtenção do reequilíbrio econômico-financeiro a taxa de remuneração de 9,43% a.a., cujos parâmetros estão dispostos na tabela a seguir:

Tabela 10. Parâmetros para o cálculo da Taxa de Remuneração

Taxa de Remuneração	
r_f = taxa livre de risco	5,12%
β = Índice de sensibilidade	0,537
prm_g = prêmio por risco de mercado	6,94%
r_b = risco Brasil;	2,44%
inflação americana	1,82%
Custo do Capital Próprio Real	9,43%



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Ao analisar as taxas de remuneração propostas, a procuradoria da AGENERSA evoca os princípios da razoabilidade e da proporcionalidade e faz comparação dos valores a partir de informações da ANEEL, além das contribuições presentes no processo revisional.

Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor aprovar a taxa de remuneração igual a 9,43% a.a. para o ciclo tarifário 2018-2022, calculada pela consultoria da UFF e pelo Grupo de Trabalho da AGENERSA já que a metodologia adotada possui adequação técnica, aderência ao disposto no contrato de concessão e pelo valor alcançado estar dentro do intervalo entendido pela procuradoria desta Agência como adequado aos preceitos jurídicos vigentes e por ser mais conservador quando comparado às propostas da concessionária.

Outra questão importante que merece ser mencionada diz respeito à metodologia definida no instrumento contratual que determina o cálculo da taxa de remuneração pelo custo do capital próprio -CAPM. Tal metodologia implica em remuneração mais elevada, quando comparado ao custo médio ponderado do capital -WACC, pois não considera o custo do capital de terceiros na sua estrutura de capital.

Sobre a questão debatida, a consultoria da UFF assevera no Relatório nº 04:

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

A procuradoria da AGENERSA lembra que o entendimento é recorrente nas revisões quinquenais, porém, pelo seu entendimento, por se tratar de uma determinação expressa no contrato de concessão, “(...) a melhor forma de se aplicar este tipo de alteração é por via de aditivo contratual, em homenagem ao § 1º, do artigo 6º, da Lei das Concessões. Procedendo-se desta forma, garante-se a continuidade, a segurança e a cortesia entre as partes”.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor recomendar ao Poder Concedente a alteração da metodologia de cálculo da taxa de remuneração para o custo médio ponderado (WACC), por ser mais adequada ao ambiente regulatório vigente no Brasil e pelo fato da concessionária utilizar capital de terceiros em suas operações de financiamento.

Dando continuidade a descrição dos componentes do fluxo de caixa, em seguida é apresentada as discussões relativas à projeção da demanda de gás. Na sequência serão analisadas as margens de distribuição não reposicionadas.

Demanda

A projeção da demanda é realizada, para cada tipo de gás (GLP e gás natural), com base na evolução do volume consumido e na evolução do número de clientes, por segmento e por faixa de consumo. Nos cálculos para a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro, a CEG utiliza a projeção do número de faturas ao invés do número de clientes. Tal ajuste é adotado em função da existência de clientes com medições coletivas, não faturados individualmente.

Com base nos estudos elaborados pelas consultorias contratadas e pela própria Gas Natural Fenosa, a saber -*Plano De Expansão Comercial 2018-2022* (Documento de Referência 01), *Projeção do Consumo Unitário da consultoria Quantum* (Documento de Referência 03) e *Projeção de geração do parque termelétrico do Rio de Janeiro para o horizonte de 5 anos da Consultoria PSR* (Documento de Referência 05) - a CEG, em sua proposta inicial sugere a seguinte projeção de demanda, em volume, para o ciclo revisional (tabela a seguir):



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Tabela 11. Proposta Inicial da CEG - Projeção da Demanda 2018-2022

CEG	Demanda Projetada (Mm³/ano)					2018-2022
	2018	2019	2020	2021	2022	
Mercado						
Residencial (*)	114,47	115,26	115,89	116,36	116,67	578,66
Comercial	57,43	58,95	60,57	62,27	64,09	303,31
Climatização	6,63	6,62	6,58	6,51	6,49	32,82
Geração Distribuída	0,87	0,92	1,33	3,20	3,93	10,24
Cogeração	96,77	98,17	99,83	98,76	98,44	491,98
GNV	874,49	875,36	876,24	877,11	877,99	4.381,18
Industrial	347,57	346,82	345,79	346,26	346,57	1.733,01
Vidreiras	80,03	79,91	79,70	79,34	79,28	398,26
Petroquímico	-	-	-	-	-	-
Térmicas	-	-	-	-	-	-
Térmicas CL, AP e AI (**)	1.201,47	466,69	466,69	466,69	466,69	3.068,22
Total Vendas Projetada	2.779,73	2.048,71	2.052,60	2.056,49	2.060,15	10.997,68

Notas: (*) Inclui GLP e Residencial Social MCMV

(**) CL: Consumidor Livre, AP: Autoprodutor e AI: Autoimportador;

OBS: tabela CEG modificada.

Quando da apresentação do Relatório Complementar, em setembro de 2018, a concessionária CEG sugere novos dados de demanda conforme justificativa a seguir:

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



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Na tabela a seguir são apresentados os novos volumes projetados para o quinquênio 2018-2022.

Tabela 12. Proposta Complementar da CEG - Projeção de Demanda 2018-2022

CEG	Demanda Projetada (Mm ³ /ano)					
Mercado	2018	2019	2020	2021	2022	2018-2022
Residencial (*)	114,07	114,46	114,69	114,78	114,72	572,73
Comercial	49,89	50,02	50,15	50,29	50,45	250,80
Climatização	4,97	4,98	4,97	4,97	4,97	24,87
Geração Distribuída	0,72	0,82	1,21	2,99	3,73	9,47
Cogeração	81,84	82,84	84,96	86,04	87,42	423,11
GNV	911,70	922,70	936,10	952,60	972,90	4.696,00
Industrial	308,14	310,78	311,81	318,34	325,44	1.574,50
Vidreiras	67,20	67,63	67,20	66,26	67,26	335,54
Petroquímico	-	-	-	-	-	-
Térmicas	1.556,08	-	-	-	-	1.556,08
Térmicas CL, AP e AI (**)	1.364,19	817,62	844,67	803,17	803,17	4.632,83
Total Vendas Projetada	4.458,81	2.371,84	2.415,76	2.399,45	2.430,07	14.075,93

Notas: (*) Inclui GLP e Residencial Social MCMV

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

Pela comparação da demanda inicial com a demanda revisada, é possível verificar que a concessionária propôs um aumento do volume total para o quinquênio 2018-2022 de cerca de 28%, passando de 11 bilhões m³ (proposta inicial) para 14 bilhões m³ (proposta revisada).

Em relação ao número de clientes, a concessionária também reviu as projeções iniciais, o que levou a uma redução da média total, como demonstrado nas tabelas a seguir.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Tabela 13. Proposta Inicial da CEG-Projeção de Clientes por Segmento-posição dez/ano (2018-2022)

CEG	Nº de Clientes Total por Segmento (Posição Dez/ano)					Média 2018-2022
	2018	2019	2020	2021	2022	
Mercado						
Residencial (*)	959.303	992.215	1.025.030	1.057.686	1.090.073	1.024.861
Comercial	13.273	14.319	15.408	16.542	17.726	15.454
Climatização	31	30	30	30	30	30
Geração Distribuída	17	18	23	26	28	22
Cogeração	24	26	26	27	28	26
GNV	476	491	501	519	538	505
Industrial	284	281	279	281	281	281
Vidreiras	5	5	5	5	5	5
Petroquímico	-	-	-	-	-	-
Térmicas	-	-	-	-	-	-
Térmicas CL, AP e AI (**)	4	4	4	4	4	4
Total Clientes	973.417	1.007.389	1.041.306	1.075.120	1.108.713	1.041.189

Nota: (*) Inclui GLP e Residencial Social MCMV; (**) CL: Consumidor Livre, AP: Autoprodutor e AI: Auto importador

Tabela 14. Proposta Complementar da CEG-Projeção do Número de Clientes

CEG	Nº de Clientes Total por Segmento (Posição Dez/ano)					Média 2018-2022
	2018	2019	2020	2021	2022	
Mercado						
Residencial (*)	956.529	985.736	1.014.726	1.043.436	1.071.754	1.014.436
Comercial	12.897	13.510	14.144	14.802	15.485	14.168
Climatização	28	27	27	27	27	27
Geração Distribuída	24	25	30	33	35	29
Cogeração	22	24	24	25	26	24
GNV	475	491	501	519	538	505
Industrial	285	282	280	282	282	282
Vidreiras	5	5	5	5	5	5
Petroquímico	-	-	-	-	-	-
Térmicas	2	-	-	-	-	2
Térmicas CL, AP e AI (**)	2	4	4	4	4	4
Total Clientes	970.269	1.000.104	1.029.741	1.059.133	1.088.156	1.029.481

Nota: (*) Inclui GLP e Residencial Social MCMV
 (**) CL: Consumidor Livre, AP: Autoprodutor e AI: Auto importador

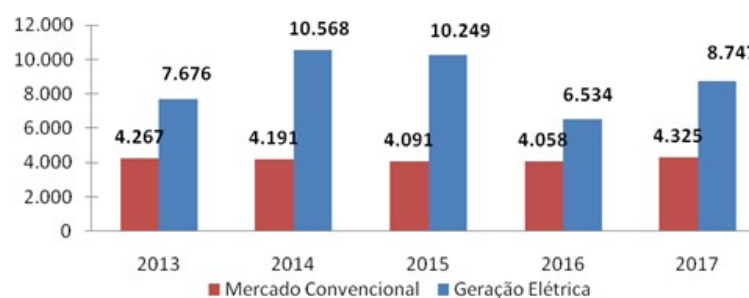
Na sequência às discussões sobre a projeção da demanda, verifica-se que a consultoria da UFF iniciou seus estudos no item 3. *Caracterização das Concessionárias: CEG* do Relatório nº 02, quando analisou o histórico das vendas, dos segmentos térmico, residencial, comercial, industrial e GNV e suas especificidades e no item 4. *Projeção de Mercado 2018-2022*, onde a consultoria realizou uma pesquisa aprofundada sobre as possíveis variações de consumo de cada segmento, além de detalhar as especificidades do parque termelétrico instalado no Rio de Janeiro, na área de concessão da CEG. Nos gráficos a seguir, elaborados pela consultoria, são



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

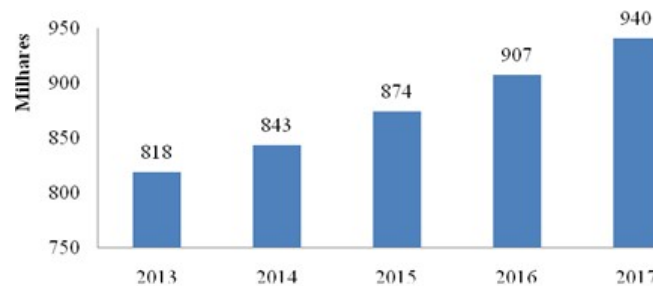
apresentadas as demandas realizadas no período de 2013 a 2017, em volume e número de clientes.

Gráfico 01. Relatório N°02 da UFF - Evolução do Volume de Vendas (mil m³/d)



Fonte: Informe Anual CEG, 2017.

Gráfico 02. Relatório N°02 da UFF - Evolução do Número de Clientes



Fonte: Informe Anual CEG, 2017.

Ao estimar a demanda de gás para o próximo ciclo revisional (2018-2022), no Relatório nº 02, a consultoria da UFF inicialmente apresenta as premissas gerais adotadas para os diferentes segmentos da concessão, nos seguintes termos:

*“A prática regulatória de **projeção de demanda** em processos de revisão tarifária leva em consideração sua **evolução histórica**, as características do **mercado potencial** da área de concessão e as **projeções macroeconômicas**”*



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

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

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

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

O detalhamento das projeções da consultoria foi dividido em segmento térmico e não térmico. Passo agora a demonstração das demandas projetadas pela consultoria.

Projeção da Demanda - Segmento Termelétrico

Para o segmento termelétrico, a UFF avaliou o histórico da demanda, as características técnicas das usinas termelétricas, o estudo desenvolvido pela PSRe propôs, no Relatório nº 02, a construção de três cenários diferentes, conforme transcrito a seguir:

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



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Nesse trabalho, a consultoria apresentou uma descrição detalhada das premissas adotadas em cada cenário, que culminou nas propostas resumidas na tabela a seguir.

Tabela 15. Relatório nº 02 da UFF - Projeção Demanda Termelétrica de gás natural

<i>(mil m³/dia)</i>							
Relatório	Cenário	2018	2019	2020	2021	2022	Total 2018-2022
Nº 02	Superior	5.854	4.756	5.022	4.855	5.191	25.678
	Intermediário	5.854	4.756	3.362	3.271	3.227	20.470
	Inferior	5.854	4.756	1.279	1.279	1.279	14.447
<i>(mil m³/ano)</i>							
Relatório	Cenário	2018	2019	2020	2021	2022	Total 2018-2022
Nº 02	Superior	2.136.710	1.735.940	1.838.052	1.772.075	1.894.715	9.377.492
	Intermediário	2.136.710	1.735.940	1.230.492	1.193.915	1.177.855	7.474.912
	Inferior	2.136.710	1.735.940	468.114	466.835	466.835	5.274.434

Nota: Conversão aproximada da unidade de m³/dia para m³/ano multiplicando os valores por 365, exceto para 2020, ano bissexto.

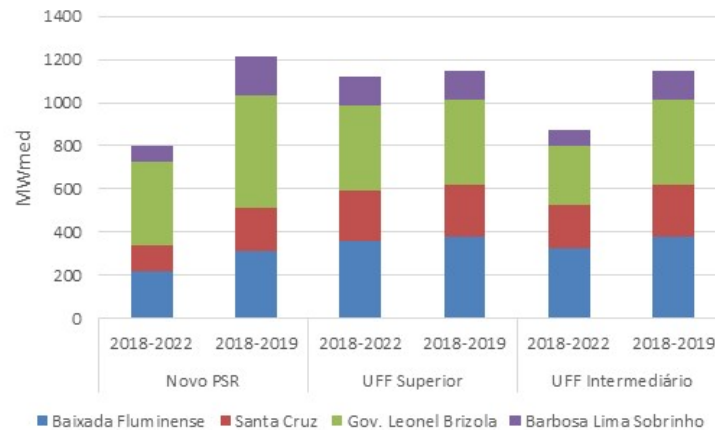
Em complemento e com base em novo estudo elaborado pela PSR e disponibilizado pela CEG, a UFF realizou novas projeções de demanda termelétrica no **Relatório nº 04**, nos termos a seguir:

“A partir da matriz de despacho, calculamos o valor médio mensal de cada uma das centrais, que corresponde ao despacho esperado. Os valores calculados são próximos ao cenário intermediário do relatório 2 preparado pela Economia/UFF (Gráfico 4). O despacho esperado da PSR é 9% inferior ao projetado pela Economia/UFF em seu cenário intermediário no quinquênio 2018-2022, sendo que nos dois primeiros anos a projeção de despacho da PSR é 6% superior. O fator de utilização das térmicas da área da CEG seria de 40% no quinquênio 2018-2022.”



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Gráfico 4. Comparação das Projeções de Demanda Termelétricas: PSR e Economia/UFF (Relatório 2)



Fonte: Elaboração dos autores

A Economia/UFF optou por adotar o novo cenário de despacho da PSR para projetar o consumo de gás natural em termelétricas da área da CEG. Apesar da CEG ter encaminhado o estudo da PSR, a concessionária ainda não revisou suas projeções de consumo termelétrico de gás natural. Assim, as projeções seguintes referem-se a projeções realizadas pela Economia/UFF a partir do material da PSR.

(...)

Em função da situação crítica de abastecimento de eletricidade, o consumo de gás das térmicas será bastante elevado em 2018, se aproximando de 7 milhões de m³/dia na área da CEG segundo as projeções (Tabela 4). Nos quatro anos seguintes, conforme a situação mais crítica é superada, o consumo termelétrico é de 3 milhões de m³/dia.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Tabela 4. *Projeção Demanda Termelétrica de Gás Natural (2018–2022): Mil m³/dia*

	2018	2019	2020	2021	2022
Baixada Fluminense	1.611	1.158	840	637	784
Santa Cruz	1.232	621	303	331	382
Gov. Leonel Brizola	3.377	1.954	1731	1.434	1.483
Barbosa Lima Sobrinho	759	523	147	47	61
Total CEG	6.979	4.257	3.022	2.450	2.710

Fonte: *Elaboração Própria*

Dadas as incertezas inerentes ao processo de definição das demandas projetadas, a UFF recomenda mecanismos de ajuste nos termos a seguir:

“É importante ressaltar que apesar da Economia/UFF defender a adoção de um cenário específico de projeção do consumo de gás natural em termelétricas, há grande incerteza envolvida nas projeções em um período de cinco anos. A utilização de termelétricas no sistema elétrico brasileiro é muito influenciada ao comportamento da hidrologia (chuvas), apresentando forte volatilidade. Assim como o cenário de abastecimento se tornou desfavorável na primeira metade de 2018, pode ocorrer mudança em sentido inverso no futuro.

Como o segmento termelétrico tem elevada participação na projeção de demanda do quinquênio (45%), o resultado econômico da concessionária acaba sendo muito influenciado pela aderência dos valores projetados de demanda térmica e observados. Essa aderência não guarda relação com o comportamento da concessionária e não é justo que a concessionária seja prejudicada quando a demanda é sobrestimada ou beneficiada quando a demanda é subestimada. Assim, conforme apontado no item 2, a Economia/UFF propõe a adoção de sistemas de repasse (gatilhos) ou a realização de revisões extraordinárias quando a diferença entre valores projetados e observados da demanda é significativa.”



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Na tabela a seguir é apresentado um resumo contendo a demanda projetada pela concessionária na proposta complementar e os cenários propostos pela consultoria da UFF nos Relatórios nº 02 e 04.

Tabela 16. Comparação das Demandas Projetadas para o Segmento Termelétrico da CEG

		<i>(mil m³ /dia)</i>					
Relatório	Cenário	2018	2019	2020	2021	2022	Total 2018-2022
Proposta Complementar CEG		8.001	2.240	2.308	2.200	2.200	16.950
Relatório UFF Nº 02	Superior	5.854	4.756	5.022	4.855	5.191	25.678
	Intermediário	5.854	4.756	3.362	3.271	3.227	20.470
	Inferior	5.854	4.756	1.279	1.279	1.279	14.447
Relatório UFF Nº 04		6.979	4.257	3.022	2.450	2.710	19.418
		<i>(mil m³ /ano)</i>					
Relatório	Cenário	2018	2019	2020	2021	2022	Total 2018-2022
Proposta Complementar CEG		2.920.276	817.618	844.670	803.175	803.175	6.188.913
Relatório UFF Nº 02	Superior	2.136.710	1.735.940	1.838.052	1.772.075	1.894.715	9.377.492
	Intermediário	2.136.710	1.735.940	1.230.492	1.193.915	1.177.855	7.474.912
	Inferior	2.136.710	1.735.940	468.114	466.835	466.835	5.274.434
Relatório UFF Nº 04		2.547.335	1.553.805	1.106.052	894.250	989.150	7.090.592

Nota: Conversão aproximada da unidade de m³/dia para m³/ano multiplicando os valores por 365, exceto para 2020, ano bissexto.

Por fim, no Relatório Complementar a UFF mantém sua projeção realizada no relatório nº 04 e esclarece as diferenças entre a sua projeção e a da concessionária, a saber:

“A principal razão dessa diferença é que a CEG utiliza como referência em suas projeções a moda das simulações, que corresponde ao percentil 25 (P 25) da distribuição de probabilidades, enquanto a Economia/UFF utiliza a média.

(...)



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

A média corresponde ao valor esperado da série. A média é o valor da função de distribuição no qual os erros de previsão (diferença entre valores observados e estimados) são minimizados. Assim, se o objetivo do regulador é realizar projeções que sejam as mais próximas possíveis dos valores observados, é adequado escolher a média da função de distribuição. Ao minimizar o erro, o regulador estará sendo mais justo com consumidores e concessionária. Como é impossível prever precisamente o despacho, a melhor opção é realizar projeções que acarretam em menores erros. No caso, a escolha da moda implicaria em uma probabilidade de 75% de subestimar a demanda, o que, na avaliação da consultoria, é injusto com os consumidores.”

Após amplo debate sobre o tema realizado ao longo do processo, organizados em diversos estudos desenvolvidos pelas partes interessadas, o Grupo de Trabalho da AGENERSA conclui que o “cenário apresentado pela UFF no relatório 2, na denominação 'cenário superior', é o mais provável de acontecer”.

Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor adotar as projeções de demanda do segmento termelétrico conforme determinado pelo Grupo de Trabalho da AGENERSA, ou seja, a adoção da projeção dos volumes do cenário superior.

Projeção da Demanda – Segmento Não Térmico

Ao analisar as projeções sugeridas pela concessionária para os segmentos não térmicos, a consultoria, no Relatório nº 02, utilizou modelo estatístico, introduzido a seguir:

“Sob a abordagem estatística clássica, cada observação de uma série temporal é composta pela combinação de suas componentes não observáveis, denominadas como Tendência, Sazonalidade, Ciclos e Variações Aleatórias. Uma série temporal pode apresentar diferentes formas de dependência entre



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

as observações atuais e passadas, sendo de grande importância a modelagem dessas relações, principalmente, para o desenvolvimento de previsões futuras. É neste contexto que a análise de séries temporais é empregada. Nessa metodologia, modelos estatísticos são ajustados a dados históricos, fazendo uso da ampla classe de modelos propostos por Box e Jenkins (1976), dentre estes SARIMA e ARIMA sazonal.”

Por fim, a consultoria conclui:

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

Após a definição do método de análise para a determinação das projeções para o próximo ciclo revisional, a consultoria da UFF estudou individualmente cada segmento de consumo nos Relatórios N° 02, 04 e Relatório Complementar e apresentou considerações sobre cada segmento ao logo de seus estudos, as quais passo a expor.

Início a explanação com o segmento **industrial**, para o qual a consultoria aponta para um crescimento da demanda 2,5% a.a., contrariando a previsão da concessionária, que projeta manutenção das vendas. Os valores projetados foram revisados pela consultoria no Relatório n° 04 e Relatório Complementar, como demonstrado na tabela a seguir.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Tabela 17. Projeções da Concessionária e da Consultoria da UFF – Segmento Industrial

Demanda Projetada - Segmento Industrial (Milhões m ³ /ano)						
	2018	2019	2020	2021	2022	2018-2022
Proposta Complementar CEG	308	311	312	318	325	1.574
Relatório UFF Nº 02	348	347	346	346	347	1733
Relatório UFF Nº 04	348	347	346	346	347	1.733
Relatório UFF Complementar	348	347	346	346	347	1.733

Ao analisar o tema, o Grupo de Trabalho acompanha as projeções da consultoria, nos termos abaixo descritos:

“A Consultoria comentou sobre a queda no consumo do segmento industrial, na esteira da retração do setor no âmbito do Estado do Rio de Janeiro. Avalia, entretanto, que as perspectivas indicam uma reversão do quadro, ainda que não justifique uma projeção nos moldes daquela da III Revisão Quinquenal, entendimento contrário ao que havia sido exposto pela Concessionária. Este GT endossa a perspectiva de relativa estabilidade na demanda;”

Segundo a UFF, no Relatório nº04, a demanda do segmento **comercial** “foi projetada multiplicando a quantidade de clientes apresentada na proposta da concessionária para a CEG pelo consumo unitário do segmento comercial projetado no modelo econométrico empregado”, pelo qual observou-se uma taxa de crescimento de 3% ao ano e a convergência dos volumes projetados pela UFF com os estimados pelas concessionárias.

Tabela 18. Projeções da Concessionária e da Consultoria da UFF – Segmento Comercial

Demanda Projetada - Segmento Comercial (Milhões m ³ /ano)						
	2018	2019	2020	2021	2022	2018-2022
Proposta Complementar CEG	50	50	50	50	50	251
Relatório UFF Nº 02	54	56	58	61	63	292
Relatório UFF Nº 04	54	56	58	61	63	291
Relatório UFF Complementar	52	5	54	54	55	221



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Em complemento, o Grupo de Trabalho da AGENERSA se posiciona em consonância com as sugestões da consultoria da UFF, nos seguintes termos:

“O segmento Comercial foi um em que o resultado final proposto pela FEC/UFF teve melhor convergência de resultado final com a proposta da CEG. É um setor que apresenta grande sazonalidade dentro de cada exercício, com ligeiros registros de retração, mas com projeção de retomada gradual de demanda. A pouca divergência se deu no caminho do crescimento, com a Consultoria apresentando projeção mais conservadora do que a Concessionária. O GT endossa as projeções da FEC/UFF;”

Nos cálculos da UFF presentes no Relatório nº 04, a demanda **residencial**, que inclui os consumidores do segmento GLP residencial e Residencial Social MCMV, foi projetada multiplicando o número de clientes pelo consumo unitário residencial. Apesar da demanda para o segmento residencial proposto pela UFF adotar metodologia distinta da concessionária, ambas convergem no entendimento de que

“O consumo unitário de clientes residenciais na área da CEG apresenta tendência clara de queda ao longo do tempo. Essa dinâmica é determinada pelo menor nível de consumo dos novos clientes e pela mudança de hábito dos consumidores antigos, com menor uso do combustível para cocção. Esse fenômeno foi indicado na proposta na CEG e nossas estimativas, que são obtidas por métodos distintos, são bastante próximas (...).”

Na tabela a seguir são resumidas as demandas projetadas para o segmento residencial.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Tabela 19. Projeções da Concessionária e da Consultoria da UFF – Segmento Residencial

Demanda Projetada - Segmento Residencial (Milhões m³/ano)						
	2018	2019	2020	2021	2022	2018-2022
Proposta Complementar CEG	114	114	115	115	115	573
Relatório UFF Nº 02	175	175	175	175	174	875
Relatório UFF Nº 04	116	117	117	117	117	585
Relatório UFF Complementar	116	116	116	116	115	579

Em manifestação sobre a demanda residencial, o Grupo de Trabalho em seu Relatório Final traz os seguintes pronunciamentos em concordância com as estimativas elaboradas pela consultoria:

“Outro segmento em que as dinâmicas dos estudos da FEC/UFF e da CEG apresentam convergência. Destaque-se a tendência, observada por ambas, de que há uma evidente mudança no padrão de consumo do cliente residencial, não havendo qualquer sinal de que possa haver uma reversão significativa, bem como o trabalho comparativo feito com os combustíveis concorrentes, notadamente o GLP. O GT endossa as projeções da FEC/UFF;”

Desta forma, sugiro ao Conselho-Diretor acompanhar a demanda projetada pela UFF para o segmento residencial e ratificada pelo Grupo de Trabalho da AGENERSA.

Ao tratar da demanda de GNV, a consultoria da UFF traz os seguintes argumentos no Relatório nº 04:

‘O consumo de gás no segmento de GNV apresenta recuperação recente. Após um longo período de estagnação, quando a política de controle de preços da gasolina para combater a inflação não estimulava a conversão de veículos, a demanda por GNV apresentou crescimento expressivo de 5% ao ano a partir de 2015. Com o fim da política de preços administrados em 2015, e com o início da nova política de ajuste de preços dos derivados nas refinarias da



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Petrobrás em 2016, visando o alinhamento de curto prazo aos preços internacionais, o preço da gasolina perde competitividade, e o consumo de GNV cresceu nos postos de abastecimento. Com a manutenção da política de precificação da Petrobras em vista da tendência de alta do preço do petróleo, conjectura-se para o próximo quinquênio um cenário de elevado preço da gasolina e um aumento da procura por GNV.

Recentemente, um fator de crescimento da demanda por GNV foi a crise do óleo diesel, com a greve dos caminhoneiros. Com o desabastecimento de gasolina e etanol nos postos, já que os bloqueios impediram a entrega desses combustíveis pelas refinarias, aumentou a procura por instalação do kit de GNV, principalmente, por taxistas, motoristas de aplicativos (Uber, 99 e outros), motoristas de frotas e vendedores, já que o abastecimento do combustível ocorre por dutos e não foi influenciado pelos bloqueios.”

E conclui

“Nossa projeção indica recuperação modesta das vendas de gás do segmento de GNV, com uma taxa de crescimento anual de 1,8% frente a 2017, enquanto que a concessionária considera manutenção das vendas, com queda de consumo de 0,3% a.a.”

O resumo das demandas projetadas para o segmento GNV é apresentado na tabela a seguir:



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Tabela 20. Projeções da Concessionária e da Consultoria da UFF – Segmento GNV

Demanda Projetada - Segmento GNV (Milhões m ³ /ano)						
	2018	2019	2020	2021	2022	2018-2022
Proposta Complementar CEG	912	923	936	953	973	4.696
Relatório UFF Nº 02	957	1.020	1.076	1.152	1.234	5.439
Relatório UFF Nº 04	912	923	936	953	973	4.696
Relatório UFF Complementar	912	923	936	953	973	4.696

Para esse segmento, o Grupo de Trabalho também entende que as projeções realizadas pela consultoria são as mais adequadas e esclarece:

“Neste segmento, a Concessionária aponta uma estabilização das vendas, considerando que a explosão da demanda se deu a partir de 2015, com o fim da política de preços administrados dos derivados do petróleo. A Consultoria entende que fatores recentes, com forte impacto na economia, permitem antever um crescimento constante. O GT endossa as projeções da FEC/UFF;”

A demanda do segmento de **climatização** foi tratada especificamente no Relatório Final do Grupo de Trabalho, que asseverou:

“Não se verifica uma tendência de expansão no segmento, ainda que as projeções da Concessionária tenham sido bem inferiores àquelas da Consultoria. Aparentemente, mantém-se a falta de competitividade do gás natural frente à energia elétrica para este mercado. O GT endossa as projeções da FEC/UFF;”

Para o segmento de **cogeração**, o Grupo de Trabalho observou que

“A Concessionária projeta um crescimento constante ao longo do ciclo, em valores menores do que os projetados pela Consultoria. Observe-se que esta



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

infere um pico de demanda em 2020, ponto culminante de um mini ciclo de expansão, com redução em sequência. O GT endossa as projeções da FEC/UFF;”

E como transcrito, o Grupo de Trabalho acatou as projeções de demanda dos segmentos de climatização e cogeração, propostos pela consultoria da UFF.

Nos segmentos de **Geração Distribuída, Vidreiro, Petroquímico e GLP** o Grupo de Trabalho também acompanha as projeções da consultoria.

A projeção da demanda de gás, sugerida pela consultoria da UFF no Relatório Complementar, para os segmentos não térmicos, é apresentada a seguir.

Tabela 21. Relatório Complementar da UFF – Projeção das Demandas Não Térmicas

CEG	Demanda Projetada (Mm³/ano)					2018 - 2022
	2018	2019	2020	2021	2022	
Mercado						
Residencial (*)	116	116	116	116	115	579
Comercial	52	5	54	54	55	221
Climatização	7	7	7	7	6	33
Geração Distribuída	1	1	1	3	4	10
Cogeração	97	98	100	99	98	492
GNV	912	923	936	953	973	4.696
Industrial	348	347	346	346	347	1.733
Vidreiras	80	80	80	79	79	398
Petroquímico	-	-	-	-	-	0
Total Vendas Projetada	1.611	1.576	1.639	1.657	1.678	8.162

Em seu relatório final, o Grupo de Trabalho acompanha a projeção de demanda para os segmentos não térmicos proposta pela consultoria da UFF.

Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor que nos cálculos da 4ª Revisão Quinquenal sejam adotadas as demandas não térmicas projetadas pela UFF e ratificadas pelo Grupo de Trabalho.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Ao tratar dos aspectos jurídicos relativos à projeção da demanda, a procuradoria da AGENERSA expressa seu entendimento sobre as dificuldades na estimativa dos valores, fortemente baseadas em análise dos dados históricos e inferências estatísticas e cita as discussões sobre possíveis ajustes, quando por fim sugere estudos adicionais, porém não recomenda a aplicação do Fator K sem a devida adequação, via celebração de termo aditivo, a saber:

“Algumas soluções foram descritas no decorrer do processo, uma delas a adoção do Fator K que já é usado pela ARSESP em São Paulo. Outra, a implementação de um gatilho e, por fim, a realização de uma Revisão extraordinária.

Em uma análise jurídica superficial, identifiquei que a introdução de quaisquer destas soluções iriam em sentido contrário ao que determina o Contrato de Concessão. Neste está embutido o risco da Concessionária que é expresso pelo método do "pricecap". Entendo que este seja um obstáculo jurídico do presente e, em face da proximidade do término da Concessão, poderia ser definido ou no novo edital ou na renegociação do contrato atual.

Quaisquer das sugestões, se fossem implantadas, desconfigurariam o que foi acordado no Contrato de Concessão e, portanto, do ponto de vista jurídico, não recomendado. Neste item, o risco é para os dois lados.

(...)

Nesse sentido e, com a proximidade do fim do Contrato, entendo que a sugestão do GT, de se fazer um estudo detalhado sobre este tema, é muito pertinente.”

Considerando que a proposta da consultoria da UFF trará impactos positivos para concessão, na medida em que possibilitará o ajuste da demanda, dos valores projetados com os efetivamente realizados e considerando as recomendações da procuradoria da AGENERSA,



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor a abertura de processo específico para tratar do tema. Sugiro ainda ao Conselho-Diretor recomendar ao Poder Concedente a adoção dos sistemas de repasse (gatilhos).

Margem Não Reposicionada

As margens não reposicionadas que irão compor o fluxo de caixa para a definição do equilíbrio econômico-financeiro da concessão são calculadas a partir da definição da demanda de gás projetada para o próximo quinquênio. Nesse sentido, a concessionária CEG apresenta os seguintes esclarecimentos no item 5 da proposta inicial:

“Para obtenção da margem total não reposicionada toma-se por base a projeção de demanda por mercado para o quinquênio 2018-2022 e as margens unitárias vigentes em 31/12/2016 sem a parcela da retroatividade de -3,60% determinada pelas Deliberações AGENERSA nº 1881 de 19/12/2013 e nº 2035 de 28/04/2014, conforme indicada no Anexo I deste relatório.”

As projeções das margens, elaboradas pela concessionária, foram calculadas com base no Anexo 03 – Projeção do volume faturado por faixa de consumo e a projeção de faturas por faixa de consumo e no Anexo 5a - Motor de Cálculo Mensal da Margem Total Não Reposicionada, da proposta original. Dada a revisão das projeções de demanda pela concessionária, na proposta complementar foram apresentados novos valores de margens não reposicionadas.

Nas tabelas a seguir são apresentadas a comparação da projeção das margens não reposicionadas sugeridas pela concessionária na proposta original e na sua proposta complementar e o detalhamento das margens por segmento de consumo disposto na proposta complementar.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Tabela 22. Propostas CEG-Projeção de Margens Não Reposicionadas para Quinquênio 2018-2022 (Milhões Reais - Dez.2016)

CEG	Ano					2018-2022
	2018	2019	2020	2021	2022	
Valores em MRS						
Proposta Original	1.005,17	984,70	990,77	995,61	1.001,46	4.977,71
Proposta Complementar	1.050,29	963,29	963,19	967,15	972,50	4.916,43

Tabela 23. Proposta Complementar da CEG – Detalhamento da Projeção de Margens Não Reposicionadas para Quinquênio 2018-2022 (Milhões Reais - Dez.2016)

Proposta Complementar	Ano					2018-2022	Participação
	2018	2019	2020	2021	2022		
Residencial	444	441	438	434	430	2.188	44%
Residencial Social MCMV	8	10	12	14	16	60	1%
Comercial	135	136	137	137	138	683	14%
Climatização	3	3	3	3	3	13	0%
Cogeração	15	15	16	16	16	78	2%
Geração Distribuída	1	1	1	2	2	6	0%
GNV	168	170	172	175	179	863	18%
GNV Transporte Público	-	-	-	-	-	-	0%
Industrial	106	107	108	111	114	547	11%
Vidreiras	19	19	19	19	19	94	2%
Petroquímico	-	-	-	-	-	-	0%
GLP Residencial	2	2	2	1	1	8	0%
GLP Industrial	-	-	-	-	-	-	0%
Térmicas	79	-	-	-	-	79	2%
Térmicas - Consumidor Livre/Auto-importador/Autoprodutor	71	60	56	55	55	298	6%
Industrial - Consumidor Livre/Auto-importador/Autoprodutor	-	-	-	-	-	-	0%
Petroquímico - Consumidor Livre/Auto-importador/Autoprodutor	-	-	-	-	-	-	0%
Total	1.050	963	963	967	973	4.916	100%

A consultoria da UFF, no item 9 – Modelagem Tarifária do Relatório nº 04, compara as suas projeções de margem não reposicionada com a Proposta Inicial da concessionária e expõe:

“A margem não reposicionada apresentada na Tabela 39 corresponde à receita que empresa obteria praticando a tarifa do ciclo anterior para atender o mercado projetado para o ciclo 2018-2022. Em função da maior demanda considerada, a margem não reposicionada proposta pela Economia/UFF é superior à proposta da CEG.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Tabela 39. Projeção de Margens Não Reposicionadas para Quinquênio 2018-2022 (valores em milhões R\$/dez/16)

	2018	2019	2020	2021	2022
CEG	1.005,17	984,70	990,77	995,61	1.001,46
UFF	1.050,11	1.033,95	1.027,01	1.023,31	1.037,25
Diferença (%)	4%	5%	4%	3%	4%

Fonte: Elaboração própria.”

Já no Relatório Complementar da UFF, ao tratar do cálculo das margens não reposicionadas, a consultoria contratada traz ao feito a proposta encaminhada pela concessionária na DIRPIR 121/18 (fls. 4.884), contendo discussão sobre as margens do segmento termelétrico (item 3.9. Tratamento Tarifário para Autoprodutores e Autoimportadores no Rio de Janeiro) e sugere ao enteregulador:

“A partir do exposto acima, a consultoria recomenda a Agenersa acatar a sugestão das concessionárias e aplicar o desconto progressivo até 22,5% a todos os consumidores da categoria termelétrica com ramal dedicado e que são atualmente consumidores livres, conforme Tabela 12. No entanto, no entendimento da consultoria, o desconto é aplicável desde 2018, primeiro ano do ciclo tarifário em análise.

Tabela 12 – Fator R a ser considerado no cálculo das Margens

UTES	UFF	CEG / CEG Rio	UFF e CEG / CEG Rio			
	2018	2018	2019	2020	2021	2022
Barbosa Lima Sobrinho (BLS)	0,98	1,00	0,98	0,98	0,98	0,98
Governador Leonel Brizola (GLB)	0,85	1,00	0,84	0,83	0,82	0,81
Furnas Santa Cruz	0,98	1,00	0,98	0,98	0,98	0,98
Baixada Fluminense	0,95	1,00	0,94	0,93	0,92	0,91
Furnas Campos	1	1	1	1	1	1

Fonte: elaboração própria.

A consultoria recomenda ainda que ao final da revisão tarifária se inicie um processo regulatório extraordinário para rever a metodologia tarifária aplicada ao setor de geração termelétrica, incluindo os seguintes pontos:



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

a) Introdução de nova regra tarifária onde as tarifas de distribuição sejam calculadas pela capacidade demandada pela térmica e não pelo volume de gás efetivamente demandado. O objetivo desta revisão da metodologia tarifária é reduzir a incerteza associada ao despacho termelétrico, já que as grandes variações no despacho podem desequilibrar economicamente o contrato de concessão.

b) Introdução de uma nova regra tarifária que permita considerar a especificidade de cada instalação, levando em conta: i) a existência ou não de ramais dedicados; ii) se as concessionárias realizam os investimentos no ramal ou se o próprio empreendedor realiza estes investimentos; iii) os custos operacionais atinentes aos projetos.”

Por fim, no item 4. Cálculo do reposicionamento tarifário, a UFF revisou os seus cálculos relativos à margem de distribuição e apresentou a tabela a seguir:

Tabela 24. Relatório Complementar da UFF - Revisão dos Dados (R\$ milhões - Data-base Dez. 2016)

	2018	2019	2020	2021	2022	2018-2022
Margem Não Reposicionada						
4º Relatório	1.050,11	1.033,95	1.027,01	1.023,31	1.037,25	5.171,63
Inclusão UTE Santa Cruz	1.079,71	1.054,97	1.039,61	1.038,12	1.053,41	5.265,82
Revisão	1.074,44	919,73	1.022,50	1.015,24	1.024,83	5.056,74

Em seu Relatório Final, o Grupo de Trabalho adota os seguintes valores para margem não reposicionada (tabela a seguir).

Tabela 25. Relatório Final do Grupo de Trabalho – Margem Não Reposicionada (R\$ milhões - Data-base Dez. 2016)

	2018	2019	2020	2021	2022	2018-2022
Margem Não Reposicionada	1.003,15	855,81	983,33	986,06	990,28	4.818,64



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor acompanhar a projeção das margens não reposicionadas propostas pelo Grupo de Trabalho, uma vez que a aplicação de descontos na margem do segmento termelétrico, sugerida pela consultoria da UFF, demandaria estudos adicionais para avaliação dos impactos econômico-financeiro em toda a concessão.

Finalizadas as discussões sobre a projeção da demanda e o cálculo das margens não reposicionadas, inicio a apresentação das discussões técnicas sobre as receitas correlatas.

Receitas Correlatas

Considerando que as atividades correlatas possuem previsão contratual, na proposta inicial encaminhada à AGENERSA, a CEG apresenta as seguintes considerações sobre os valores a serem incluídos no fluxo de caixa:

“Nesse contexto, entendemos que as atividades correlatas são aquelas que envolvem custos e receitas que não são decorrentes diretamente da venda de gás. De acordo com o deliberado pelo Regulador nas Revisões Quinquenais anteriores, tais receitas foram consideradas, com proporção que variam de 100% a 50%, no cálculo das tarifas limite do serviço de distribuição de gás canalizado. As atividades correlatas consideradas na proporção de 50% são serviços técnicos de adequação de ambiente necessários para o início ou continuidade do fornecimento de gás, transformação e instalação de equipamentos, e outros serviços de assistência técnica.

As atividades correlatas consideradas na proporção de 100% são aquelas provenientes de investimentos que compõem a Base de Remuneração de Ativos. (...) Dentre estas atividades destacam-se a prestação de serviços de informática, de administração, de manutenção



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

e de operação à CEG RIO, através de acordos firmados onde a CEG RIO remunera a CEG e que são consideradas no OPEX da CEG RIO”.

A projeção das receitas correlatas sugeridas pela CEG na proposta inicial totalizaram R\$ 125,60 milhões no período de 2018 a 2022.

Ao encaminhar a proposta complementar de revisão tarifária e justificando que as atividades correlatas estão diretamente relacionadas aos serviços de assistência técnica, a concessionária revisou suas projeções para menor, chegando ao montante financeiro de R\$ 115 milhões, conforme tabela a seguir.

Tabela 26. Proposta Complementar da CEG - Atividades Correlatas

CEG - Atividades Correlatas (mil.R\$/ano) - Moeda de Dez/16						
Itens	2018	2019	2020	2021	2022	2018-2022
Ingressos Operativos	3.653	3.794	3.951	4.126	4.296	19.819
Custos Operativos	-2.230	-2.270	-2.315	-2.330	-2.350	-11.495
Outros Ingressos Operativos	20.993	21.142	21.343	21.587	21.841	106.906
Contrato Pessoal Intragrupo	6.017	6.001	5.986	5.986	5.986	29.976
Contrato Prestação de Serviços Intragrupo	7.323	7.304	7.285	7.285	7.285	36.482
Inscrições e religamentos de clientes	6.384	6.545	6.757	6.976	7.203	33.864
Ingressos vários (*)	1.270	1.292	1.316	1.340	1.366	6.584
TOTAL	22.416	22.665	22.979	23.383	23.787	115.231

Notas Explicativas: () Ingressos Vários: Relacionado a intercompra de gás natural entre CEG e CEG RIO e serviços de informática intragrupo;*

Fonte: Anexo 07 da Proposta Complementar da CEG.

Após a análise das propostas revisionais (inicial e complementar), tanto a consultoria contratada como o Grupo de Trabalho adotaram em seus cálculos, para o cálculo do reposicionamento tarifário, os valores relativos às atividades correlatas encaminhados pela concessionária CEG. Em seu relatório, o Grupo de Trabalho dispõe:

“Por receitas correlatas entendemos aquelas que não possuem ligação direta com a prestação estrita do serviço concedido, mas que dele dependem para se consumir. A Concessionária apresentou suas projeções, que foram adotadas no Relatório Complementar da Consultoria. Comparamos com as projeções para o ciclo revisional



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

anterior, levado à data base dezembro/2016, e verificamos que a previsão é de uma redução. O quadro que reproduzimos é o da CEG, que referendamos:

Itens	GT					Total
	Receitas correlatas (R\$mil/ano) Base dezembro 2016					
	2018	2019	2020	2021	2022	
Ingressos operativos	3.652,79	3.793,88	3.950,90	4.125,90	4.295,90	19.819,37
(-) Custos operativos	-2.230,03	-2.270,25	-2.315,02	-2.330,02	-2.349,52	-11.494,83
(+) Outros ingressos operativos	20.992,95	21.141,54	21.343,36	21.587,47	21.840,77	106.906,10
Clientes	6.383,52	6.544,70	6.756,51	6.975,94	7.203,47	33.864,14
Contrato CEG-CEG-Rio Pessoal Intragrupo	6.016,83	6.001,14	5.986,04	5.986,04	5.986,04	29.976,08
Intragrupo	7.322,71	7.303,62	7.285,24	7.285,24	7.285,24	36.482,04
Ingressos vários	1.269,90	1.292,08	1.315,58	1.340,25	1.366,02	6.583,83
Total	22.415,71	22.665,17	22.979,25	23.383,35	23.787,15	115.230,63

Tal medida foi corroborada pela procuradoria da AGENERSA, que cita a previsão das receitas correlatas inclusive no edital de licitação e recomenda adoção das projeções validadas pelo Grupo de Trabalho no seu relatório final.

Diante do exposto, considerando que o Grupo de Trabalho validou os cálculos apresentados pela concessionária e considerando que a procuradoria da AGENERSA entende pela previsão contratual, proponho ao Conselho-Diretor aprovar os valores relativos às atividades correlatas em conformidade com o sugerido pela consultoria da UFF e pelo Grupo de Trabalho da AGENERSA.

Custos Operacionais – OPEX

A proposta inicial da concessionária esclarece que:

“O conceito de OPEX inclui todas as despesas vinculadas à operação e à manutenção (O&M) das redes, gestão comercial dos usuários do serviço de distribuição de gás canalizado e à administração da CONCESSIONÁRIA.”



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Ressalta ainda que a depreciação dos investimentos não é incluída nas estimativas de OPEX, pois são tratadas de forma específica no cálculo do reposicionamento tarifário. Por fim, a concessionária sugere para o próximo quinquênio o OPEX total de R\$ 2,73 bilhões.

Em virtude das mudanças de cenários que levaram a revisão da demanda projetada, na proposta complementar, a CEG também revisou os seus custos e despesas operacionais e propôs um aumento de 3,7%, sugerindo um valor final de R\$ 2,83 bilhões para o próximo quinquênio. Na a seguir é apresentado os novos valores de OPEX propostos pela concessionária.

Tabela 27. Proposta Complementar da CEG – Projeção do OPEX (2018-2022)

CEG - OPEX (R\$ milhões/ano) - Moeda de Dez/16						Total
Itens	2018	2019	2020	2021	2022	2018-2022
1- Aluguéis	13	19	19	19	19	89
2- Manutenção e Conservação	42	42	42	42	42	210
3- Utilidades e Serviços	14	14	15	15	15	72
4- Serviços Gerais, Corporativos e Associações	28	30	31	31	31	151
5- Serviços Profissionais Independentes	21	21	22	22	22	108
6- Publicidade, Propaganda e Relações Públicas	16	17	17	18	18	86
7- Seguros	3	3	3	3	3	14
8- Despesas de Viagem, Transporte e Fretes	2	3	3	3	3	13
9- Gastos de Atividade Comercial	46	48	49	50	52	244
10- Gastos Serviço a Cliente	50	54	58	62	67	291
11- Outros Serviços Exteriores	22	23	23	23	23	114
12- Outros	13	14	13	13	13	67
13- Gastos para GNC	1	1	2	2	2	10
15- Pessoal	143	148	154	154	154	751
16- Provisões	54	27	27	27	27	162
17- Custos de Perdas de Gas	74	91	90	89	91	436
18- Custos de Odorizantes	2	1	1	1	1	7
TOTAL	545	555	567	573	583	2.823

Os custos e despesas operacionais da concessionária CEG foram analisados no Relatório nº 02 da UFF, que fez considerações sobre a sua evolução histórica no período de 2013 a 2016 e realizou projeções para o próximo quinquênio.

No Relatório nº 04, a consultoria da UFF revisa os dados de OPEX realizados até o ano de 2017 e faz uma abordagem bem detalhada sobre as questões envolvendo a perda de gás.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Na comparação dos montantes financeiros de OPEX aprovado e realizado para o período de 2013 a 2017, a consultoria da UFF observou que a concessionária realizou 85% dos custos projetados, como explicado a seguir:

“O OPEX realizado entre 2013 e 2017 ficou abaixo do OPEX projetado para o período (3ª Revisão Tarifária), comparando todos os valores para moeda de dezembro de 2016, isto é, já incorporando a inflação observada no período, medida pelo IGP-M. Projetou-se um OPEX de R\$ 2.460.407 milhões para 2013-2017, porém foi realizado apenas R\$ 2.084.800 milhões, cerca de 15% a menos (R\$ 375 milhões) do que foi considerado na última revisão tarifária (Deliberação AGENERSA nº 1.796/2013), (...)”.

Sobre as perdas de gás, a consultoria da UFF traz dados históricos (tabela a seguir) sendo possível observar o significativo aumento das perdas ao longo do tempo.

Tabela 28. Relatório nº 04 da UFF - Evolução das Perdas Totais da CEG

Ano	% Perdas mercado convencional	% Perdas mercado total	Volume (Mm³)	Custo estimado das perdas (R\$ de dez. 2016)
2013	1,9%	0,8%	34	20,3
2014	1,3%	0,43%	23,5	16,3
2015	2,3%	0,58%	29,3	28,6
2016	4%	1,43%	56,3	46,8
2017	4,8%	1,7%	80	77,4
Média ciclo tarifário	2,86%	0,98%	44,62	37,88

Ato contínuo, a consultoria da UFF apresenta gráfico comparando o histórico de perdas com as projeções futuras da concessionária.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Gráfico 02. Relatório nº04 da UFF - Evolução das Perdas Realizadas e Projetadas pela CEG



Em que pese os volumes de perdas projetados para o quinquênio 2018-2022 serem inferiores as perdas ocorridas em 2017, o patamar projetado é superior ao realizado no quinquênio anterior, a exceção do ano de 2017. A consultoria ressalta que as perdas projetadas estão dentro dos limites estabelecidos no *item 3, parte I do Anexo II do Contrato de Concessão*, o qual prevê índices de performance abaixo de 3% (três por cento).

Ao avaliar as projeções realizadas pela concessionária, a consultoria da UFF esclarece:

“Na opinião da Economia/UFF a metodologia adotada não é robusta. A definição do valor para o novo ciclo tarifário foi discricionária, e não há como afirmar que a elevação das perdas no período de 2015 e 2018 reflete a tendência para o novo ciclo. Ressalte-se que o nível de perdas caiu significativamente entre 2013 e 2014.

Em segundo lugar, a Economia/UFF acredita que é função do regulador e da concessionária combater as perdas de gás. Inclusive a própria concessionária apresenta na página 36 da proposta uma série de iniciativas e esforços que estão sendo levados a cabo visando justamente reduzir o nível de perdas.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Neste sentido, não é uma boa prática regulatória admitir de antemão que não existe nada a ser feito para evitar a trajetória de elevação das perdas. Assim, recomenda-se por princípios de razoabilidade estabelecer uma meta de perdas equivalente à média do ciclo anterior (44,62 Mm³).

A Tabela 23 apresenta as projeções de cada cenário e a diferença com os custos considerados pela CEG na projeção do OPEX para o próximo quinquênio. Enquanto que o cenário com perdas decrescentes (mais rigoroso) resulta em despesa equivalente a 35% do valor projetado pela CEG, o cenário com perdas constantes (menos rigoroso) resulta em gasto 50% inferior.

Tabela 23. Projeção das Perdas

	2018	2019	2020	2021	2022
Demanda projetada CEG (mil m ³ /ano)	2.779.725	2.048.712	2.052.604	2.056.494	2.060.150
Perdas de 2,8% a.a. (mil m ³ /ano)	77.832	57.364	57.473	57.582	57.684
Custo das perdas - OPEX (R\$ mil)	65.185	68.559	72.864	80.063	84.857
Demanda Projetada UFF (mil m ³)	4.164.143	3.177.041	2.750.488	2.557.749	2.676.578
Volume Projetado UFF (mil m ³ /ano)	44.620	44.620	44.620	44.620	44.620
Perdas médias anuais (%)	1,07%	1,40%	1,62%	1,74%	1,67%
Custo das perdas (R\$ mil) UFF	46.018	48.289	51.166	54.810	59.336

Fonte: Elaboração própria com dados fornecidos pela CEG

Por fim, a Economia/UFF sugere ao regulador uma revisão da regulação dos aspectos referentes às perdas. (...) uma eventual expansão do mercado de geração termelétrica, não permita mascarar um problema de eficiência no mercado de baixa pressão.”

Sobre as projeções de perdas, a procuradoria da AGENERSA entende importante a comunicação dos Órgãos de Estado de Segurança, visando o auxílio à concessionária na implementação das soluções tecnológicas, e de Meio Ambiente, para avaliação dos impactos ambientais. Quanto à análise dos valores propostos, assevera:



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

“Do ponto de vista jurídico, endossar um patamar muito mais alto do que a média, se volta novamente contra os Princípios Gerais e Específicos da Regulação, principalmente os da economicidade (eficiência), da regularidade e da modicidade tarifária.

Entendo que acompanhamento contínuo sobre o tema, por parte das Câmaras Técnicas, através de monitoramento e indicadores, poderá gerar soluções de inovação e tecnologia que, talvez, possam colaborar com a Concessionária, para mitigar esta questão”.

Diante do exposto, com base na análise técnica realizada pela consultoria da UFF e o posicionamento da procuradoria da AGENERSA sobre o tema, sugiro ao Conselho-Diretor a abertura de processo regulatório específico para definição de método e parâmetros eficazes para avaliação das perdas da concessionária. Também sugiro ao Conselho-Diretor que a concessionária implante a diminuição das perdas, ano a ano, no percentual de 10% do valor observado no período anterior, se estabelecendo como referência o percentual inicial de perdas de 1,5%, correspondente à média das perdas projetadas pela consultoria da UFF para o ciclo revisional 2018-2022.

Sugiro ainda ao Conselho-Diretor a aplicação da penalidade de multa à concessionária CEG, no valor de 0,1% (um décimo por cento) do seu faturamento nos últimos 12 (doze) meses anteriores à prática da infração, com base na Cláusula Décima do Contrato de Concessão e no art. 19, inciso IV da Instrução Normativa AGENERSA/CD nº 001, de 04/09/2007, em razão da não utilização de procedimentos eficientes no combate à redução das perdas no ciclo tarifário de 2013-2017, que por consequência, oneraram a concessão.

Sugiro também ao Conselho-Diretor recomendar ao Poder Concedente a alteração do limite máximo de perdas, fixados no contrato de concessão, para patamares mais eficientes.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Ao analisar as projeções de cada rubrica proposta pela concessionária, a consultoria da UFF sugere que os gastos com manutenção e conservação da rede e algumas despesas de caráter administrativo sejam aceitas pelo regulador.

Já para os itens do OPEX *Jurídicos; Consultorias e Outros Serviços; Publicidade, Propaganda e Relações Públicas; Despesas de Viagem; Gastos de Atividade Comercial; Leitura de Medidores e Envio de Faturas; Serviços de Teletendimento; Subscrições, documentos e Outros Serviços; Colaborações externas; Custo do pessoal expatriado e Provisões* a UFF entende que os valores sugeridos pela concessionária estão em patamares elevados e desproporcionais ao crescimento da base de clientes e ao histórico observado, portanto, foram revisados.

A consultoria também critica a projeção das rubricas *Consultorias e Outros Serviços; Publicidade, Propaganda e Relações Públicas; Gastos de Atividade Comercial; Leitura de Medidores e Envio de Faturas; Serviços de Teletendimento; e Subscrições, documentos e Outros Serviços* por apresentarem crescimento desproporcional e injustificado e sugere nova metodologia de projeção.

Quanto aos gastos jurídicos,

“a Consultoria indica que se reconheça para projeção anual futura apenas o menor valor anual observado no quinquênio anterior, atualizado pelo IGPM, (...) A Consultoria recomenda, ainda, que o Grupo de Trabalho da AGENERSA averigue a estrutura e justificativa destes gastos sob a ótica de sua razoabilidade, a fim de que não sejam incluídas na tarifa despesas estranhas à atividade de distribuição que devem ser arcadas exclusivamente pelos controladores.”



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Adicionalmente, a consultoria propõe a exclusão dos custos com Pessoal Expatriado, Despesas de Viagens e Colaborações Externas, uma vez que esses custos não existiriam na situação hipotética de controle acionário nacional e não havendo justificativa regulatória para a sua compensação.

Por fim, para rubrica *provisões*, a consultoria recomenda a adoção do valor médio observado no quinquênio anterior, atualizado pelo IGPM.

No Relatório Complementar, a UFF revisita a sua projeção do OPEX para o quinquênio 2018-2022 e assevera:

*“A regulação deve perseguir maior eficiência da concessionária para o próximo quinquênio, razão pela qual a **Consultoria UFF reitera a necessidade de determinadas rubricas que compõem o OPEX caminharem proporcionalmente ao crescimento da base de clientes.** Neste sentido, a Consultoria UFF manteve o critério de projeção com base na evolução da base de clientes para as seguintes rubricas: Consultorias e Outros Serviços; Publicidade, Propaganda e Relações Públicas; Gastos de Atividade Comercial; Leitura de Medidores e Envio de Faturas; Serviço de Teletendimento; e Subscrições, Documentos e Outros Serviços.*

Após esclarecimentos da CEG sobre rubricas anteriormente zeradas pela Consultoria UFF sob a justificativa de estarem estritamente relacionadas ao controle acionário estrangeiro, entende-se que apenas deve ser rejeitada a rubrica Custo do Pessoal Expatriado, recomendando a utilização de valores mínimos atualizados pelo IGPM observados no quinquênio anterior para Despesas de Viagem e Colaborações Externas. Este mesmo critério foi mantido para gastos Jurídicos, enquanto que para as Provisões permanece a média do quinquênio anterior”.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Na tabela a seguir são resumidas as projeções de OPEX sugeridas pela consultoria da UFF.

Tabela 29. Relatório Complementar da UFF - Projeção de OPEX – (R\$ milhões - Data-base Dez. 2016)

	2018	2019	2020	2021	2022	2018-2022
DESPESAS OPERACIONAIS	253	266	273	277	282	1.352
Aluguéis	13	19	19	19	19	89
Manutenção e Conservação	42	42	42	42	42	210
Utilidades e Serviços	14	14	15	15	15	72
Serviços Gerais e Corporativos	28	30	31	31	31	151
Serviços Profissionais Independentes	16	16	16	16	16	80
Publicidade, Propaganda e Relações Públicas	11	11	11	12	12	56
Seguros	3	3	3	3	3	14
Despesas de Viagem, Transporte e Fretes	2	2	2	2	2	10
Gastos de Atividade Comercial	46	48	49	50	52	245
Gastos Serviço a Cliente	49	52	54	56	58	269
Outros Serviços Exteriores	15	16	16	16	17	80
Outros	13	14	13	13	13	67
Gastos de GNC	1	1	2	2	2	10
DESPESAS DE PESSOAL	143	148	154	154	154	751
OUTRAS DESPESAS	64	78	76	69	75	362
Provisões	11	11	11	11	11	54
Perdas de Gás Constantes	52	66	64	57	63	301
Custos de Odorizantes	2	1	1	1	1	7
Total OPEX	460	492	502	500	510	2.465
Base de Clientes	970.269	1.000.104	1.029.741	1.059.133	1.088.156	

O Grupo de Trabalho da AGENERSA também faz uma análise detalhada do OPEX sugerido pela concessionária e das projeções apresentadas pela consultoria da UFF e por sua vez acrescenta:

“O Grupo de Trabalho se associa parcialmente às fundamentações gerais da Consultoria, mas faz uma nova projeção, adotando-se uma série de valores efetivos dos exercícios de 2018 e 2019, conforme conferidos nos Demonstrativos Financeiros e nos balancetes publicados pela CEG, alguns deles incrementados na mesma proporção da projeção de aumento da base de



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

clientes, que entendemos mais próximo da realidade observada. Entretanto, algumas rubricas foram objeto de reavaliação objetiva por este GT, notadamente as de:

>aluguéis - considerados a partir de um realinhamento matemático do montante realizado no exercício de 2019;

>jurídicos - considerados sob uma ponderação que leva em conta a existência de quadro próprio e bem dimensionado da Concessionária;

>publicidade, propaganda e relações públicas - diminuído, em função das características monopolísticas do negócio, que reduzem as necessidades de promoção institucional;

>gastos de atividade comercial - igualmente diminuído, com razões semelhantes à rubrica imediatamente acima;

>despesas de pessoal - mesmas razões da rubrica 'aluguéis';

>perdas de gás - reduzido para o montante de 1,5% do custo de compra de gás e serviços, registrado no balanço patrimonial de 2018/2017, na nota explicativa 23, 'Custo'. A motivação é a obrigação contratual de atingimento de metas de redução de perdas, não fazendo sentido inflar tais valores.

Note-se que não há mais reparos quanto às denominações contábeis, objeto de análise específica na III Revisão Quinquenal.

A tabela do OPEX consolidado pelo GT é a seguinte:



Govern do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

PROPOSTA GT						
CEG - OPEX (mil.RS/ano) - Moeda de Dez/16						Total
Itens	2018	2019	2020	2021	2022	2018-2022
DESPESAS OPERACIONAIS	226.077	186.299	173.065	176.114	179.406	940.960
Aluguéis	9.033	3.706	4.000	4.000	4.000	24.739
Manutenção e Conservação	39.425	35.648	33.155	33.422	33.936	175.586
- Bens Imóveis e Construções	5.991	5.538	5.702	5.865	6.026	29.122
- Equipamento de Informática	4.063	3.810	3.184	3.184	3.184	17.425
- Veículos	1.438	1.323	855	855	855	5.326
- Instalações Técnicas	24.588	21.571	19.907	19.912	20.166	106.142
· Manutenção e Vistoria de Rede de AP e MBP	9.856	8.227	6.336	6.336	6.336	37.091
· Emergência	9.841	8.758	9.018	9.275	9.529	46.420
· Manutenção de Instalações Industriais	4.891	4.586	4.553	4.301	4.301	22.631
- Outro Imobilizado	3.345	3.406	3.507	3.607	3.706	17.570
Utilidades e Serviços	14.243	13.495	12.085	12.276	12.464	64.563
- Energia Elétrica, Água, Gás e Combustíveis	7.683	6.171	6.354	6.535	6.714	33.457
- Telefone e Outras Comunicações	6.506	6.999	5.397	5.397	5.397	29.696
- Correio	1.057	982	1.011	1.040	1.068	5.158
- Material de Escritório	526	336	345	355	365	1.928
- Outros	-1.529	-993	-1.022	-1.051	-1.080	-5.676
Serviços Gerais, Corporativos e Royalties	26.538	28.233	25.224	25.792	26.382	132.169
- Serviços Gerais	13.187	11.060	11.387	11.711	12.032	59.378
- Serviços Corporativos	12.607	16.381	13.021	13.242	13.488	68.739
- Royalties	744	792	816	839	862	4.053
Serviços Profissionais Independentes	16.264	13.611	10.992	11.287	11.579	63.734
- Auditorias	898	758	501	501	501	3.158
- Assessorias Técnicas	438	269	127	127	127	1.088
- Jurídicos	8.194	6.404	4.000	4.114	4.227	26.938
- Outros Serviços	6.735	6.181	6.364	6.545	6.724	32.549
Publicidade, Propaganda e Relações Públicas	7.873	6.767	6.000	6.171	6.340	33.152
Seguros	2.690	2.523	2.597	2.597	2.597	13.004
Despesas de Viagem, Transporte e Fretes	1.478	862	887	913	938	5.078
- Despesas de Viagem	1.318	741	763	785	806	4.413
- Transportes e Fretes	160	121	124	128	132	665
Gastos de Atividade Comercial	31.514	20.032	20.000	20.000	20.000	111.546
Gastos Serviço a Cliente	44.219	43.045	39.658	40.768	41.866	209.557
- Leitura de Medidores	16.058	13.059	13.446	13.829	14.208	70.600
- Cobrança Bancária	9.143	9.648	9.934	10.217	10.497	49.437
- Inspeções Periódicas	1.118	1.071	1.102	1.134	1.165	5.590
- Serviços de Teletendimento	7.419	7.226	7.440	7.652	7.861	37.597
- Controle de Qualidade de Leitura, Inspeções e Outras	8.313	6.032	6.210	6.387	6.562	33.504
- Custo de Atendimento ao Cliente	1.029	5.213	707	707	707	8.363
- Controle de Qualidade de Serviços	1.141	796	819	843	866	4.464
Outros Serviços Exteriores	15.599	12.846	13.226	13.603	13.976	69.249
- Subscrições, documentos e Outros Seviços	12.375	9.585	9.868	10.150	10.428	52.406
- Colaborações Externas	3.224	3.261	3.357	3.453	3.548	16.843
- Custo do Pessoal Expatriado	0	0	0	0	0	0
Outros	15.860	4.511	4.191	4.205	4.219	32.988
- Outros Gastos de Exploração	14.298	486	500	514	528	16.326
- Tributos	1.563	4.026	3.691	3.691	3.691	16.662
Gastos de GNC	1.340	1.019	1.049	1.079	1.109	5.596
DESPESAS DE PESSOAL	127.597	92.184	94.913	97.618	100.293	512.606
OUTRAS DESPESAS	52.960	54.179	55.783	57.373	58.945	279.239
- Provisões	10.844	10.844	11.165	11.483	11.798	56.134
- Perdas de Gás	41.113	42.375	43.630	44.873	46.103	218.094
- Custos deodorizantes	1.003	960	988	1.016	1.044	5.011
Total - OPEX	406.634	332.662	323.760	331.105	338.644	1.732.805
Base de Clientes	945.909	978.841	1.011.718	1.044.486	1.077.037	
Incremento da base de clientes		1,0348152	1,0335877	1,0323885	1,0311646	
Conselheiro Silvio Carlos Santos Ferreira - Processo nº E-12/003/124/2017		3,09%	2,96%	2,85%	2,74%	



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Complementando as sugestões oferecidas ao longo do processo, a procuradoria da AGENERSA sugere o acompanhamento dos custos operacionais pela adoção de Indicadores de Performance, lastreados em estudos com base científica.

Com base no exposto e considerando que as projeções do OPEX sugeridas pelo Grupo de Trabalho da AGENERSA foram devidamente analisadas e são mais conservadoras em relação à modicidade tarifária quando comparadas as projeções da consultoria da UFF, proponho ao Conselho-Diretor adotar os valores de OPEX sugeridos pelo Grupo de Trabalho no cálculo do reposicionamento tarifário.

Recomendo ainda ao Conselho-Diretor a instauração de processo regulatório específico para desenvolvimento de indicadores de performance relativos aos custos e despesas operacionais.

Terceiro Termo Aditivo

Considerando que o Terceiro Termo Aditivo tem relevância e impacto direto nas decisões a serem emanadas no processo da 4ª Revisão Quinquenal, faz-se necessário iluminar os pontos objeto de controvérsia, a fim de esclarecer o posicionamento deste ente regulador, sanando qualquer tipo de dúvida que por ventura ainda permaneça.

Início os apontamentos rebatendo as alegações sobre a eficácia do instrumento contratual conforme entendimento ratificado pela nossa Douta Procuradoria, exarado no Parecer nº 001/2021 – WLSM.

“Quanto à questão da existência, da validade e da eficácia, os três planos que devem ser analisados no negócio jurídico, a Douta Procuradora, conclui que está pacificada esta questão, isto é, juridicamente o ato administrativo em



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

comento, preencheu todos os requisitos e, portanto, atende a legislação e, por consequência, está inserido no arcabouço regulatório vigente da CEG”.

Não havendo mais o que se discutir sobre a legalidade do ato administrativo, sigo dissertando sobre as alterações promovidas pelo 3º Termo Aditivo e seus impactos diretos no processo de revisão tarifária, a saber: (i) alteração das metas de investimentos; (ii) devolução dos valores de investimentos recebidos na 3ª Revisão Quinquenal; (iii) considerações sobre o intangível na base de remuneração de ativos e (iv) decisões do Conselho-Diretor – Deliberações AGENERSA.

IX.6.1. Alteração das Metas de Investimentos da 3ª Revisão Quinquenal e Devolução de tarifa

As metas de investimento para o quinquênio 2013-2017, fixadas inicialmente no processo da 3ª Revisão Quinquenal a partir da recomposição do equilíbrio econômico-financeiro da concessão, foram alteradas por força da celebração do 3º Termo Aditivo ao contrato de concessão.

O referido Aditivo suprimiu a obrigação da concessionária de construir os gasodutos físicos de alta pressão para abastecer os municípios de Mangaratiba e Maricá, previsto no plano de investimentos estabelecidos durante o processo revisional, conforme disposto na Deliberação AGENERSA nº 1.796/2013. Importante ressaltar que no plano de investimentos foram provisionados o importe de R\$ 130,84 milhões (valores de Dez/2011) para a realização dessas obras.

Com a nova redação dada pelo 3º Termo Aditivo, o plano de investimentos – metas financeiras – foi alterado. A meta inicial, de R\$ R\$ 1.108.07 milhões foi reduzida para R\$ 977.23 milhões, devido à exclusão do valor de R\$ 130,84 milhões (valores de Dez/2011), referente aos gasodutos citados.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Além da redução das metas de investimento devido à exclusão dos gasodutos de Maricá e Mangaratiba, e a fim de garantir a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro, a concessionária ficou obrigada a devolver os montantes financeiros relativos a esses gasodutos, inicialmente contabilizados nas margens de distribuição aprovada na 3ª revisão quinquenal.

Desta forma, visando o adequado cumprimento do novo instrumento contratual, a Reguladora editou a Deliberação AGENERSA n.º 3.139/2017, que posteriormente foi objeto de embargos e o recurso, que culminaram nas Deliberações AGENERSA n.º 3.206 e n.º 3.287/2017, sem contudo, alterar a decisão inicial.

Por fim, nos embargos de declaração, o Conselho-Diretor da AGENERSA editou a Deliberação AGENERSA n.º 3.314/2018, trazendo esclarecimentos sobre o abastecimento via GNC e GNL.

As Deliberações supramencionadas são reproduzidas na íntegra, no item IX.6.1.3. Já o posicionamento da AGENERSA sobre a alteração da meta de investimentos e a devolução de montante financeiro aos usuários são abordadas de forma individualizada, a seguir.

IX.6.1.1. Plano de Investimentos 2018 a 2022 - Nova Meta Contratual

A Deliberação AGENERSA n.º 3.139/2017 aprovou a nova meta de investimentos para o quinquênio 2018-2022 nos termos que seguem.

“Art. 1º - Considerar que as metas de investimentos físicos no montante de R\$ 1.108.07 milhões da CEG para o quinquênio 2013/2017 foram, pela assinatura do 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da CEG, alteradas para R\$ 977.23 milhões, devido a exclusão do valor de R\$ 130.84 milhões (valores de Dez/2011), referente ao projetado para a construção dos dutos físicos para abastecer os municípios de Mangaratiba e Maricá, que, por força



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

do 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da CEG, foram substituídos pelo direito da Concessionária em fornecer e abastecer os municípios de Mangaratiba e Maricá por GNC e/ou GNL (gasodutos virtuais).

Art. 2º - Considerar que a meta de investimento financeiro para a CEG no quinquênio 2013/2017, no valor inicial de R\$ 1.108,07 milhões, foi alterada para sofrer o abatimento de R\$ 130,84 milhões, totalizando R\$ 977,23, à preços de (moeda dez/11), tendo em vista a nova meta prevista pela assinatura do 3º Termo Aditivo.

Em consonância com os regramentos fixados, o Grupo de Trabalho da AGENERSA avaliou o cumprimento do plano de investimentos 2013-2017 e nos seus cálculos realizou a exclusão dos efeitos do 3º Termo Aditivo, conforme pode ser verificado no texto a seguir.

“13.1. Compensação dos Investimentos

O quadro apresentado pela CEG está no tópico 4.7., às folhas 34 deste Relatório, que destaca a consideração dos efeitos do III TA. (...). Já este Grupo de Trabalho se fundamenta nos dados apontados ano a ano pelos Órgãos Técnicos desta AGENERSA, consolidados nos quadros abaixo, que destacam os efeitos com expurgo do III Termo Aditivo, conforme Deliberação 3.139/2017, em seus artigos 1º e 2.º”

Corroborando com o Grupo de Trabalho, a procuradoria manifestou seu entendimento favorável ao expurgar os efeitos do 3º Termo Aditivo, do plano de investimentos inicialmente aprovado e apresentou sua justificativa com base nos argumentos expostos no Parecer FMMM nº 06/2018:

“O investimento nos gasodutos se manteve para o ciclo 2013-2017 com montante previsto de 130,85 milhões (base dez/2011). Ressalta que estes



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

valores foram considerados para o cálculo da tarifa no referido ciclo. Cita que os valores são pagos por todos segundo o princípio da solidariedade da rede.

(...)

A meta inicial foi alterada de R\$ 1.108,07 milhões para R\$ 977.222 milhões, em virtude da celebração do 3º Termo Aditivo.. "

Diante do exposto, em observância aos pareceres emendados pelo Grupo de Trabalho e pela procuradoria da AGENERSA, sugiro ao Conselho-Diretor ratificar as determinações contidas na Deliberação AGENERSA nº 3.139/2017, integrada pelas Deliberações AGENERSA nº 3.206 e 3.287, de 2017 e 3.314/2018, de forma a considerar a meta de investimento financeiro para a CEG no quinquênio 2013/2017 totalizando R\$ 977,23 milhões, à preços de moeda dez/11.

2. Devolução de Tarifa

A obrigação de devolução dos importes financeiros destinados à construção dos gasodutos de Maricá e Mangaratiba, previstos na Deliberação AGENERSA nº 1.796/2013, via modicidade, foi fixada no artigo 8º da Deliberação AGENERSA nº 3.139/2017 como se segue:

Art. 8º - Determinar a devolução pela Concessionária CEG de R\$ 130.84 milhões, atualizados desde dez/2011 pelo IGP-M (Índice Geral de Preços), em favor do consumidor, via modicidade tarifária, influenciando negativamente no cálculo da variação da margem, por ter a CEG recebido na tarifa valores a maior no ciclo 2013/2017 a título de investimento para construção de gasodutos físicos de alta pressão nos municípios de Mangaratiba e Maricá, meta esta posteriormente alterada para menor, pela assinatura do 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da CEG”.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Em cumprimento às determinações regulatórias, no âmbito da 4ª Revisão Quinquenal, o Grupo de Trabalho sugeriu a inclusão do montante financeiro de R\$ 182,84 milhões (data-base Dez.2016) no fluxo de caixa da concessão, a título de devolução ao consumidor, da tarifa aprovada na 3ª Revisão Quinquenal, para a realização dos investimentos posteriormente suprimidos pelo III TA. As considerações do Grupo de Trabalho são transcritas a seguir.

“13.4. Devolução de tarifa recebida para os investimentos suprimidos pelo III TA

O montante dos investimentos utilizados nos cálculos relativos ao tópico 13.1., acima, incluem o expurgo do III Termo Aditivo. Entretanto, tais valores foram devidamente relacionados no total dos investimentos que foram aprovados para a III Revisão Quinquenal, portanto, devidamente remunerados na equação de reequilíbrio. Tal saldo deverá ser levado à compensação na definição da margem de reposicionamento 'm', no montante de R\$ 182.841.214,64, anotado em rubrica própria, conforme quadro abaixo, e de acordo com o preconizado na Deliberação 3.139/2017, em seu artigo 8º:



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

DEVOLUÇÃO DE TARIFA RECEBIDA PARA INVESTIMENTOS SUPRIMIDOS PELO III TA		
Outros investimentos materiais/outros		OIM-O
Redes de alta pressão/gás natural comprimido		AP/GNC
Valores		
	Nominais	Exercícios
OIM-O	2.160,146	2013
OIM-O	21.722,018	2014
OIM-O + AP/GNC	8.148,141	2015
AP/GNC	69.129,327	2016
AP/GNC	29.687,861	2017
Total nominal	130.847,493	
Valores base 01/12/2016		
182.841,21		
Fator de atualização		
1,3974		

A procuradoria também entende pela necessidade de devolução desses montantes via modicidade tarifária, uma vez que os investimentos “são pagos por todos segundo o princípio da solidariedade da rede” e ratifica que o comando legal foi exarado na Deliberação 3.139/2017, na qual

“a AGENERSA reconheceu o direito dos usuários quanto à imediata devolução (atualizada/data presente) dos valores recebidos na tarifa (R\$ 130.84 milhões), no quinquênio 2013-2017, em vista da alteração da meta de investimentos contida no 3º Termo Aditivo.”

Em reforço aos pareceres técnico e jurídico da AGENERSA, faz-se importante registrar que, o entendimento da obrigação de devolução do montante integral do valor provisionado para a construção dos gasodutos, a todos os consumidores da CEG, foi amparado pela metodologia de cálculo dos saldos de investimento sugerida pela Deloitte, no processo da 3ª Revisão Quinquenal e aprovada pelo Conselho-Diretor da AGENERSA na época.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Esse entendimento também foi o aplicado pela CEG e pelo Poder Concedente na Cláusula 2ª, do 3º Termo Aditivo, quando da definição do valor da outorga compensatória em montante financeiro igual ao destinado à construção dos gasodutos, descrita a seguir:

“CLÁUSULA SEGUNDA

Da Contraprestação

2.1. Como contraprestação à alteração promovida pela Cláusula Primeira deste Termo Aditivo, assume a Concessionária a obrigação de pagar ao Estado a quantia de R\$ 152.490.000,00 (cento e cinquenta e dois milhões e quatrocentos e noventa mil reais) a título de outorga compensatória, em 03 (três) parcelas. O pagamento da primeira parcela será no valor de R\$ 50.830.000,00 (cinquenta milhões e oitocentos e trinta mil reais) devida 30 (trinta) dias após a data de assinatura desse Aditivo e a segunda e terceira parcela de R\$ 50.830.000,00 (cinquenta milhões e oitocentos e trinta mil reais) cada uma aos 12 e 24 (doze e vinte e quatro) meses após a data estabelecida para o pagamento da primeira parcela”.

Diante do exposto, em observância aos pareceres emendados pelo Grupo de Trabalho e pela procuradoria da AGENERSA e com base nas considerações supra mencionadas, sugiro ao Conselho-Diretor acatar as determinações contidas na Deliberação AGENERSA nº 3.139/2017, integrada pelas Deliberações AGENERSA nº 3.206 e 3.287 de 2017 e 3.314/2018, de forma a considerar a devolução, pela Concessionária CEG, do montante financeiro de R\$ 182,84 milhões (data-base dez/2016), em favor do consumidor, via modicidade tarifária, reduzindo as tarifas do ciclo revisional 2018-2022.

Intangível do 3º Termo Aditivo e considerações na Base de Remuneração



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Início a discussão asseverando que não existem divergências de entendimento quanto à obrigação de inclusão do intangível previsto no 3º Termo Aditivo na base de ativos da concessão. Esse posicionamento foi ratificado pela nossa ilustre procuradoria em diversos pareceres. O debate se detém na forma da sua inclusão e na definição dos montantes financeiros a serem incluídos. A procuradoria esclarece, no Parecer nº 001/2021 – WLSM, que essa condição foi respeitada pela AGENERSA e pelo posicionamento técnico da consultoria da UFF.

“Mais adiante, é explicitada a posição da AGENERSA, até aquela data, qual seja, reconhecer, "...adstrita ao que fora pactuado entre os signatários do 3º Termo Aditivo, a inclusão da outorga compensatória na base de ativos regulatórios, condicionando, todavia, o melhor tratamento contábil que a matéria reclama para os trabalhos das revisões quinquenais em curso. Dito de outra forma, a dívida paira, no entender desta Procuradoria, quanto ao procedimento correlato à adição no ativo intangível e na base de remuneração...

(...)

(...) esta AGENERSA elucida que a UFF, em nenhum momento desconsiderou o III TA. No decorrer do processo, a própria UFF confirmou este fato. O que estava sendo informado em todos os documentos era o expurgo dos efeitos do III TA, conforme a CEG entendia que estes se dariam”.

Sanadas as dúvidas sobre a obrigação de incluir o intangível previsto no 3º Termo Aditivo na base de remuneração de ativos, restam esclarecer o montante financeiro a ser adicionado e a metodologia de inclusão desse valor.

Início os esclarecimentos relembrando as disposições contidas no referido aditivo, nas quais o intangível e a base de remuneração de ativos da concessão são tratadas nas cláusulas 2.1 e



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

do Terceiro Termo Aditivo, combinado com os Parágrafos 6º e 7º da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão das Concessionárias, transcrevo:

“Cláusula 2.1. Como contraprestação à alteração promovida pela Cláusula Primeira deste Termo Aditivo, assume a Concessionária a obrigação de pagar ao ESTADO a quantia de R\$ 152.490.000,00 (cento e cinquenta e dois milhões e quatrocentos e noventa mil reais) a título de outorga compensatória, em 03 (três) parcelas. O pagamento da primeira parcela será no valor de R\$ 50.830.000,00 (cinquenta milhões e oitocentos e trinta mil reais), devida 30 (trinta) dias após a data de assinatura desse Aditivo e a segunda e terceira parcela de R\$ 50.830.000,00 (cinquenta milhões e oitocentos e trinta mil reais), cada uma aos 12 e 24 (doze e vinte e quatro) meses após a data estabelecida para o pagamento da primeira parcela”.

Cláusula 2.1.2. O valor pago a título de contraprestação será considerado como ativo intangível regulatório e, dessa forma, será considerado na base de cálculo da remuneração dos ativos da CONCESSIONÁRIA para efeitos de fixação e revisão das tarifas, na forma prevista na Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, sendo atualizado monetariamente pelo IGP-M da Fundação Getúlio Vargas, inclusive para o disposto no parágrafo 6º da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, a partir da data dos pagamentos da contraprestação.”

Ato contínuo, visando o cumprimento do disposto no 3º Termo Aditivo relativo à consideração do intangível na base de remuneração de ativos, para efeitos tarifários, trago ao presente trechos do Ofício AGENERSA/PRESI nº 408/2019 ⁴, que se coadunam com os procedimentos ora sugeridos no processo da 4ª Revisão Quinquenal, a saber:

⁴Ofício AGENERSA/PRESI nº 408/2019

Rio de Janeiro, 16 de maio de 2019.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Exmo. Senhor
Lucas Tristão
Secretário de Desenvolvimento Econômico, Emprego e Relações Internacionais

Referência: 3^{os} Termos Aditivos – Concessionárias CEG e CEG RIO – Consideração das Outorgas Compensatórias na Base de Remuneração de Ativos – E-12/001.1299/2014

Senhor Secretário,

Cumprimentando-o cordialmente, venho pelo presente apresentar os seguintes esclarecimentos relativos aos 3os Termos Aditivos, pactuados entre as concessionárias CEG, CEG RIO e o Poder Concedente Estadual, em especial quanto à interpretação da sua Cláusula Segunda, 2.1 e 2.1.2. combinadas com os parágrafos 6º, letra “b” e 7º da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão das Concessionárias.

A Cláusula 2.1. de ambos os Terceiros Termos Aditivos preveem:

CEG:

Cláusula 2.1. Como contraprestação à alteração promovida pela Cláusula Primeira deste Termo Aditivo, assume a Concessionária a obrigação de pagar ao ESTADO a quantia de R\$ 152.490.000,00 (cento e cinquenta e dois milhões e quatrocentos e noventa mil reais) a título de outorga compensatória, em 03 (três) parcelas. O pagamento da primeira parcela será no valor de R\$ 50.830.000,00 (cinquenta milhões e oitocentos e trinta mil reais), devida 30 (trinta) dias após a data de assinatura desse Aditivo e a segunda e terceira parcela de R\$ 50.830.000,00 (cinquenta milhões e oitocentos e trinta mil reais), cada uma aos 12 e 24 (doze e vinte e quatro) meses após a data estabelecida para o pagamento da primeira parcela”.

CEGRIO:

Cláusula 2.1. Como contraprestação à alteração promovida pela Cláusula Primeira deste Termo Aditivo, assume a Concessionária a obrigação de pagar ao ESTADO a quantia de R\$ 239.610.000,00 (duzentos e trinta e nove milhões mil reais) a título de outorga compensatória, em 03 (três) parcelas. O pagamento da primeira parcela será no valor de R\$ 79.870.000,00 (setenta e oito milhões e oitocentos e setenta mil reais), devida 30 (trinta) dias após a data de assinatura desse Aditivo e a segunda e terceira parcela de R\$ 79.870.000,00 (setenta e oito milhões e oitocentos e setenta mil reais), cada uma aos 12 e 24 (doze e vinte e quatro) meses após a data estabelecida para o pagamento da primeira parcela.

Já a Cláusula 2.1.2, também do Terceiro Termo Aditivo, idêntica para ambas as concessionárias, tem a seguinte redação:

Cláusula 2.1.2. O valor pago a título de contraprestação será considerado como ativo intangível regulatório e, dessa forma, será considerado na base de cálculo da remuneração dos ativos da CONCESSIONÁRIA para efeitos de fixação e revisão das tarifas, na forma prevista na Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, sendo atualizado monetariamente pelo IGP-M da Fundação Getúlio Vargas, inclusive para o disposto no parágrafo 6º da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, a partir da data dos pagamentos da contraprestação

Da leitura da Cláusula acima é possível compreender, que o valor pago a título de outorga compensatória será considerado como ativo intangível regulatório, na base de cálculo de remuneração das concessionárias, na 4ª Revisão Tarifária, desde que obedecido o contido no §6º, letra “b” da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão das Concessionárias, o qual dispõe:

“CONTRATO DE CONCESSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO

(...)

CLÁUSULA SÉTIMA - TARIFAS - Do Contrato de Concessão

(...)



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

§6º - A base de cálculo da remuneração dos ativos da CONCESSIONÁRIA, para efeitos de fixação e revisão das tarifas, corresponderá à soma dos seguintes valores:

- a) a parcela não depreciada dos ativos operacionais imobilizados registrados na contabilidade da CONCESSIONÁRIA, ao final do quarto ano de cada quinquênio;
- b) a parcela não amortizada dos intangíveis da CONCESSIONÁRIA, ao final do quarto ano de cada quinquênio; e
- c) total da depreciação dos ativos operacionais da CONCESSIONÁRIA que tenham sido imobilizados nos cinco exercícios anteriores ao da apresentação, pela CONCESSIONÁRIA da proposta de revisão tarifária para vigorar no quinquênio seguinte, sendo que no caso da primeira revisão quinquenal será considerada total da depreciação dos ativos operacionais da CONCESSIONÁRIA que tenham sido imobilizados nos quatro exercícios anteriores.”

Ocorre que o cálculo do valor dos intangíveis que irão compor a base de remuneração de ativos das concessionárias, a que se a letra “b”, do § 6º acima, está descrito no § 7º da mesma cláusula 7ª do contrato de concessão, cuja redação transcrevemos:

“§7º - O valor dos intangíveis a que se refere a alínea (b) do parágrafo anterior será equivalente à diferença entre o valor mínimo fixado para o total de ações de emissão da CONCESSIONÁRIA na data em que o controle dela esteja sendo alienado pelo ESTADO, no âmbito do Programa Estadual de Desestatização, e o valor de tais ações com base no patrimônio líquido contábil da CONCESSIONÁRIA em 1 de dezembro de 1996 (devidamente corrigido pelo IGP-M, publicado pela Fundação Getúlio Vargas, desde 31 de dezembro de 1996, até a data da liquidação financeira da venda do controle acima referida).”

O valor dos intangíveis, que irão compor a base de cálculo dos ativos a serem remunerados, conforme previsto na cláusula 2.1.2. dos 3º Termos Aditivos, será resultado da interpretação da leitura conjunta do parágrafo 6º, letra “b”, e § 7º, todos da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão das Concessionárias.

Conforme é possível compreender, da leitura da Cláusula 7ª, do § 6º, letra “b”, combinado com o § 7º, do Contrato de Concessão, o valor do intangível, para compor a base de remuneração dos ativos, será, resumidamente, a diferença entre o valor inicialmente estipulado para o negócio, e o valor efetivamente aceito e pago pelas concessionárias.

A Cláusula 2.1.2. dos Terceiros Termos é clara ao estabelecer que “O valor pago a título de contraprestação será considerado como ativo intangível regulatório e, dessa forma, será considerado na base de cálculo da remuneração dos ativos da CONCESSIONÁRIA para efeitos de fixação e revisão das tarifas” desde que satisfaça o estabelecido na forma prevista na Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, sendo atualizado monetariamente pelo IGP-M da Fundação Getúlio Vargas, inclusive para o disposto no parágrafo 6º da Cláusula Sétima do contrato de concessão, cuja letra “b” refere-se expressamente aos intangíveis, onde o valor será calculado conforme o contido no § 7º, da mesma cláusula 7ª do contrato de concessão (...)

As partes poderiam ter estabelecido, quando da elaboração do Aditivo, outros critérios de remuneração para os intangíveis objeto do negócio, mas fizeram constar expressamente referência a Cláusula 7ª, parágrafo 6º, os quais estão diretamente relacionados a letra “b”, do mesmo parágrafo, e ao parágrafo 7º, também da Cláusula 7ª, deve-se obedecer estritamente os ditames de tais disposições.

Do acima exposto pode-se concluir:

1 – Não pode haver remuneração dos valores pagos a título de outorga compensatória pois não houve alienação de ações, nem diferença entre valor mínimo fixado pelo Estado e o preço de arrematação;

2 – Abstraindo o fato de não ter sido o caso de alienação de controle acionário, e leilão, para aplicação das referidas disposições contratuais, devemos perquirir se houve diferença entre o preço inicialmente pactuado entre as partes e o efetivamente pago pelas concessionárias.

O valor fixado pelo Poder Concedente para o negócio, vide processo E-12/001.1299/2014, R\$ 152.490.000,00 – CEG e R\$ 239.610.000,00 – CEG RIO, data base de 2014, foi aceito pelas partes, constando nas cláusulas 2.1 dos Terceiros Termos Aditivos, como preço da outorga compensatória. As Concessionárias pagaram os



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

valores (existe cobrança da correção monetária em processo regulatório) inexistindo diferença entre o valor estipulado e o efetivamente aceito e pago.

O valor dos intangíveis, a compor a base de remuneração, conforme estabelecido pelo § 7º, da Cláusula 7ª do contrato de concessão, será a diferença entre o valor estabelecido pelas partes e o efetivamente pago. Como não houve diferença, não pode haver remuneração dos valores pagos a título de outorga compensatória.

Os entendimentos acima ratificam um dos cenários trazidos pela Consultoria UFF, contratada para realização dos trabalhos da 4ª Revisão Quinquenal, o qual não contemplou a inclusão dos valores pagos a título de outorga compensatória na base de ativos a serem remunerados.

Através da Carta PRESIn.º 011/2017, as Concessionárias CEG e CEG RIO alegaram que houve pagamento a maior, por elas dos valores estabelecidos nas cláusulas 2.1 dos Terceiros Termos Aditivos, existindo diferença entre o valor estipulado e o efetivamente pago, justificando a incidência do § 7º da Cláusula Sétima, baseando suas alegações em cálculos do Valor Presente Líquido.

Alegam que comparando os valores atribuídos como investimentos em gasodutos, objeto dos 3ºs Termos Aditivos (CEG – R\$ 92,44 milhões e CEG RIO – R\$ 142,50 milhões – data base 2011) e o valor pago como outorga compensatória (CEG – R\$ 98,06 milhões e CEG RIO – R\$ 154,08 milhões, data base 2011, existiu diferença de R\$ 5,6 milhões, pagamento a maior pela CEG e R\$ 11,58 milhões pela CEG RIO à data base de dezembro de 2011, calculados em VPL para o ano 2013, abaixo transcrito:

“Dessa forma, a comparação de tais fluxos financeiros só é possível através do cálculo do valor presente destes montantes, para uma mesma moeda e mesma data base. Esse cálculo está demonstrado na tabela abaixo, onde é possível verificar que tais montantes expressos em moeda de Dez/2011 e valor presente de 2013, que é o primeiro ano do fluxo de caixa da 3ª Revisão Tarifária (2013-2017), utilizando a taxa de 9,757% (taxa da 3ª Revisão Tarifária), correspondem aos seguintes montantes: R\$ 98 milhões pagos pela outorga compensatória e R\$ 92 milhões de investimentos não realizados em gasodutos no caso da CEG; e R\$ 154 milhões pagos pela outorga compensatória e R\$ 143 milhões de investimentos não realizados em gasodutos, no caso da CEG RIO.

CEG		Ano					Total 2013-2017	VP 2013 Moeda Dez/2011
Valores em Milhões (Moeda DEZ/11)		2013	2014	2015	2016	2017		
Investimentos Deliberados	A	310,75	205,63	185,58	220,45	185,66	1.108,07	
Investimentos Deliberados (Sem fasoduto 3º Aditivo)	B	308,59	183,91	177,43	151,32	155,96	977,22	
Investimentos Gasodutos do 3º Aditivo	C (= A - B)	2,16	21,72	8,15	69,13	29,69	130,85	92,44
Valor Pago de Outorga Compensatória (3º Aditivo)	D		43,09	43,09	43,09		129,28	98,06
Diferença (D - C)								5,62

CEG RIO		Ano					Total 2013-2017	VP 2013 Moeda Dez/2011
Valores em Milhões (Moeda DEZ/11)		2013	2014	2015	2016	2017		
Investimentos Deliberados	A	72,01	76,77	62,85	177,03	136,95	525,61	
Investimentos Deliberados (Sem fasoduto 3º Aditivo)	B	69,65	51,28	57,66	63,52	77,94	320,05	
Investimentos Gasodutos do 3º Aditivo	C (= A - B)	2,36	25,49	5,19	113,51	59,01	205,56	142,50
Valor Pago de Outorga Compensatória (3º Aditivo)	D		67,71	67,71	67,71		203,14	154,08
Diferença (D - C)								11,58

Tais considerações exaradas pelas Concessionárias ampliam a possibilidade de interpretação dos valores a serem remunerados no intangível (R\$ 5,6 milhões para a CEG e R\$ 11,58 milhões para a CEG RIO), esta última interpretação tratando-se de matéria não debatida no âmbito desta Agência Reguladora.

Por fim, ratifico os entendimentos já exarados por esta AGENERSA através de seu Conselho Diretor, reforçando os argumentos contidos no Ofício AGENERSA/PRES n.º 337 e 338, de 2019, e no Parecer FMMM n.º 06/2018, da Procuradora Geral da AGENERSA”.

Todos os documentos citados encontram-se anexados ao presente Ofício.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

“O valor dos intangíveis, a compor a base de remuneração, conforme estabelecido pelo § 7ª, da Cláusula 7ª do contrato de concessão, será a diferença entre o valor estabelecido pelas partes e o efetivamente pago. Como não houve diferença, não pode haver remuneração dos valores pagos a título de outorga compensatória.

(...)

Através da Carta PRESI n.º 011/2017, as Concessionárias CEG e CEG RIO alegaram que houve pagamento a maior, por elas dos valores estabelecidos nas cláusulas 2.1 dos Terceiros Termos Aditivos, existindo diferença entre o valor estipulado e efetivamente pago, justificando a incidência do § 7º da Cláusula Sétima, baseando suas alegações em cálculos do Valor Presente Líquido.

(...)

Tais considerações exaradas pelas Concessionárias ampliam a possibilidade de interpretação dos valores a serem remunerados no intangível (R\$ 5,6 milhões para a CEG e R\$ 11,58 milhões para a CEG RIO), esta última interpretação tratando-se de matéria não debatida no âmbito desta Agência Reguladora”.

Sem mais para o momento, permaneço a disposição para eventuais esclarecimentos, renovando protestos de elevada estima e consideração.

*Atenciosamente,
José Bismarck Vianna de Souza.
Conselheiro-Presidente*



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

O entendimento de ágio relativo à base de remuneração de ativos da concessão também foi tratado pela consultoria jurídica da concessionária CEG, o escritório de advocacia Siqueira Castro, durante a Audiência Pública da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas em 04 de abril de 2018, cuja transcrição contribuição é apresentada a seguir.

“Base de Ativos:

- *As alterações contratuais devem respeitar, o máximo possível, a sistemática e a lógica do contrato original, de forma a permitir uma interpretação harmônica de suas cláusulas e condições.*
- *Por se tratar de um leilão de venda de ativos, o contrato se dedicou ao tratamento do ágio, que, em comparação com as concessões de serviço público tradicionais, guarda correspondência com o pagamento da outorga.*

Tratamento contratual da Base de Ativos Regulatórios

- *Cláusula Sétima, § 6º, “b” – Prevê a inserção da parcela não amortizada dos intangíveis na base de cálculo da remuneração dos ativos regulatórios.*
- *Cláusula Sétima, § 7º - O valor dos intangíveis corresponde à diferença entre o valor mínimo das ações e o valor pago pelas Concessionárias, na data da alienação.*

Regra sobre Ativo Intangível

- *Deliberação CVM nº 654/2010: Aprova a Orientação OCPC 05 do Comitê de Pronunciamentos Contábeis, que trata sobre contratos de concessão.*



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

- *Item 17 – Modelo de ativo intangível e de ativo financeiro – bifurcado):*
- *17 – Quanto 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.”*

No entendimento desta Agência Reguladora, quando da celebração do 3º Termo Aditivo não houve alienação de ações, nem diferença entre o valor mínimo fixado pelo Estado e o preço de arrematação, não sendo cabível a remuneração dos valores pagos a título de outorga compensatória.

Dessa forma, como o valor fixado no 3º Termo Aditivo para pagamento da outorga compensatória (R\$ 152.490.000,00 – data-base Dez.2014) é igual ao valor aceito pela Concessionária, verifica-se que não há diferença do montante financeiro a ser incorporado a base de remuneração dos ativos para fins de fixação e revisão das tarifas por força do 3º Termo Aditivo, inexistindo assim eventual ágio. Tal entendimento é ratificado pelo Grupo de Trabalho, que no item 19. *Base de Ativos Remunerados* entende pela não inclusão dos valores referentes ao pagamento da outorga definida no 3º Termo Aditivo na base de ativos da concessão.

Tais interpretações são corroboradas pelo parecer jurídico da Procuradoria da AGENERSA FMMM nº 06/2018 (fls. 4.801 a 4.835) e aprovado pelo Conselho-Diretor em sede de reunião interna (fls. 4.842/4.843), o qual transcrevo a seguir:

“(…) Diante do exposto, reforçando os entendimentos colacionados pela AGENERSA sobre a matéria, a interpretação que se tem até o presente momento, em relação aos efeitos dos 3º Termos Aditivos aos Instrumentos Concessivos da CEG e CEG RIO, é ancorada nos princípios que refêm às concessões (prestação do serviço público adequado, modicidade tarifária,



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

tarifação justa, acessível e razoável), bem como na vedação de locupletamento indevido pelas delegatárias, observando-se o vetor da segurança jurídica, consoante sistematização que segue abaixo.

- A AGENERSA determinou a devolução pela Concessionária de R\$140.84 milhões, atualizados desde dez/2011 pelo IGPM, em favor do consumidor, via modicidade tarifária influenciando negativamente no cálculo da variação da margem, por ter a CEG recebido na tarifa valores a maior no ciclo 2013/2017 a título de investimentos para construção de gasodutos físicos de alta pressão nos municípios de Mangaratiba e Maricá, meta que posteriormente foi alterada para menor, consoante os termos do 3º Termo Aditivo;

(...)

- Para a AGENERSA o preço estipulado para a CEG foi de R\$168.134 milhões (valor da outorga acrescido de atualização) e R\$264.380 milhões (valor da outorga acrescido atualização) para a CEG RIO, ambos estabelecidos a data base de março de 2017. Não há sobrepreço e este valor, consoante a dicção do terceiro termo aditivo, será levado para o ativo intangível, mas não vai compor a base de remuneração para efeitos de composição tarifária.

No mais, esta Procuradoria, especialmente em relação aos questionamentos suscitados pelas Concessionárias CEG e CEG RIO, entende:

- Restar afastada a malsinada alegação “prejudicialidade de mérito” sustentada pelas Concessionárias CEG e CEG RIO, eis que a AGENERSA já reconheceu (Processos E-12/003.121/2017 e E-12/003.120/2017) os efeitos do valor pago a título de contraprestação (outorga compensatória) no ativo intangível regulatório, consoante prescreve os itens 2.1.2 dos 3º Termos



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Aditivos. A dúvida que se projeta no tempo incide tão somente quanto ao procedimento remuneratório “adição no intangível” que se repute apropriado à luz dos instrumentos concessivos”.

Importante salientar que a AGENERSA não é parte do contrato, porém, possui obrigação legal de fiscalização das regras ali pactuadas. Desta forma, a interpretação que se propõe para o ciclo revisional 2018-2022 é a que garante o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

A adoção de uma interpretação diferente da sugerida pelos diferentes órgãos da Agência, na 4ª Revisão Quinquenal, poderia acarretar em aumento tarifário, a favor da concessionária e sem os devidos amparos técnico, contratual e legal.

Outro ponto que consolida a conclusão ora exposta se baseia na comunicação há mais de três anos, através do envio de vários ofícios da Presidência da AGENERSA ao Poder Concedente, contendo a interpretação sobre os intangíveis e a base de remuneração de ativos, para fins tarifários, sem, contudo, haver considerações ou contestação pelo titular do serviço, sobre as disposições ali emendas.

Com base no exposto e considerado as sugestões dos órgãos técnico e jurídico desta Agência, sugiro ao Conselho-Diretor não considerar os intangíveis decorrentes do pagamento da outorga compensatória na base de ativos da concessão para efeitos de recomposição tarifária no processo da 4ª Revisão Quinquenal, uma vez que no entendimento desta Reguladora não houve sobrepreço ou ágio quando do pagamento do valor da outorga.

No entanto, persistindo às dúvidas sobre o montante a ser considerado e a metodologia de inclusão na base de remuneração de ativos e visando assegurar à Concessionária o direito à indenização no intangível pelo pagamento da outorga compensatória ao Estado, proponho ao Conselho-Diretor recomendar ao Poder a definição do valor do intangível a ser incluído na base de ativos da concessão, para efeitos de recomposição tarifária e a definição da metodologia de inclusão desses valores na referida base.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Por oportuno, comunico a tramitação do processo TCE-RJ n.º 113.462-9/14, na Corte de Contas do Estado do Rio de Janeiro, que versa sobre o 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão.

Decisões do Conselho-Diretor – Deliberações AGENERSA

Deliberação AGENERSA n.º 3.139/2017

AGÊNCIA REGULADORA DE ENERGIA E SANEAMENTO BÁSICO DO

ESTADO DO RIO DE JANEIRO

ATO DO CONSELHO-DIRETOR

DELIBERAÇÃO AGENERSA n.º 3.139 DE 20 DE JUNHO DE 2017

CONCESSIONÁRIA CEG - VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DO TERCEIRO TERMO ADITIVO AO CONTRATO DE CONCESSÃO DA CONCESSIONÁRIA CEG.

O CONSELHO DIRETOR DA AGÊNCIA REGULADORA DE ENERGIA E SANEAMENTO BÁSICO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO – AGENERSA, no uso de suas atribuições legais e regimentais, e tendo em vista o que consta no Processo Regulatório n.º E-12/003.120/2017, por unanimidade,

DELIBERA:

Art. 1º - Considerar que as metas de investimentos físicos no montante de R\$ 1.108.07 milhões da CEG para o quinquênio 2013/2017 foram, pela assinatura do 3º



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da CEG, alteradas para R\$ 977.23 milhões, devido a exclusão do valor de R\$ 130.84 milhões (valores de Dez/2011), referente ao projetado para a construção dos dutos físicos para abastecer os municípios de Mangaratiba e Maricá, que, por força do 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da CEG, foram substituídos pelo direito da Concessionária em fornecer e abastecer os municípios de Mangaratiba e Maricá por GNC e/ou GNL (gasodutos virtuais).

Art. 2º - Considerar que a meta de investimento financeiro para a CEG no quinquênio 2013/2017, no valor inicial de R\$ 1.108.07 milhões, foi alterada para sofrer o abatimento de R\$ 130.84 milhões, totalizando R\$ 977.23, à preços de (moeda dez/11), tendo em vista a nova meta prevista pela assinatura do 3º Termo Aditivo.

Art. 3º - Considerar que o 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da CEG concedeu, conforme Cláusula 1.1 do referido Termo, o direito a Concessionária de substituir a construção dos gasodutos físicos de alta pressão, pela modalidade de abastecimento via GNC e/ou GNL, somente aos municípios de Mangaratiba e Maricá, e não a todos os municípios de sua área de concessão.

Art. 4º - Considerar que o 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da CEG não revogou os compromissos regulatórios assumidos nos 1º e 2º Termos Aditivos, somente alterando-os parcialmente (derrogação).

Art. 5º - Aplicar à Concessionária CEG penalidade de 0,005% (cinco milésimos por cento), com base nos artigo 19, IV da Instrução Normativa n.º 001/2007 c/c Cláusula Décima do Contrato de Concessão, no que concerne ao 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, em razão do descumprimento pela não realização da metas



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

físicas de investimentos nos anos de 2015 e 2016, para levar GNC e/ou GNL aos municípios Mangaratiba e Maricá, previstas e não realizadas pela Concessionária, conforme Relatórios Técnicos da Câmara de Energia.

Art. 6º - Determinar à Secretaria Executiva, em conjunto com a Câmara de Política Econômica e Tarifária e Câmara de Energia, a lavratura do correspondente Auto de Infração, nos termos da Instrução Normativa AGENERSA/CD n.º 001/2007 e da Instrução Normativa AGENERSA/CD n.º 014/2010.

Art. 7º - Considerar que não haverá reequilíbrio econômico financeiro em favor da concessionária (influido positivamente para majoração da tarifa) na próxima Revisão Tarifária (2018/2022) em virtude do pagamento de outorga compensatória no valor de R\$ 152.49 milhões, pela Concessionária ao Estado do Rio de Janeiro, para aquisição do direito em substituir a construção dos dutos físicos intermediários de alta pressão nos municípios de Mangaratiba e Maricá, por GNC e/ou GNL, sendo que o desequilíbrio contratual foi causado por iniciativa da própria Concessionária, na aquisição de um novo direito.

Art. 8º - Determinar a devolução pela Concessionária CEG de R\$ 130.84 milhões, atualizados desde dez/2011 pelo IGP-M (Índice Geral de Preços), em favor do consumidor, via modicidade tarifária, influido negativamente no cálculo da variação da margem, por ter a CEG recebido na tarifa valores a maior no ciclo 2013/2017 a título de investimento para construção de gasodutos físicos de alta pressão nos municípios de Mangaratiba e Maricá, meta esta posteriormente alterada para menor, pela assinatura do 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da CEG.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Art. 9º- Considerar que o disposto no item 2.1.4 do 3º Termo Aditivo, veda o reequilíbrio econômico financeiro em favor somente da Concessionária, para a próxima Revisão Quinquenal, e não ao reequilíbrio econômico financeiro e a modicidade tarifária em favor do consumidor.

Art. 10 - Considerar que, em razão da não participação dos consumidores como parte da relação contratual, ou de seus representantes, no 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da Concessionária CEG qualquer cláusula restritiva do direito ao reequilíbrio econômico financeiro e modicidade tarifária em favor do consumidor e da devolução pela CEG aos consumidores dos valores recebidos a maior (no ciclo 2013-2017) na próxima revisão quinquenal, é ineficaz.

Art. 11 - Determinar que durante os trabalhos da próxima Revisão Quinquenal o presente voto seja utilizado como parâmetro para cálculo tarifários e ainda abordado pela empresa de consultoria conjuntamente com a interpretação sobre a contabilização dos valores da outorga no intangível.

Art. 12 -Encaminhar cópia do presente voto ao Poder Concedente Estadual para ciência.

Art. 13 - A presente deliberação entrará em vigor na data da sua publicação.

Rio de Janeiro, 20 de junho de 2017
JOSE BISMARCK VIANNA DE SOUZA
Conselheiro-Presidente-Relator
LUIGI EDUARDO TROISI
Conselheiro
MOACYR ALMEIDA FONSECA



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Conselheiro

SILVIO CARLOS SANTOS FERREIRA

Conselheiro

Deliberações AGENERSA n.º 3.206/2017

*AGÊNCIA REGULADORA DE ENERGIA E SANEAMENTO BÁSICO DO
ESTADO DO RIO DE JANEIRO
ATODO CONSELHO-DIRETOR*

DELIBERAÇÃO AGENERSA n.º 3.206 DE 29 DE AGOSTO DE 2017.

***CONCESSIONÁRIA CEG – VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DO
TERCEIRO TERMO ADITIVO AO CONTRATO DE CONCESSÃO DA
CONCESSIONÁRIA CEG.***

*O CONSELHO DIRETOR DA AGÊNCIA REGULADORA DE ENERGIA E
SANEAMENTO BÁSICO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO – AGENERSA, no
uso de suas atribuições legais e regimentais, e tendo em vista o que consta no
Processo Regulatório n.º E-12/003/120/2017 (Apenso: E-12/003/636/2014), por
unanimidade,*

DELIBERA:

*Art. 1º - Conhecer os Embargos interpostos pela Concessionária CEG em face da
Deliberação AGENERSA/CD n.º 3.139/2017, de 20/06/2017, tendo em vista o
preenchimento dos requisitos extrínsecos do recurso, para, no mérito, negar-lhe
provimento, mantendo-se na íntegra a Deliberação ora embargada.*



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Art. 2º - A presente deliberação entrará em vigor na data da sua publicação.

Rio de Janeiro, 29 de agosto de 2017

JOSÉ BISMARCK VIANNA DE SOUZA

Conselheiro-Presidente-Relator

LUIGI EDUARDO TROISI

Conselheiro

MOACYRALMEIDA FONSECA

Conselheiro

SILVIO CARLOS SANTOS FERREIRA

Conselheiro

TIAGO MOHAMED

Conselheiro

Deliberações AGENERSA nº 3.287/2017

*AGÊNCIA REGULADORA DE ENERGIA E SANEAMENTO BÁSICO DO
ESTADO DO RIO DE JANEIRO
ATODO CONSELHO-DIRETOR*

DELIBERAÇÃO AGENERSA nº 3.287 DE 18 DE DEZEMBRO DE 2017

***CONCESSIONÁRIA CEG - VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DO
TERCEIRO TERMO ADITIVO AO CONTRATO DE CONCESSÃO DA
CONCESSIONÁRIA CEG.***



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

O CONSELHO - DIRETOR DA AGÊNCIA REGULADORA DE ENERGIA E SANEAMENTO BÁSICO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO - AGENERSA, no uso de suas atribuições legais e regimentais, tendo em vista o que consta no Processo Regulatório n.º. E-12/003/120/2017, por unanimidade,

DELIBERA:

Art. 1º. Conhecer o recurso interposto pela Concessionária CEG em face da Deliberação AGENERSA n.º 3.199/2017, integrada pela Deliberação AGENERSA n.º 3.206/2017 eis que tempestivo, e, no mérito, negar-lhe provimento ante a ausência de vício de legalidade na deliberação ora recorrida, dando cumprimento, assim, aos princípios da função social e da boa-fé objetiva do contrato.

Art. 2º - Esta Deliberação entrará em vigor na data de sua publicação.

Rio de Janeiro, 18 de dezembro de 2017

JOSÉ BISMARCK VIANNA DE SOUZA

Conselheiro-Presidente

JOSÉ CARLOS DOSSANTOS ARAÚJO

Conselheiro

LUIGI EDUARDO TROISI

Conselheiro

SILVIO CARLOS SANTOS FERREIRA

Conselheiro-Relator

TIAGO MOHAMED MONTEIRO

Conselheiro



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Deliberação AGENERSA n.º 3.314/2018

*AGÊNCIA REGULADORA DE ENERGIA E SANEAMENTO BÁSICO DO
ESTADO DO RIO DE JANEIRO
ATO DO CONSELHO-DIRETOR*

DELIBERAÇÃO AGENERSA n.º 3.314 DE 25 DE JANEIRO DE 2018

***CONCESSIONÁRIA CEG - VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DO
TERCEIRO TERMO ADITIVO AO CONTRATO DE CONCESSÃO DA
CONCESSIONÁRIA CEG.***

*O CONSELHO - DIRETOR DA AGÊNCIA REGULADORA DE ENERGIA E
SANEAMENTO BÁSICO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO - AGENERSA, no
uso de suas atribuições legais e regimentais, tendo em vista o que consta no
Processo Regulatório n.º E-12/003/120/2017, por unanimidade,*

DELIBERA:

*Art. 1º - Conhecer os Embargos opostos pela Concessionária CEG, porque
tempestivos, para, no mérito, negar-lhes provimento, mantendo-se íntegra a
Deliberação AGENERSA n.º 3.287/2017.*

*Art. 2º - Alterar, por autotutela, o art. 3º da Deliberação AGENERSA n.º 3.139/2017,
para que passe a constar a seguinte redação:*

*Art. 3º - Considerar que o 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da CEG
concedeu, conforme Cláusula 1.1 do referido Termo, o direito a Concessionária de*



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

substituir a construção dos gasodutos físicos de alta pressão, pela modalidade de abastecimento via GNC e/ou GNL, somente aos municípios de Mangaratiba e Maricá, e não a todos os municípios de sua área de concessão, conforme os termos descritos abaixo:

I - A Concessionária CEG, pelo Contrato de Concessão, possui exclusividade para a distribuição de gás canalizado para os municípios do Rio de Janeiro, Belford Roxo, Duque de Caxias, Guapimirim, Itaboraí, Itaguaí, Japeri, Magé, Mangaratiba, Maricá, Nilópolis, Niterói, Nova Iguaçu, Paracambi, Queimados, São Gonçalo, Tanguá, Seropédica e São João de Meriti.

II - A Concessionária CEG, em virtude da assinatura do Terceiro Termo Aditivo, adquiriu o direito de fornecer gás, via GNC e/ou GNL, para atender a demanda dos municípios de Mangaratiba e Maricá, sem a necessidade de construção de dutos de alta pressão.

III - A Concessionária CEG poderá vir a fornecer gás via GNC e/ou GNL para os municípios de sua área de concessão, diversos dos previstos pelo Terceiro Termo Aditivo (Mangaratiba e Maricá), para todos os municípios da Concessão, desde que celebre Termo Aditivo ao Contrato de Concessão mediante pagamento de outorga ao Poder Concedente.

IV - As declarações/informações prestadas pela Concessionária CEG ao público e às autoridades, que contrariem as determinações contidas na presente interpretação do Contrato de Concessão e Termos Aditivos não são validadas pelo Ente Regulador.

Art. 3º - Esta Deliberação entrará em vigor na data de sua publicação.

Rio de Janeiro, 25 de janeiro de 2018

JOSÉ BISMARCK VIANNA DE SOUZA



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Conselheiro-Presidente

LUIGIEDUARDO TROISI

Conselheiro

SILVIO CARLOS SANTOS FERREIRA

Conselheiro-Relator

TIAGO MOHAMED MONTEIRO

Conselheiro

JOSÉ CARLOS DOSSANTOS ARAÚJO

Conselheiro

Após ampla exposição sobre as principais determinações desta Agência que norteiam as definições sobre os efeitos do 3º Termo Aditivo no processo revisional, início a discussão, no tópico a seguir, sobre o cumprimento dos investimentos propostos para o ciclo tarifário 2013-2017 e a sua compensação. Já o plano de investimentos para o próximo ciclo revisional será tratado mais adiante, no item IX.8. Plano de Investimentos 2018-2022.

Plano de Investimentos 2013-2017

Dentre as competências definidas pela lei de criação da Agência, cita-se a fiscalização, pela AGENERSA, do cumprimento das metas de investimentos pela concessionária. Nos casos em que for comprovado o não atingimento dessas metas, o ente regulador deverá realizar as compensações necessárias, a fim de garantir o equilíbrio da concessão. Tal medida não exime a concessionária da penalização decorrente do descumprimento contratual.

Avaliação do cumprimento do plano de investimentos 2013-2017

A Deliberação AGENERSA nº 1.796/2013, alterada pelo 3º Termo Aditivo, aprovou o plano de investimentos, metas físicas e financeiras, para o período de 2013 a 2017. Visando o seu



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

cumprimento, no inciso III do artigo 13 da referida Deliberação, foi determinado o envio semestral, pela concessionária CEG, da comprovação dos valores efetivamente despendidos para análise da AGENERSA.

Com base nessas informações e nas demonstrações contábeis da concessionária, o Grupo de Trabalho da AGENERSA avaliou o cumprimento do plano de investimentos conformedemonstrado nas tabelas a seguir, relativas(i) a meta financeira de investimentos com o expurgo do 3º Termo Aditivo; (ii) a contraprestação da concessionária e (iii) o saldo anual dos investimentos não realizados.

Tabela 30. Relatório Final GT AGENERSA – Plano de Investimentos – Expurgo do III Termo Aditivo (R\$ mil – Dez. 16)

	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL 4Q
TOTAL INVESTIMENTOS MATERIAIS	424.196,54	249.968,76	240.919,84	204.434,22	210.920,04	1.330.439,40
Redes	298.688,31	149.796,56	148.867,17	127.567,47	134.994,31	859.913,81
Novas Redes AP	136.337,42	245,94	245,94	245,94	34.623,12	171.698,34
Novas Redes MP/BP	60.005,21	62.219,58	72.254,38	51.579,97	46.614,69	292.673,84
Renovação Redes MP/BP	98.330,17	83.315,52	72.351,34	71.726,05	49.740,98	375.464,07
Outros	4.015,51	4.015,51	4.015,51	4.015,51	4.015,51	20.077,57
Ramais	21.089,58	21.847,49	23.050,69	22.430,36	19.837,87	108.255,99
Novos Ramais	11.538,46	12.296,37	13.499,57	12.879,25	12.672,36	62.886,01
Renovação de Ramais	9.551,12	9.551,12	9.551,12	9.551,12	7.165,51	45.369,98
Outros - Ramais	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Construção de ERMs	19.356,26	9.859,32	3.894,25	3.894,25	3.894,25	40.898,34
Instalações Auxiliares de Rede	13.319,72	7.157,19	5.589,50	3.074,66	2.740,80	31.881,86
Outros Investimentos Materiais	71.742,67	61.308,20	59.518,23	47.467,49	49.452,82	289.489,40
Aquisição de Medidores	23.481,56	31.151,92	33.344,87	32.215,51	33.582,18	153.776,03
Instalações Comunitárias	8.879,05	9.528,61	10.326,90	9.703,69	10.132,13	48.570,38
Terrenos e Edifícios	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Máquinas e Equipamentos	942,03	951,01	960,41	970,22	980,48	4.804,16
Equipamentos Processo Informatização	10.259,97	4.928,28	578,75	578,75	578,75	16.924,50
Veículos	452,68	473,05	494,33	516,58	539,82	2.476,45
Outros	27.727,39	14.275,33	13.812,97	3.482,73	3.639,46	62.937,88
TOTAL INVESTIMENTOS IMATERIAIS	7.018,60	7.018,60	7.018,60	7.018,60	7.018,60	35.092,99
TOTAL INVESTIMENTOS	431.215,14	256.987,35	247.938,44	211.452,82	217.938,64	1.365.532,39



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Tabela 31. Relatório Final GT AGENERSA - Contraprestação da Concessionária (R\$ mil - Dez. 16)

	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL 4Q
TOTAL INVESTIMENTOS MATERIAIS	209.976,714	250.096,868	265.462,190	241.182,226	249.230,258	1.215.948,255
Redes	147.477,186	154.266,827	176.413,243	137.144,520	131.846,395	747.148,171
Novas Redes AP	59.030,797	47.579,258	26.605,506	17.237,291	9.110,175	159.563,028
Novas Redes MP/BP	22.964,061	32.715,760	58.000,484	36.395,166	40.315,576	190.391,045
Renovação Redes MP/BP	53.747,498	72.079,880	89.861,865	81.122,272	77.492,931	374.304,445
Outros	11.734,831	1.891,929	1.945,387	2.389,791	4.927,714	22.889,653
Ramais	13.784,692	16.267,259	20.147,486	18.088,480	18.120,119	86.408,036
Novos Ramais	10.810,450	12.465,635	14.593,077	14.151,971	13.124,182	65.145,316
Renovação de Ramais	2.974,242	3.801,623	5.554,409	3.936,510	4.995,936	21.262,720
Construção de ERMs	3.374,263	13.253,520	6.316,635	5.040,785	6.773,202	34.758,406
Instalações Auxiliares de Rede	6.969,629	7.717,391	12.155,789	14.389,490	24.347,684	65.579,983
Outros Investimentos Materiais	38.370,944	58.591,871	50.429,036	66.518,951	68.142,857	282.053,660
Aquisição de Medidores	23.303,925	32.185,893	34.271,317	41.164,147	40.901,803	171.827,085
Instalações Comunitárias	2.073,342	4.340,235	9.234,895	12.307,296	9.471,837	37.427,605
Terrenos e Edifícios	2.668,627	1.276,650	791,822	6.665,661	14.323,004	25.725,764
Máquinas e Equipamentos	2.013,875	1.871,292	1.820,466	2.591,838	1.508,180	9.805,651
Equipamentos Processo Informatização	1.082,656	4.798,187	810,798	0,000	0,000	6.691,642
Veículos	3.711,118	2.020,068	1.512,060	0,000	0,000	7.243,246
Outros	3.517,400	12.099,547	1.987,678	3.790,010	1.938,033	23.332,667
TOTAL INVESTIMENTOS IMATERIAIS	4.949,001	20.769,473	20.598,009	15.854,936	26.524,437	88.695,857
TOTAL INVESTIMENTOS	214.925,715	270.866,341	286.060,199	257.037,162	275.754,695	1.304.644,112

Tabela 32. Relatório Final GT AGENERSA - Investimentos não realizados - com expurgo do IIITA

COMPOSIÇÃO DO VALOR FINAL DA COMPENSAÇÃO POR INVESTIMENTOS NÃO REALIZADOS							
(Valores em mil R\$ - dez/2016)							
INVESTIMENTOS NAOREALIZADOS							VPL
	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL	
TOTAL INVESTIMENTOS MATERIAIS	214.219,830	-249,888	-24.542,352	-36.748,005	-38.310,217	114.369,368	114.369,368
Redes	151.211,127	-4.573,876	-27.546,072	-9.577,054	3.147,910	112.662,035	112.662,035
Novas Redes AP	77.306,621	-47.333,322	-26.359,571	-16.991,355	25.512,943	12.135,316	12.135,316
Novas Redes MP/BP	37.041,151	29.400,218	14.253,899	15.184,803	6.299,115	102.179,186	102.179,186
Renovação Redes MP/BP	44.582,674	11.235,644	-17.510,526	-9.396,224	-27.751,948	1.159,621	1.159,621
Outros	-7.719,318	2.123,584	2.070,126	1.625,722	-912,201	-2.812,087	-2.812,087
Ramais	7.304,888	5.580,231	2.903,202	4.341,882	1.717,751	21.847,954	21.847,954
Novos Ramais	728,013	-169,262	-1.093,506	-1.272,725	-451,823	-2.259,302	-2.259,302
Renovação de Ramais	6.576,875	5.749,493	3.996,708	5.614,607	2.169,573	24.107,256	24.107,256
Outros - Ramais	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Construção de ERMs	15.982,001	-3.412,366	-2.422,385	-1.146,535	-2.878,952	6.121,763	6.121,763
Instalações Auxiliares de Rede	6.350,089	-560,205	-6.566,289	-11.314,834	-21.606,885	-33.698,124	-33.698,124
Outros Investimentos Materiais	33.371,726	2.716,327	9.089,191	-19.051,465	-18.690,039	7.435,740	7.435,740
Aquisição de Medidores	177,634	-1.033,972	-926,450	-8.948,639	-7.319,626	-18.051,054	-18.051,054
Instalações Comunitárias	6.805,708	5.188,371	1.092,007	-2.603,602	660,291	11.142,774	11.142,774
Terrenos e Edifícios	-2.668,627	-1.276,650	-791,822	-6.665,661	-14.323,004	-25.725,764	-25.725,764
Máquinas e Equipamentos	-1.071,850	-920,277	-860,058	-1.621,613	-527,697	-5.001,494	-5.001,494
Equipamentos Processo Informatização	9.177,312	130,095	-232,048	578,750	578,750	10.232,860	10.232,860
Veículos	-3.258,443	-1.547,022	-1.017,727	516,578	539,824	-4.766,791	-4.766,791
Outros	24.209,992	2.175,783	11.825,289	-307,277	1.701,423	39.605,209	39.605,209
TOTAL INVESTIMENTOS IMATERIAIS	2.069,598	-13.750,874	-13.579,410	-8.836,337	-19.505,838	-53.602,862	-53.602,862
TOTAL INVESTIMENTOS	216.289,428	-14.000,762	-38.121,762	-45.584,342	-57.816,055	60.766,506	60.766,506

Após as análises, o Grupo de Trabalho da AGENERSA concluiu que a concessionária não cumpriu as metas financeiras fixadas para o ciclo tarifário 2013-2017.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Corroborando com o sugerido pelo Grupo de Trabalho, a procuradoria da AGENERSA entende que a compensação dos investimentos não realizados, relativos às compensações decorrentes do 3º Termo Aditivo, foi pacificada pela Deliberação AGENERSA nº 3.139/2017.

Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor aplicar à concessionária CEG penalidade de multa, no valor de 0,1% (um milésimo por cento) do seu faturamento nos últimos 12 (doze) meses anteriores à prática da infração, com base na Cláusula Décima do Contrato de Concessão e no art. 19, inciso IV da Instrução Normativa AGENERSA/CD nº 001, de 04/09/2007, em razão do descumprimento do plano de investimentos no quinquênio 2013-2017, no valor de R\$ 95 milhões (moeda dez/16) a VPL de 2018, conforme atestado pela própria concessionária ao longo do processo revisional.

Sugiro também, ao Conselho-Diretor, que os montantes relativos às metas financeiras dos investimentos não realizados no período 2013-2017 sejam devolvidos aos consumidores.

Em continuidade ao tema, nos próximo item será discutida a metodologia de cálculo do montante financeiro a ser incluído no fluxo de caixa e a conveniência da aplicação dos seus efeitos retroativos.

Metodologia de Cálculo do Saldo de Investimentos e Retroatividade da Metodologia Aplicada

Os estudos para definição da metodologia de cálculo do saldo de investimentos não realizados pela concessionária, assim como a sua aplicação no fluxo de caixa, foram iniciados no processo da 3ª Revisão Quinquenal e tiveram continuidade no processo regulatório E-12/003/334/2014, quando a proposta elaborada pela FGV Projetos - encaminhada pela concessionária - foi submetida à consulta e audiência públicas.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

As decisões do Conselho Diretor em relação ao tema foram consubstanciadas nas Deliberações AGENERSA nº 3.187 e 3.238 de 2017 e Deliberações AGENERSA nº 3.331 e 3.387 de 2018.

Mais uma vez, a CEG encaminhou a metodologia elaborada pela FGV para ser examinada no processo da 4ª Revisão Quinquenal em seu relatório complementar solicitou compensação em função da aplicação da metodologia Deloitte no processo da 3ª Revisão Quinquenal, nos termos a seguir.

*“Portanto, a Concessionária espera que sejam considerados pela Agência Reguladora os ajustes necessários para efetuar a **compensação realizada a maior, pela aplicação da metodologia Deloitte aplicada na 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas**, referente a compensação dos investimentos não realizados no quinquênio 2008-2012, em conformidade com o estabelecido na Deliberação AGENERSA Nº 2035, de 28/04/2014, que estabelece em seu Art. 3º (...).”*

Tal pleito foi ratificado pelos pareceres técnicos e jurídicos de vários consultores contratados pela concessionária.

Na sequência, ao tratar do tema, no seu Relatório nº 04, item 7.4. *Compensação Tarifária de Investimentos Projetados e não Realizados no Quinquênio 2013-2017* a UFF aborda as questões técnicas sobre a metodologia proposta e apresenta os seguintes esclarecimentos:

*“Na proposta da CEG, é sugerida metodologia desenvolvida pela FGV Projetos para propiciar a compensação. Resumindo, essa metodologia capta a diferença em valor presente no fluxo de caixa da concessionária da consideração de **investimentos projetados em relação aos investimentos realizados**. O documento elaborado pela FGV demonstra que essa **diferença é igual ao valor presente dos investimentos não realizados (subinvestimento)**”*



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

subtraído da depreciação e da base final de ativos correspondentes a essa parcela dos investimentos.

A Economia/UFF considera essa metodologia adequada para a compensação tarifária dos investimentos projetados e não realizados no quinquênio anterior. No entanto, o cálculo é realizado para valores presentes de 2012. Para considerar os efeitos no ciclo tarifário 2018-2022, é necessário capitalizar os valores para o início do ano de 2018 (cinco períodos), que corresponde ao ano em que a compensação é considerada no fluxo de caixa de cálculo da margem. Para tanto, capitalizamos os valores decorrentes da metodologia à taxa de remuneração referente ao último ciclo tarifário, 9,757%.”

O Grupo de Trabalho da AGENERSA adota a metodologia proposta pela concessionária e aprovada pela consultoria da UFF, acrescentando também a capitalização dos valores para o início do ano de 2018.

Quanto ao pleito da concessionária para que a metodologia ora estabelecida retroaja ao ciclo tarifário anterior, a consultoria esclarece no documento Manifestação da UFF sobre o Parecer Siqueira Castro e Consultoria Tendências - fls. 5.244 a 5.246):

“A 3ª revisão tarifária utilizou metodologia distinta para tratar do subinvestimento no quinquênio 2008-2012. A metodologia utilizada nessa revisão fazia a recomposição integral da diferença entre investimento projetado e realizado. Como apenas parcela dos investimentos é remunerada ao longo do ciclo tarifário, pois a vida útil dos ativos para fins regulatórios é de 30 anos, a metodologia da 3ª revisão implicou em maiores valores para recompensar os investimentos não realizados.

A petição do escritório Siqueira Castro defende que o cálculo do reposicionamento tarifário (m) da 4ª revisão considere os efeitos retroativos



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

*da aplicação da metodologia da FGV no ciclo 2008-2012 e o parecer da Consultoria **Tendências estima o montante que teria sido descontado indevidamente das tarifas de distribuição no quarto ciclo e o reposicionamento para compensar esse valor no quinto ciclo.***

*A **Economia/UFF considera que os efeitos retroativos do processo de revisão tarifária em ciclos anteriores que já foram analisados em revisões passadas não devem ser contemplados na 4ª revisão, pelos seguintes motivos:***

*a) **A revisão tarifária ordinária consiste na avaliação do equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, para um ciclo econômico definido (período 2018 a 2022) a partir da avaliação de dados econômicos e operacionais do ciclo anterior (2013-2017) e de projeções econômicas para o ciclo seguinte.***

*Numa revisão ordinária, **não se deve extrapolar este período de avaliação por razões regulatórias, e também porque colocaria em questão as decisões do Conselho Diretor da Agenera referentes ao processo de revisão tarifária anteriores.***

*b) **É normal e desejável que num processo de revisão ocorram ajustes e aprimoramentos nas metodologias tarifárias de revisões anteriores. Como regra geral, eventual aprimoramento não deve ter efeito retroativo a revisões anteriores ao ciclo tarifário em questão. Isto porque em um processo de revisão tarifária a agência reguladora toma decisões sobre um grande conjunto de variáveis visando fixar tarifas justas, razoáveis e economicamente sustentáveis para as concessionárias. As decisões sobre cada uma das variáveis não são necessariamente independentes. Assim, retroceder numa revisão anterior considerando apenas uma variável,***



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

significa retroceder na decisão do Terceiro Ciclo Tarifário alterando o equilíbrio econômico associado a esta decisão.

c) Vale ainda considerar que, na quarta revisão tarifária, a consultoria sugeriu uma série de mudanças metodológicas, além do método de recomposição pelo investimento não realizado, como: métodos de previsão de demanda e a janela temporal dos componentes do cálculo do custo do capital. Nesses dois casos a retroatividade seria desfavorável à concessionária. Desta forma, não é recomendável retroceder a decisão para um caso específico, assim como seria desrespeitar a regra e o rito da revisão tarifária, retroceder em todas as modificações metodológicas.

d) Caso todos os efeitos retroativos fossem considerados, a celeridade do processo de revisão seria comprometida e o impacto das mudanças de metodologia seria amplificado.

e) Para justificar uma revisão específica para tratar desses efeitos (extraordinária) a concessionária deveria comprovar à Agenersa que a metodologia adotada para a compensação dos investimentos não realizados por ocasião do terceiro ciclo tarifário teria resultado em um desequilíbrio econômico persistente no contrato.

Por esses motivos, a consultoria UFF considera que o pleito das concessionárias exposto na Petição da Siqueira Castro não deve ser incorporado no cálculo o reposicionamento da 4ª revisão.

Outrossim vale lembrar a metodologia adotada no âmbito da 3ª revisão quinquenal, proposta pela Consultoria Deloitte (Processo regulatório CEG E-12/020.522/2012 – fls. 2.046) e descrita no voto da Sessão Regulatória de 29 de outubro de 2013, que originou a Deliberação AGENERSA nº 1.796/2013:



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

“A Deloitte entendeu que o saldo financeiro gerado pela não realização do investimento previsto no ciclo anterior deverá ser compartilhado com o consumidor final, isto é, repassado para a modicidade tarifária. (...). Ressaltou que o saldo gerado deverá ser considerado em sua totalidade, sem que incidam quaisquer descontos de imposto de renda e/ou depreciação (mesmo critério dado aos investimentos projetados) e aplicado ao Fluxo de Caixa Descontado.”

A adoção da referida metodologia na 3ª Revisão Quinquenal foi amparada por suporte técnico e legal e se caracterizou como a proposta mais conservadora, com garantia de repasse a modicidade tarifária, além do caráter disciplinar pelo descumprimento, por parte da concessionária CEG, das obrigações de investimentos assumidas no âmbito da 2ª revisão quinquenal.

No entanto, o que ora verificamos é o aprimoramento dessa metodologia, após amplo debate com a sociedade através dos procedimentos de consulta e audiência públicas, conforme preconizado inicialmente no artigo 7º da Deliberação AGENERSA nº 1.796/2013 e aprimorado pelo artigo 3º da Deliberação AGENERSA nº 2.035/2014.

No mesmo sentido o Grupo de Trabalho da AGENERSA esclarece:

*“É importante destacar, relativamente aos investimentos, que as metas são aprovadas pelas deliberações que julgam os processos das revisões. Por ocasião dos trabalhos da III RQ, verificou-se que a CEG deixou de fazer um expressivo quantitativo de investimentos físicos e financeiros, havendo estudos tanto da FGV (Consultoria da CEG) quanto da Deloitte Brasil (Consultoria da AGENERSA) para a compensação dos mesmos. **O modelo da Deloitte Brasil foi o adotado, por ser mais rigoroso, considerando-se, ainda, a ausência de uma metodologia contratual.** No presente trabalho, por ter a FEC/UFF adotado o modelo proposto pela FGV, igualmente não contestado*



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

pelos demais agentes que participaram do processo, revimos o posicionamento, sem implicar em aceitação de reconsideração do que já foi decidido.”

Desta forma, me coaduno com os argumentos trazidos pela UFF e pelo Grupo de Trabalho da AGENERSA, no sentido de que os aprimoramentos metodológicos são inerentes aos processos revisionais e que não cabe à alteração da decisão do Conselho-Diretor sobre o resultado da 3ª revisão quinquenal em função da alteração do impacto tarifário ocasionado por um único componente do processo revisional.

Como muito bem afirmado pela consultoria UFF, as decisões ali emanadas se basearam no equilíbrio da concessão e a sua alteração no momento presente deveria ser justificada pela comprovação, pela concessionária, da persistência do desequilíbrio da concessão em função da alteração da metodologia.

Seguindo a mesma lógica de raciocínio e visando garantir a segurança jurídica das decisões emanadas por este ente regulador, a procuradoria da AGENERSA recomenda o não provimento ao pleito da concessionária para retroagir a nova metodologia aos efeitos da 3ª Revisão Quinquenal.

Com base no exposto e em função do princípio da segurança jurídica e considerando que a CEG não demonstrou ter havido desequilíbrio econômico-financeiro desfavorável à concessionária no período de 2013-2017, ou contrário, realizou lucro, sugiro ao Conselho-Diretor negar o pedido da concessionária CEG de aplicação da metodologia de cálculo do saldo de investimentos não realizados, elaborada pela FGV e em substituição a metodologia de cálculo proposta pela Deloitte, no ciclo revisional citado, de forma que os efeitos da alteração metodológica não retroajam às decisões emanadas na 3ª Revisão Quinquenal.

Importante frisar que a metodologia da Deloitte é uma metodologia correta, porém, mais rigorosa quando dos casos de descumprimento das metas financeiras de investimento.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Outrossim, diante do exposto e com base nos argumentos anteriormente debatidos, sugiro ao Conselho Diretor aprovar a metodologia de cálculo do saldo dos investimentos não realizados proposta pela FGV Projetos, acrescida da capitalização do valor até o presente ciclo revisional, conforme entendimento da UFF e do Grupo de Trabalho da AGENERSA.

Sugiro ainda, ao Conselho Diretor que a devolução, aos usuários, dos investimentos não realizados em função da alteração promovida pelo 3º Termo Aditivo, se dê pela metodologia exarada no artigo 8º da Deliberação AGENERSA nº 3.139/2017.

Passemos agora as discussões sobre a definição do valor a ser compensado.

Cálculo do Saldo dos Investimentos

A apuração anual dos investimentos não realizados, calculada no item IX.7.1, consiste na comparação, ano a ano, dos investimentos projetados com os efetivamente realizados no mesmo período.

Na sequência, a metodologia da FGV estabelece que os valores equivalentes à depreciação e à base final desses ativos devem ser descontados do montante financeiro relativo aos investimentos não realizados.

Adentrando aos cálculos, a concessionária encaminha a sua proposta inicial, conforme metodologia da FGV, atualizando-a na proposta complementar como demonstrado na tabela a seguir. Como premissa, a concessionária defende que o valor pago a título de outorga compensatória, estabelecido no 3º Termo Aditivo, deve ser contabilizado como investimento realizado, contrariando as disposições da AGENERSA e do referido instrumento contratual.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Tabela 33. Proposta Complementar da CEG - Memória de cálculo da compensação dos Investimentos não realizados de 2013 a 2017

CEG (moeda dez/2016)	Ano					Taxa Remuneração
	2013	2014	2015	2016	2017	9,757%
Valores em Milhões R\$						VP
Diferencial de Investimento	(216,29)	14,00	38,12	45,58	57,82	(88,90)
Diferencial de Depreciação	(1,23)	(2,37)	(2,08)	(1,60)	(1,02)	(6,40)
Diferença na Evolução Base final	-	-	-	-	(36,38)	(22,84)
Saldo da Compensação dos Investimentos não realizados						(59,66)
Saldo da Compensação dos Investimentos não realizados - Capitalizada a 2018						(95,03)

Ao calcular o saldo de investimentos não realizados, a UFF sugere dois cenários distintos para a meta de investimentos 2013-2017, a saber:

(i) 1º Cenário: valores aprovados na Deliberação AGENERSA nº 1.796/2013, com os efeitos do 3º Termo Aditivo;

(ii) 2º Cenário: valores aprovados na Deliberação AGENERSA nº 1.796/2013, sem os efeitos do 3º Termo Aditivo.

A metodologia de cálculo, apresentada a seguir, é a mesma adotada pela concessionária.

“A Economia/UFF considerou dois cenários para o cálculo do subinvestimento. No primeiro, são considerados os efeitos do terceiro termo aditivo e as metas de investimento são deduzidas. No segundo, o terceiro termo aditivo não implicaria em redução de metas de investimento.

(...)

Quando os investimentos referentes ao 3º termo aditivo são abatidos da meta de investimentos, o valor a ser restituído no ciclo 2018-2022 é de R\$ 59,7 milhões com referência a 2012. Assim, no cálculo do reposicionamento



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

*tarifário, o valor a ser considerado deve ser **R\$ 95,1 milhões, incluindo a capitalização entre 2012 e 2017.***

Tabela 1. Compensação do Subinvestimento com 3º Termo Aditivo – preços em milhões de reais de dezembro de 2016.

	2013	2014	2015	2016	2017	VP @ 2012
Diferencial de Investimento	-216,29	14	38,12	45,58	49,97	-93,83
Diferencial de Depreciação	-1,23	-2,37	-2,08	-1,6	-1,06	-6,43
Diferença na Evolução Base final					-44,09	-27,68
Compensação com referência a 2012						59,72
Compensação capitalizada a 2018						95,1

Fonte: Elaboração própria

*Se os investimentos referentes ao 3º termo aditivo não são abatidos, o saldo de subinvestimentos a recompensar alcança R\$ 78,3 milhões em valores referentes a 2012 e **R\$ 124,7 milhões, considerando a capitalização até 2018.***

Tabela 2. Compensação do Subinvestimento em 3º Termo Aditivo – preços em milhões de reais de dezembro de 2016.

	2013	2014	2015	2016	2017	VP @ 2012
Diferencial de Investimento	-219,31	-16,35	26,74	-51,01	8,48	-222,99
Diferencial de Depreciação	-1,24	-2,58	-2,52	-2,66	-2,90	-8,83
Diferença na Evolução Base final	0,00	0,00	0,00	0,00	-216,47	-135,91
Compensação com referência a 2012						78,26
Compensação capitalizada a 2018						124,72

Fonte: Elaboração própria

O primeiro e o segundo cenários da UFF resultaram nos montantes financeiros de R\$ 95,1 milhões e de R\$ 124,72 milhões, respectivamente.

Por sua vez, o Grupo de Trabalho da AGENERSA, após a análise dos dados, ano a ano, propõe o valor final R\$ 95.058.000,00, a ser levado à compensação conforme demonstrado nas tabelas abaixo.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Tabela 34. Relatório Final GT – Investimentos Não Realizados

COMPOSIÇÃO DO VALOR FINAL DA COMPENSAÇÃO POR INVESTIMENTOS NÃO REALIZADOS							
(Valores em mil R\$ - dez/2016)							
INVESTIMENTOS NÃO REALIZADOS							
	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL	VPL
TOTAL INVESTIMENTOS MATERIAIS	214.219,830	-249,888	-24.542,352	-36.748,005	-38.310,217	114.369,368	114.369,368
Redes	151.211,127	-4.573,876	-27.546,072	-9.577,054	3.147,910	112.662,035	112.662,035
Novas Redes AP	77.306,621	-47.333,322	-26.359,571	-16.991,355	25.512,943	12.135,316	12.135,316
Novas Redes MP/BP	37.041,151	29.400,218	14.253,899	15.184,803	6.299,115	102.179,186	102.179,186
Renovação Redes MP/BP	44.582,674	11.235,644	-17.510,526	-9.396,224	-27.751,948	1.159,621	1.159,621
Outros	-7.719,318	2.123,584	2.070,126	1.625,722	-912,201	-2.812,087	-2.812,087
Ramais	7.304,888	5.580,231	2.903,202	4.341,882	1.717,751	21.847,954	21.847,954
Novos Ramais	728,013	-169,262	-1.093,506	-1.272,725	-451,823	-2.259,302	-2.259,302
Renovação de Ramais	6.576,875	5.749,493	3.996,708	5.614,607	2.169,573	24.107,256	24.107,256
Outros - Ramais	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Construção de ERM's	15.982,001	-3.412,366	-2.422,385	-1.146,535	-2.878,952	6.121,763	6.121,763
Instalações Auxiliares de Rede	6.350,089	-560,205	-6.566,289	-11.314,834	-21.606,885	-33.698,124	-33.698,124
Outros Investimentos Materiais	33.371,726	2.716,327	9.089,191	-19.051,465	-18.690,039	7.435,740	7.435,740
Aquisição de Medidores	177,634	-1.033,972	-926,450	-8.948,639	-7.319,626	-18.051,054	-18.051,054
Instalações Comunitárias	6.805,708	5.188,371	1.092,007	-2.603,602	660,291	11.142,774	11.142,774
Terrenos e Edifícios	-2.668,627	-1.276,650	-791,822	-6.665,661	-14.323,004	-25.725,764	-25.725,764
Máquinas e Equipamentos	-1.071,850	-920,277	-860,058	-1.621,613	-527,697	-5.001,494	-5.001,494
Equipamentos Processo Informatização	9.177,312	130,095	-232,048	578,750	578,750	10.232,860	10.232,860
Veículos	-3.258,443	-1.547,022	-1.017,727	516,578	539,824	-4.766,791	-4.766,791
Outros	24.209,992	2.175,783	11.825,289	-307,277	1.701,423	39.605,209	39.605,209
TOTAL INVESTIMENTOS IMATERIAIS	2.069,598	-13.750,874	-13.579,410	-8.836,337	-19.505,838	-53.602,862	-53.602,862
TOTAL INVESTIMENTOS	216.289,428	-14.000,762	-38.121,762	-45.584,342	-57.816,055	60.766,506	60.766,506

Tabela 35. Relatório Final GT – Cálculo dos valores equivalentes à depreciação (R\$ mil – Dez. 2016)

		DEPRECIÇÃO					
Investimentos		2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
2013	216.289	3.605	7.210	7.210	7.210	7.210	32.443
2014	-14.001		-233	-467	-467	-467	-1.633
2015	-38.122			-635	-1.271	-1.271	-3.177
2016	-45.584				-760	-1.519	-2.279
2017	-57.816					-964	-964
Total	60.767	3.605	6.976	6.108	4.712	2.989	24.390
34% da Depreciação		1.226	2.372	2.077	1.602	1.016	8.293

Tabela 36. Relatório Final GT – Cálculo dos valores equivalentes à base de remuneração (R\$ mil – Dez. 2016)

BASE DE REMUNERAÇÃO						
Base Final	2013	2014	2015	2016	2017	Br
B _i	0	212.685	191.708	147.478	97.181	
Investimento	216.289	-14.001	-38.122	-45.584	-57.816	
Depreciação	3.605	6.976	6.108	4.712	2.989	
Br	212.685	191.708	147.478	97.181	36.376	36.376



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Tabela 37. Relatório Final GT – Cálculo do saldo de investimentos não realizados (R\$ mil – Dez. 2016)

SALDO DO INVESTIMENTO NÃO REALIZADO								
(milhões reais - Moeda Dez11)								
	Ano					Tx. Remuneração	VPL	Total
	2013	2014	2015	2016	2017	9,76%		
VI = Investimentos	216.289	-14.001	-38.122	-45.584	-57.816		88.904	60.767
IV = 0,34*Depreciação	1.226	2.372	2.077	1.602	1.016		6.398	8.293
IX = Base Inicial								
X = Base Final	0	0	0	0	36.376		22.835	
				2013	2018			
	Saldo Investimento Não Realizado			59.671	95.058			

Diante do exposto, me filio aos cálculos realizados pelo Grupo de Trabalho, devidamente fundamentados nas decisões desta Agência e proponho ao Conselho-Diretor para que seja compensado, no ano de 2018 do fluxo de caixa, o valor de R\$ 95 milhões como saldo de investimentos não realizados, contribuindo para a modicidade tarifária.

Plano de Investimentos 2018-2022

Na presente Revisão Quinquenal, a concessionária CEG encaminhou, em sua proposta inicial, o plano de investimentos contendo metas físicas e financeiras a serem realizadas no período de 2018 a 2022. Os investimentos propostos foram subdivididos nas modalidades singulares, fixos e variáveis e totalizavam R\$ 1.339,36 milhões no período.

Na proposta complementar, encaminhada em setembro de 2018, a concessionária revisou o plano de investimentos e reduziu a meta financeira do quinquênio para R\$ 833 milhões.

Nas tabelas a seguir são apresentadas as metas financeiras dispostas na proposta complementar e detalhadas em investimentos singulares, fixos e variáveis.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Tabela 38. Proposta Complementar CEG - Projeção de Investimentos 2018–2022 (R\$ milhões)

CEG - Investimentos total (MR\$/ano) - Moeda de Dez/16						
Itens	2018	2019	2020	2021	2022	Total
INVESTIMENTOS MATERIAIS	144,70	152,06	174,69	162,73	155,25	789,42
<i>Redes</i>	<i>78,04</i>	<i>86,41</i>	<i>96,47</i>	<i>83,30</i>	<i>83,17</i>	<i>427,39</i>
<i>Novas Redes AP</i>	2,80	1,88	11,53	0,83	2,62	19,65
<i>Novas Redes MP/BP</i>	44,41	35,80	31,08	32,96	32,61	176,85
<i>Renovação Redes</i>	30,13	47,98	52,99	48,63	47,11	226,84
<i>Outros - Redes</i>	0,70	0,76	0,87	0,89	0,83	4,05
<i>Ramais</i>	<i>20,08</i>	<i>22,32</i>	<i>22,88</i>	<i>23,69</i>	<i>24,36</i>	<i>113,33</i>
<i>Novos Ramais</i>	17,42	18,32	18,89	19,70	20,37	94,69
<i>Renovação de Ramais</i>	2,60	3,92	3,92	3,92	3,92	18,28
<i>Outros - Ramais</i>	0,06	0,07	0,07	0,07	0,07	0,36
<i>Construção de ERM's e GNC's</i>	<i>2,58</i>	<i>2,33</i>	<i>4,67</i>	<i>6,56</i>	<i>1,96</i>	<i>18,10</i>
<i>Instalações Auxiliares de Rede</i>	<i>8,28</i>	<i>7,27</i>	<i>15,44</i>	<i>14,41</i>	<i>9,66</i>	<i>55,05</i>
<i>Outros Investimentos Materiais</i>	<i>35,72</i>	<i>33,73</i>	<i>35,23</i>	<i>34,77</i>	<i>36,10</i>	<i>175,55</i>
<i>Aquisição de Medidores</i>	21,62	22,18	22,84	23,48	23,87	113,99
<i>Instalações Comunitárias</i>	8,87	9,55	9,80	10,05	10,30	48,57
<i>Terrenos e Edifícios</i>	2,49	0,88	1,11	0,39	0,43	5,31
<i>Máquinas e Equipamentos</i>	1,00	0,35	0,46	0,31	0,61	2,74
<i>Equipamentos Processos Informatização</i>	1,39	0,43	0,55	0,38	0,74	3,48
<i>Veículos</i>	0,26	0,14	0,18	0,06	0,05	0,70
<i>Outros Investimentos</i>	0,08	0,19	0,29	0,10	0,09	0,76
INVESTIMENTOS IMATERIAIS	8,25	5,11	10,10	10,01	10,12	43,59
TOTAL INVESTIMENTOS	152,95	157,16	184,78	172,74	165,37	833,01

Nota: ERM – Estação de Regulagem e Medição.

Tabela 39 - Proposta Complementar CEG - Investimentos Singulares 2018-2022 (R\$ milhões)

CEG - Investimentos Singulares (MR\$/ano) - Moeda de Dez/16						
Projeto	2018	2019	2020	2021	2022	Total
Reforço de Rede	-	1,14	8,36	-	-	9,50
<i>Santa Cruz</i>	-	1,14	8,36	-	-	9,50
Estação de GNC	0,93	0,19	2,81	5,06	-	8,98
<i>Estação Modulação GNC</i>	0,27	0,19	2,81	5,06	-	8,32
<i>Estação Maricá</i>	0,66	-	-	-	-	0,66
Projetos de ERD	1,22	1,27	0,68	0,72	1,03	4,92
Projetos Menores (Renovação)	5,69	4,09	9,54	4,83	4,06	28,22
TOTAL INVESTIMENTOS SINGULARES	7,85	6,68	21,39	10,61	5,09	51,62

Nota: GNC - Gás Natural Comprimido
 ERD - Estação de Regulagem Distrital



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Tabela 40-Proposta Complementar CEG-Projeção dos Investimentos Fixos 2018-2022 (R\$ milhões)

CEG - Investimentos Fixo (MRS/ano) - Moeda de Dez/16						
Itens	2018	2019	2020	2021	2022	Total
INVESTIMENTOS MATERIAIS	51,19	67,85	76,47	74,58	67,53	337,62
<i>Redes</i>	<i>29,86</i>	<i>49,19</i>	<i>48,93</i>	<i>49,28</i>	<i>46,50</i>	<i>223,75</i>
<i>Novas Redes AP</i>	0,25	0,19	0,20	0,20	0,19	1,02
<i>Novas Redes MP/BP</i>	3,94	4,33	4,35	4,36	2,40	19,37
<i>Renovação Redes</i>	24,95	43,92	43,52	43,83	43,09	199,31
<i>Outros - Redes</i>	0,70	0,76	0,87	0,89	0,83	4,05
<i>Ramais</i>	<i>2,67</i>	<i>3,99</i>	<i>3,99</i>	<i>3,99</i>	<i>3,99</i>	<i>18,64</i>
<i>Novos Ramais</i>	-	-	-	-	-	-
<i>Renovação de Ramais</i>	2,60	3,92	3,92	3,92	3,92	18,28
<i>Outros - Ramais</i>	0,06	0,07	0,07	0,07	0,07	0,36
<i>Construção de ERM's e GNC's</i>	<i>0,23</i>	<i>0,47</i>	<i>0,50</i>	<i>0,51</i>	<i>0,48</i>	<i>2,19</i>
<i>Instalações Auxiliares de Rede</i>	<i>8,28</i>	<i>7,27</i>	<i>15,44</i>	<i>14,41</i>	<i>9,66</i>	<i>55,05</i>
<i>Outros Investimentos Materiais</i>	<i>10,16</i>	<i>6,93</i>	<i>7,61</i>	<i>6,38</i>	<i>6,90</i>	<i>37,99</i>
<i>Aquisição de Medidores</i>	4,98	4,96	5,11	5,18	5,01	25,23
<i>Instalações Comunitárias</i>	-	-	-	-	-	-
<i>Terrenos e Edifícios</i>	2,49	0,88	1,11	0,39	0,43	5,31
<i>Máquinas e Equipamentos</i>	1,00	0,35	0,46	0,31	0,61	2,74
<i>Equipamentos Processos Informatização</i>	1,39	0,43	0,55	0,38	0,74	3,48
<i>Veículos</i>	0,26	0,14	0,18	0,06	0,05	0,70
<i>Outros Investimentos</i>	0,04	0,16	0,20	0,07	0,06	0,53
INVESTIMENTOS IMATERIAIS	8,25	5,11	10,10	10,01	10,12	43,59
TOTAL INVESTIMENTOS FIXOS	59,43	72,96	86,57	84,59	77,65	381,20

Tabela 41 - Proposta Complementar CEG-Projeção dos Investimentos Variáveis 2018-2022 (R\$ milhões)

CEG - Investimentos Variável (MRS/ano) - Moeda de Dez/16						
Itens	2018	2019	2020	2021	2022	Total
INVESTIMENTOS MATERIAIS	85,67	77,52	76,82	77,54	82,63	400,18
<i>Redes</i>	<i>42,09</i>	<i>32,03</i>	<i>29,71</i>	<i>29,23</i>	<i>32,65</i>	<i>165,71</i>
<i>Novas Redes AP</i>	1,63	0,55	2,98	0,63	2,43	8,22
<i>Novas Redes MP/BP</i>	40,46	31,47	26,74	28,60	30,21	157,49
<i>Renovação Redes</i>	-	-	-	-	-	-
<i>Outros - Redes</i>	-	-	-	-	-	-
<i>Ramais</i>	<i>17,42</i>	<i>18,32</i>	<i>18,89</i>	<i>19,70</i>	<i>20,37</i>	<i>94,69</i>
<i>Novos Ramais</i>	17,42	18,32	18,89	19,70	20,37	94,69
<i>Renovação de Ramais</i>	-	-	-	-	-	-
<i>Outros - Ramais</i>	-	-	-	-	-	-
<i>Construção de ERM's e GNC's</i>	<i>0,64</i>	<i>0,41</i>	<i>0,69</i>	<i>0,27</i>	<i>0,45</i>	<i>2,45</i>
<i>Instalações Auxiliares de Rede</i>	-	-	-	-	-	-
<i>Outros Investimentos Materiais</i>	<i>25,51</i>	<i>26,77</i>	<i>27,54</i>	<i>28,35</i>	<i>29,16</i>	<i>137,33</i>
<i>Aquisição de Medidores</i>	16,64	17,21	17,74	18,31	18,86	88,76
<i>Instalações Comunitárias</i>	8,87	9,55	9,80	10,05	10,30	48,57
<i>Terrenos e Edifícios</i>	-	-	-	-	-	-
<i>Máquinas e Equipamentos</i>	-	-	-	-	-	-
<i>Equipamentos Processos Informatização</i>	-	-	-	-	-	-
<i>Veículos</i>	-	-	-	-	-	-
<i>Outros Investimentos</i>	-	-	-	-	-	-
INVESTIMENTOS IMATERIAIS	-	-	-	-	-	-
TOTAL INVESTIMENTOS VARIÁVEIS	85,67	77,52	76,82	77,54	82,63	400,18

Nota: ERM – Estação de Regulação e Medição.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Ao avaliar o plano de investimentos inicialmente proposto pela CEG, a Consultoria da UFF, no seu Relatório nº 04, realizou um estudo aprofundado sobre as projeções e realizações das metas físicas e financeiras do quinquênio anterior (2013-2017), de forma a obter parâmetros de comparação com as projeções para o próximo quinquênio.

A consultoria também analisou o cumprimento das metas físicas e constatou realização significativamente inferior ao projetado. Adicionalmente, com o objetivo de criar parâmetros para avaliar os montantes financeiros constantes na proposta de revisão tarifária ora apresentada, a consultoria da UFF avaliou os custos unitários de cada tipo de investimento e comparou com os custos unitários do quinquênio anterior e asseverou que

“O custo unitário do investimento pode ser calculado pela razão entre aporte financeiro e unidades físicas respectivas para o período. A análise desse indicador revela que para os itens de investimentos em rede e aquisição de medidores, responsáveis por 75% de todo montante projetado para o quinquênio passado, apenas os investimentos em novas redes de MP/BP foram menores do que o esperado (6%), comparando valores atualizados pelo IGP-M para dezembro de 2016. As outras rubricas custaram ao menos 50% a mais do que o projetado, contribuindo, assim, para maior cumprimento da meta financeira projetada a despeito do alcance da meta física traçada. A Tabela 9 apresenta o indicador de custo unitário, equivalente a razão entre montante financeiro e físico, para as rubricas compatíveis com metas físicas, bem como os valores financeiros e físicos realizados e projetados, para o quinquênio passado e o próximo”.

Diante das conclusões emanadas pela consultoria da UFF, após análise minuciosa dos investimentos realizados no ciclo tarifário 2013-2017, sugiro ao Conselho-Diretor abertura de processo regulatório específico para estudo dos custos de investimentos praticados pela



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

concessionária e para a definição de custos médios unitários razoáveis e balizados com os custos de mercado, a fim de se criar parâmetros de referência para avaliação dos valores realizados e os projetados na próxima revisão quinquenal.

Com base nas conclusões da consultoria da UFF, proponho também ao Conselho-Diretor aplicar à concessionária CEG a penalidade de multa, no valor de 0,1% (um décimo por cento) do seu faturamento nos últimos 12 (doze) meses anteriores à prática da infração, com base na Cláusula Décima do Contrato de Concessão e no art. 19, inciso IV da Instrução Normativa AGENERSA/CD nº 001, de 04/09/2007, em razão da realização dos investimentos com custos superiores aos projetados.

No Relatório nº 04a consultoria também avaliou a participação de cada categoria de investimentos (singulares, fixos e variáveis) em relação ao montante total.

Ao finalizar as suas considerações sobre o plano de investimentos 2018-2022, a consultoria da UFF recomendou uma redução de cerca de 19% dos investimentos apresentados na proposta inicial da CEG.

Posteriormente, em seu relatório complementar e em consonância com as modificações realizadas pela concessionária, a consultoria da UFF revisou suas projeções e fez as seguintes recomendações:

“A Consultoria UFF recomenda acatar a projeção de investimento futuro atualizado pela CEG para o cálculo do reposicionamento tarifário, mas alerta para a necessidade da Agerensa acompanhar o cumprimento das metas financeiras e físicas de investimento ao longo do quinquênio, com vistas a garantir o cumprimento do planejamento e validar a incorporação de ativos à base regulatória.”

Os valores de investimentos propostos e os revisados são resumidos na tabela abaixo.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Tabela 42. Investimentos Revisados pela Consultoria da UFF (valores em milhões R\$ - Dez. 16)

	2018	2019	2020	2021	2022	Total
Novos Investimentos						
4º Relatório	228,03	226,31	216,7	206,8	209,97	1.087,81
Revisão	152,95	157,16	184,78	172,74	165,37	833

Nota: Tabela 13 - Revisão da Consultoria UFF (valores em milhões R\$)

Fonte: UFF - Relatório Complementar

Em manifestação sobre o tema, o Grupo de Trabalho da AGENERSA fez referência às decisões do Conselho Diretor, emanadas pelas Deliberações AGENERSA nº 3.303/2017, 3.327/2018 e 3.417/2018, relativas ao reajuste ordinário com vigência a partir de 01/01/2018 e Deliberação AGENERSA nº 3.663/2018, relativa ao reajuste ordinário com vigência a partir de 01/01/2019, e sugeriu:

*“Considerando-se a decisão do Colegiado de impor condicionantes à execução dos investimentos nos exercícios de 2018 e 2019, adotamos os montantes consolidados no quadro abaixo, com uma única modificação, a adoção dos valores reais dos exercícios de 2018 e 2019, levados à data base dezembro de 2016. Para os demais exercícios, e considerando-se a prudência de considerar um quadro mais conservador, **optamos pela manutenção dos dados projetados pela própria CEG:***



Govorno do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

PROPOSTA GT						
CEG: INVESTIMENTOS PROJETADOS PARA O 5º QUINQUÊNIO						
(Valores em mil R\$ - dez/2016)						
	2018	2019	2020	2021	2022	TOTAL 5Q
TOTAL INVESTIMENTOS MATERIAIS	136.169,17	129.529,31	174.685,33	162.730,03	155.251,63	758.365,47
Redes	69.500,05	65.475,55	96.466,60	83.301,76	83.166,46	397.910,42
Novas Redes AP	2.574,63	3.145,51	11.527,47	827,18	2.621,14	20.695,92
Novas Redes MP/BP	23.929,67	18.462,17	31.081,52	32.956,05	32.609,12	139.038,52
Renovação Redes MP/BP	40.854,73	41.235,81	52.990,17	48.628,03	47.110,50	230.819,23
Outros	2.141,04	2.632,06	867,45	890,51	825,69	7.356,75
Ramais	13.120,41	11.042,52	22.880,25	23.690,05	24.362,94	95.096,17
Novos Ramais	10.478,58	8.067,91	18.886,02	19.695,81	20.368,71	77.497,02
Renovação de Ramais	2.641,83	2.974,61	3.919,40	3.919,40	3.919,40	17.374,65
Outros - Ramais	0,00	0,00	74,83	74,83	74,83	224,49
Construção de ERMs	1.825,51	2.455,05	4.672,69	6.555,25	1.959,61	17.468,11
Instalações Auxiliares de Rede	14.277,56	11.173,47	15.439,21	14.409,08	9.664,46	64.963,77
Outros Investimentos Materiais	37.445,65	39.382,72	35.226,58	34.773,89	36.098,16	182.927,01
Aquisição de Medidores	25.496,66	25.633,70	22.844,23	23.484,28	23.869,67	121.328,54
Instalações Comunitárias	5.533,38	2.821,10	9.798,80	10.045,78	10.300,23	38.499,28
Terrenos e Edifícios	117,00	0,00	1.107,67	393,44	431,15	2.049,26
Máquinas e Equipamentos	2.514,50	8.251,24	460,15	313,18	613,13	12.152,20
Equipamentos Processo Informatização	1.670,94	824,12	552,35	375,96	735,97	4.159,34
Veículos	0,00	0,00	177,90	58,21	54,79	290,90
Outros	2.113,18	1.852,57	285,48	103,04	93,23	4.447,49
TOTAL INVESTIMENTOS IMATERIAIS	7.879,88	14.620,90	10.099,34	10.011,86	10.119,99	52.731,96
TOTAL INVESTIMENTOS	144.049,05	144.150,21	184.784,67	172.741,88	165.371,62	811.097,43

As metas financeiras segregadas por município e por tipo de investimento estão consolidadas nos quadros abaixo, no total de R\$ 811.097.434,00:

2018	Redes				Ramais			Construção de ERM m	Instalações Auxiliares de Rede	Outros Investimentos			Imateriais
	Município (R\$)	AP / GNC	MP / BP	Renovação	Outros	Novos Ramais	Renovação			Outros	Aquisição de Medidores	Instalações Comunitária	
CEG - Belford Roxo	17	258.522	0	0	846	0	0	0	0	486.503	182.474	0	0
CEG - Duque de Caxias	94.234	473.780	2.200.915	0	70.588	0	0	195.082	0	763.601	79.542	0	0
CEG - Guapimirim	0	0	0	0	1.646	0	0	0	0	93	0	0	0
CEG - Itaboraí	0	95.491	0	0	73.530	0	0	0	0	80.818	87	0	0
CEG - Itaguaí	0	0	0	0	123	0	0	0	0	9.549	92	0	0
CEG - Japeri	0	1.067.004	0	0	35.762	0	0	304.444	0	34.863	0	0	0
CEG - Magé	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CEG - Mangaratiba	0	589	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CEG - Maricá	0	1.407.641	0	0	0	0	0	813.431	0	14.031	0	0	0
CEG - Mesquita	0	72.436	0	0	72.267	0	0	0	0	4.643	109	0	0
CEG - Nilópolis	0	1.253	0	0	0	0	0	0	0	12.551	4.731	0	0
CEG - Niterói	0	849.346	0	0	541.620	0	0	0	8.867	3.006.832	1.169.722	0	0
CEG - Nova Iguaçu	0	2.830.355	622.488	0	386.400	0	0	124.717	0	981.471	324.653	0	0
CEG - Paracambi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CEG - Queimados	0	1.756.439	0	1.442.990	44.843	0	0	3.418	0	104.854	182.614	0	0
CEG - Rio de Janeiro	3.643.557	16.299.286	34.260.906	1.113.311	8.869.137	2.641.832	0	384.416	14.268.688	19.530.607	3.489.409	6.415.610	7.879.875
CEG - São Gonçalo	0	829.237	0	0	360.358	0	0	0	0	431.992	99.946	0	0
CEG - São João de Meriti	0	180.258	0	0	21.457	0	0	0	0	34.251	0	0	0
CEG - Seropédica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CEG - Tanguá	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CEG - VÁRIOS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Totais	3.737.808	26.121.637	37.084.309	2.556.301	10.478.577	2.641.832	0	1.825.509	14.277.555	25.496.658	5.533.378	6.415.610	7.879.875
Total do Exercício	144.049.049												



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

2019	Redes				Ramais			Construção de ERM m	Instalações Auxiliares de Rede	Outros Investimentos			Imateriais	
	Município (RS)	AP / GNC	MP / BP	Renovação	Outros	Novos Ramais	Renovação			Outros	Aquisição de Medidores	Instalações Comunitária		Outros
CEG - Belford Roxo	61.127	168.913	2.542	0	17.524	0	0	152.741	8.175	82.258	4.594	0	369.594	
CEG - Duque de Caxias	182.930	1.203.976	688.961	0	110.187	0	0	345.450	9.966	268.876	121.022	0	0	
CEG - Guapimirim	0	4.884	375	0	6.115	0	0	2.989	18.440	0	6.196	0	0	
CEG - Itaboraí	0	-2.790	18.005	11.076	5.492	0	0	5.901	57.381	113.063	33.119	0	0	
CEG - Itaguaí	0	23.181	2.659	0	6.229	0	0	3.552	11.478	26.582	2.169	0	0	
CEG - Japen	0	83.574	4.130	16.883	6.699	0	0	53.379	9.933	11.610	17.342	0	0	
CEG - Magé	0	6.258	1.544	0	4.787	0	0	3.131	7.814	0	1.740	0	0	
CEG - Mangaratiba	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CEG - Maricá	0	20.826	1.373	0	5.352	0	0	21.814	6.822	14.123	6.636	0	0	
CEG - Mesquita	0	17.809	3.352	0	3.502	0	0	16.268	11.127	30.293	57.552	0	0	
CEG - Nilópolis	0	23.254	3.570	0	6.729	0	0	6.342	8.610	17.271	1.224	0	0	
CEG - Niterói	0	162.038	267.369	0	114.254	0	0	179.938	88.096	846.148	300.275	0	0	
CEG - Nova Iguaçu	0	154.863	113.378	0	13.598	0	0	3.349	11.947	399.837	224.337	0	0	
CEG - Paracambi	0	12.924	772	0	4.218	0	0	16.101	16.533	0	2.185	0	0	
CEG - Queimados	0	4.191	658	572.761	10.505	0	0	3.835	11.690	57.252	5.655	0	0	
CEG - Rio de Janeiro	2.878.520	16.329.909	40.077.225	2.031.339	7.657.381	2.974.610	0	1.459.636	10.757.666	23.403.888	1.771.363	10.927.926	14.251.304	
CEG - São Gonçalo	22.929	224.884	47.945	0	70.968	0	0	172.274	113.297	342.815	220.635	0	0	
CEG - São João de Meriti	0	13.305	1.144	0	11.666	0	0	2.196	14.916	19.683	39.029	0	0	
CEG - Seropédica	0	10.168	812	0	12.703	0	0	6.153	9.577	0	6.026	0	0	
CEG - Tanguá	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CEG - VÁRIOS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Totais	3.145.507	18.462.167	41.235.813	2.632.058	8.067.910	2.974.610	0	2.455.051	11.173.467	25.633.699	2.821.100	10.927.926	14.620.898	
Total do Exercício	144.150.207													

2020	Redes				Ramais			Construção de ERM m	Instalações Auxiliares de Rede	Outros Investimentos			Imateriais	
	Município (RS)	AP / GNC	MP / BP	Renovação	Outros	Novos Ramais	Renovação			Outros	Aquisição de Medidores	Instalações Comunitária		Outros
CEG - Belford Roxo	0	818.584	0	0	442.397	0	0	0	0	346.266	555.255	0	0	
CEG - Duque de Caxias	217.105	1.227.783	0	0	817.056	0	0	2.901.979	285.555	526.937	918.101	0	0	
CEG - Guapimirim	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CEG - Itaboraí	0	334.358	0	0	301.289	0	0	0	0	174.623	73.131	0	0	
CEG - Itaguaí	0	51.896	0	0	61.649	0	0	0	0	26.099	5.987	0	0	
CEG - Japen	0	0	0	0	0	0	0	0	3.132.267	0	0	0	0	
CEG - Magé	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CEG - Mangaratiba	0	31.588	0	0	37.454	0	0	0	0	3.580	0	0	0	
CEG - Maricá	0	67.125	0	0	79.591	0	0	0	0	7.607	0	0	0	
CEG - Mesquita	0	42.346	0	0	66.411	0	0	0	0	24.413	17.525	0	0	
CEG - Nilópolis	0	439.965	0	0	174.948	0	0	45.000	0	68.878	86.076	0	0	
CEG - Niterói	0	6.368.844	0	0	1.445.104	0	0	0	0	1.626.142	622.987	0	0	
CEG - Nova Iguaçu	0	2.352.847	0	0	278.376	0	0	0	0	249.756	205.240	0	0	
CEG - Paracambi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CEG - Queimados	0	648.120	0	0	336.142	0	0	0	0	258.600	349.425	0	0	
CEG - Rio de Janeiro	1.956.167	15.486.736	39.818.688	0	13.411.224	3.919.404	0	461.128	0	17.896.201	5.978.770	2.536.243	10.099.341	
CEG - São Gonçalo	0	1.110.133	0	0	879.895	0	0	0	0	812.441	437.327	0	0	
CEG - São João de Meriti	0	1.692.057	0	0	464.481	0	0	0	0	209.000	548.976	0	0	
CEG - Seropédica	9.157.827	0	0	0	90.000	0	0	90.000	0	0	0	10.412	0	
CEG - Tanguá	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CEG - VÁRIOS	196.366	409.137	13.171.479	0	0	0	74.830	1.174.581	12.021.391	613.683	0	904.348	0	
Totais	11.527.465	31.081.520	52.990.166	0	18.886.016	3.919.404	74.830	4.672.689	15.439.212	22.844.225	9.798.800	3.451.003	10.099.341	
Total do Exercício	184.784.673													



Govorno do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

2021	Redes				Ramais			Construção de ERM' m	Instalações Auxiliares de Rede	Outros Investimentos			Imateriais
	Município (RS)	AP / GNC	MP / BP	Renovação	Outros	Novos Ramais	Renovação			Outros	Aquisição de Medidores	Instalações Comunitária	
CEG - Belford Roxo	0	839.465	0	0	454.005	0	0	0	0	355.246	568.894	0	0
CEG - Duque de Caxias	341.002	2.497.245	0	0	774.508	0	0	5.145.742	0	549.644	938.251	0	0
CEG - Guapimirim	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CEG - Itaboraí	0	350.215	0	0	320.710	0	0	0	0	181.364	75.568	0	0
CEG - Itaguaí	0	52.880	0	0	62.259	0	0	0	0	26.932	6.175	0	0
CEG - Japen	0	0	0	0	0	0	0	0	1.853.213	0	0	0	0
CEG - Magé	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CEG - Mangaratiba	0	31.588	0	0	37.454	0	0	0	0	3.580	0	0	0
CEG - Maricá	0	71.074	0	0	84.273	0	0	0	0	8.055	0	0	0
CEG - Mesquita	0	42.802	0	0	66.991	0	0	0	0	25.120	17.828	0	0
CEG - Nilópolis	0	149.258	0	0	152.617	0	0	0	0	65.596	87.621	0	0
CEG - Niterói	0	5.966.814	0	0	1.510.789	0	0	0	0	1.681.367	639.670	0	0
CEG - Nova Iguaçu	170.501	2.407.262	0	0	345.682	0	0	90.000	0	241.400	209.810	0	0
CEG - Paracambi	0	665.240	0	0	345.109	0	0	0	0	265.935	357.692	0	0
CEG - Queimados	0	665.240	0	0	345.109	0	0	0	0	265.935	357.692	0	0
CEG - Rio de Janeiro	113.667	15.839.758	40.128.422	0	14.008.604	3.919.404	0	0	0	18.328.183	6.132.790	1.413.555	10.011.857
CEG - São Gonçalo	0	2.624.950	0	0	1.060.709	0	0	90.000	0	853.570	449.674	0	0
CEG - São João de Meriti	0	998.791	0	0	472.102	0	0	0	0	213.424	561.807	0	0
CEG - Seropédica	0	0	0	0	0	0	0	0	126.455	0	0	0	0
CEG - Tanguá	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CEG - VÁRIOS	202.008	418.704	8.499.605	0	0	0	74.830	1.229.507	12.429.411	684.866	0	720.790	0
Totais	827.179	32.956.045	48.628.027	0	19.695.811	3.919.404	74.830	6.555.250	14.409.078	23.484.280	10.045.779	2.134.345	10.011.857
Total do Exercício	172.741.884												

2022	Redes				Ramais			Construção de ERM' m	Instalações Auxiliares de Rede	Outros Investimentos			Imateriais
	Município (RS)	AP / GNC	MP / BP	Renovação	Outros	Novos Ramais	Renovação			Outros	Aquisição de Medidores	Instalações Comunitária	
CEG - Belford Roxo	0	860.910	0	0	465.368	0	0	0	0	365.073	582.209	0	0
CEG - Duque de Caxias	717.070	1.715.058	0	0	761.860	0	0	0	0	553.524	960.585	0	0
CEG - Guapimirim	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CEG - Itaboraí	0	359.264	0	0	326.085	0	0	0	0	186.955	78.005	0	0
CEG - Itaguaí	0	53.863	0	0	62.869	0	0	0	0	27.514	6.362	0	0
CEG - Japen	0	0	0	0	0	0	0	0	435.950	0	0	0	0
CEG - Magé	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CEG - Mangaratiba	0	35.537	0	0	42.136	0	0	0	0	4.028	0	0	0
CEG - Maricá	0	75.023	0	0	88.954	0	0	0	0	8.502	0	0	0
CEG - Mesquita	0	45.983	0	0	72.832	0	0	0	0	26.094	18.432	0	0
CEG - Nilópolis	0	152.533	0	0	154.771	0	0	0	0	67.167	90.107	0	0
CEG - Niterói	0	3.746.462	0	0	1.558.647	0	0	0	0	1.732.879	656.842	0	0
CEG - Nova Iguaçu	227.335	387.490	0	0	341.616	0	0	90.000	0	248.372	214.925	0	0
CEG - Paracambi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CEG - Queimados	0	683.835	0	0	354.991	0	0	0	0	274.141	366.241	0	0
CEG - Rio de Janeiro	1.488.314	16.365.919	39.382.547	0	14.631.721	3.919.404	0	406.422	0	18.778.724	6.288.888	1.775.882	10.119.987
CEG - São Gonçalo	0	6.972.474	0	0	1.031.693	0	0	225.000	0	869.172	461.417	0	0
CEG - São João de Meriti	0	795.862	0	0	475.166	0	0	0	0	214.079	576.217	0	0
CEG - Seropédica	0	0	0	0	0	0	0	0	697.520	0	0	0	0
CEG - Tanguá	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CEG - VÁRIOS	188.422	358.910	7.727.954	0	0	0	74.830	1.238.186	8.530.992	513.449	0	978.074	0
Totais	2.621.141	32.609.122	47.110.501	0	20.368.709	3.919.404	74.830	1.959.608	9.664.462	23.869.673	10.300.228	2.753.956	10.119.987
Total do Exercício	165.371.621												

Ao tratar da meta de investimentos para o ciclo revisional 2018-2022e considerando as ponderações do Grupo de Trabalho sobre os investimentos para 2018 e 2019, a procuradoria sugere:

“(…)no que tange a fixação dos valores para a Revisão, recomendo, como melhor prática, o lançamento dos valores realizados, consolidados nos demonstrativos financeiros já disponíveis e depositados na CVM.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Importante ressaltar que os investimentos singulares, que tem característica de Política Pública, foram convalidados junto ao Poder Concedente, como deve ocorrer, por razões de competências exclusivas”.

Em relação às metas físicas propostas pela concessionária, o Poder Concedente recomendou (fls. 5.428) a implantação da estrutura de abastecimento para, pelo menos, 120 novos postos de GNV.

Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor a aprovação, para o período de 2020 a 2022, das metas financeiras do plano de investimentos encaminhado pela concessionária na sua proposta complementar, considerando ainda a implementação da estrutura de abastecimento de pelo menos 120 novos postos de GNV, devendo essas metas serem estabelecidas em conjunto com a Secretaria de Desenvolvimento Econômico, Emprego e Relações Internacionais.

Quanto ao período de 2018 a 2019, sugiro ao Conselho-Diretor adotar como metas financeiras de investimento os valores efetivamente realizados, conforme orientação do Grupo de Trabalho e da Procuradoria da Agência.

Adicionalmente, sugiro ao Conselho-Diretor a aprovação das metas físicas para o período 2018-2022, constantes no plano de investimentos encaminhado pela concessionária na sua proposta complementar.

Sugiro ainda ao Conselho-Diretor da AGENERSA que a Concessionária CEG apresente previamente à AGENERSA os investimentos que superarem o valor de R\$ 2.000.000,00 (dois milhões de reais - data base dez/2016 atualizado), fazendo-o com os respectivos cronogramas físico-financeiros e orçamentos pautados nos custos unitários estipulados pela Empresa de Obras Públicas do Estado do Rio de Janeiro, EMOP RJ, quantificando as metas em relação aos usuários a serem atendidos; extensão da rede a ser implantada (com especificação se de baixa, média ou alta pressão); e volume de gás a ser fornecido, identificando os respectivos Distritos e Municípios



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

que serão atendidos e que informe a esta AGENERSA o início e final das obras constantes dos correspondentes Projetos Executivos.

Por fim, sugiro ao Conselho-Diretor da AGENERSA que os investimentos que superam o valor de R\$ 1.200.000,00 (um milhão e duzentos mil reais)/ano, para atendimento de um único cliente, só poderão ser realizados com o financiamento exclusivo da Concessionária e/ou do cliente, não podendo ser considerado nos cálculos das margens de distribuição e repassados a tarifa.

Base de Remuneração dos Ativos – BRA

Em sua proposta inicial, a concessionária CEG informa que os procedimentos adotados para a definição da base de remuneração de ativos contaram com os dados extraídos do sistema SAP 6.0, módulo AA, com a verificação contábil da consultoria KPMG (*Documento Referência 4*) e se basearam no disposto no § 6º e 7º, da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão. A composição da base de ativos proposta pela CEG é apresentada a seguir.

Tabela 43. Proposta Complementar da CEG - Composição da Base de Remuneração de Ativos

Base de Remuneração de Ativos (BRA)
Ativos operacionais imobilizados
Intangível inicial (privatização)
Intangível novo (3º Termo Aditivo)
Depreciação dos ativos operacionais imobilizados entre 2012 e 2016
Saldo remanescente de gastos diferidos

A evolução da base de ativos estimada na proposta inicial foi revista devido às alterações no plano de investimentos e à adoção dos valores de investimento efetivamente realizados no ano de 2017. Os resultados da proposta complementar são demonstrados nas tabelas a seguir.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Tabela 44. Proposta Complementar da CEG – Evolução da Base Remuneração

	CEG - Evolução da Base de Ativos (milhões R\$/Ano)					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Imobilizado até 4Q Inicial	3.339	3.300	3.133	2.966	2.800	2.635
Reposicao da Dep. Imobilizado 4Q	128	-	-	-	-	-
(-) Depreciação Imobilizado Inicial	167	167	167	167	164	163
Imobilizado até 4Q Final	3.300	3.133	2.966	2.800	2.635	2.473
Imobilizado 5Q Inicial	-	271	412	553	715	859
(+) Investimentos	276	153	157	185	173	165
(-) Depreciação Investimentos	5	12	17	23	29	34
Imobilizado 5Q Final	271	412	553	715	859	990
Imobilizado Total Inicial	3.339	3.571	3.545	3.519	3.514	3.494
Imobilizado Total	3.571	3.545	3.519	3.514	3.494	3.463
Diferido até 4Q Inicial	19	3	-	-	-	-
(-) Amortização Diferido Inicial	17	3	-	-	-	-
Diferido até 4Q Final	3	-	-	-	-	-
Diferido Total Inicial	19	3	-	-	-	-
Diferido Total Final	3	-	-	-	-	-
Intangível Inicial	26	-	-	-	-	-
(-) Amortização Intangível	26	-	-	-	-	-
Intangível Final	-	-	-	-	-	-
Intangível Inicial 4ºQ (3º Aditivo Contratual)	166	155	148	140	132	124
(-) Amortização do Gasodutos não Obrigatorios	10	-	-	-	-	-
(-) Depreciação Intangível 4Q (3º Aditivo Contratual)	-	8	8	8	8	8
Intangível Final 4Q (3º Aditivo Contratual)	155	148	140	132	124	117
Intangível Total Inicial	192	155	148	140	132	124
Intangível Total Final	155	148	140	132	124	117
Base Remunerável Inicial	3.551	3.730	3.693	3.659	3.646	3.619
Base Remunerável Final	3.730	3.693	3.659	3.646	3.619	3.579

Ao analisar a base de remuneração dos ativos da concessão no Relatório nº 04, a consultoria da UFF fez referência ao § 6º da cláusula 7ª do contrato de concessão, transcrito a seguir. Adicionalmente, criticou a inclusão da reposição da depreciação do ciclo anterior nos cálculos tarifários, por não possuir justificativa econômica.

“Cláusula Sétima, § 6º: A base de cálculo da remuneração dos ativos da CONCESSIONÁRIA, para efeitos de fixação e revisão das tarifas, corresponderá à soma dos seguintes valores:



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

- a) a parcela não depreciada dos ativos operacionais imobilizados registrados na contabilidade da CONCESSIONÁRIA, ao final do quarto ano de cada quinquênio;
- b) a parcela não amortizada dos intangíveis da CONCESSIONÁRIA, ao final do quarto ano de cada quinquênio; e
- c) total da depreciação dos ativos operacionais da CONCESSIONÁRIA que tenham sido imobilizados nos cinco exercícios anteriores ao da depreciação, pela CONCESSIONÁRIA, da proposta de revisão tarifária para vigorar no quinquênio”.

Quanto aos cálculos da depreciação, a consultoria da UFF esclareceu que:

“As regras de depreciação dos ativos operacionais imobilizados são:

- a) *Os ativos incorporados até dezembro de 2001 são lançados a partir da sua data de incorporação e depreciados conforme vida útil de cada ativo, conforme regras de depreciação contábil da época.*
- b) *Os ativos incorporados a partir de janeiro de 2002 são lançados com data de janeiro de cada ano. O imobilizado é linearmente depreciado em 30 anos e o diferido, em 10 anos. No primeiro ano de depreciação, é considerado metade do valor anual de depreciação. A mesmo ocorre no último ano do período de depreciação.*

Adicionalmente, o Contrato de Concessão prevê, no § 8º da Cláusula Sétima, que a amortização dos intangíveis se dará linearmente em 20 (vinte) anos.”

Na sequência, ao tratar da atualização monetária dos componentes da base, a consultoria adotou os seguintes procedimentos:



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

“Os valores dos ativos foram atualizados pelo índice IGP-M conforme estabelecido no contrato de Concessão que prevê na § 8º da Cláusula Sétima que os ativos operacionais, os intangíveis e a depreciação dos ativos operacionais devem ser atualizados monetariamente pelo IGP-M (FGV). Para os ativos incorporados antes de 31 de dezembro de 1996 o valor base do IGP-M é de julho de 1997, conforme apresentado pela CEG em sua proposta de revisão, e para os ativos incorporados a partir de dezembro de 1996, o valor base do IGP-M é o mês de incorporação do ativo.”

Ao abordar a inclusão do 3ª Termo Aditivo na base de remuneração, a consultoria asseverou:

“Em dezembro de 2014, a CEG assinou o terceiro termo aditivo com o Poder Concedente. Esse termo trata de investimentos não realizados em gasodutos, possibilitando à empresa atender as localidades que seriam contempladas por esses investimentos com Gás Natural Comprimido (GNC) ou liquefeito (GNL). Para tanto, o Poder Concedente exigiu o pagamento de outorgas compensatórias no valor correspondente ao investimento não realizado. Esses pagamentos passariam a compor a base de ativos de remuneração da concessionária e seriam abatidos das “metas” de investimento da empresa concessionária.

A validade do terceiro termo aditivo foi contestada na audiência pública de apresentação da proposta de revisão da CEG pelas associações de consumidores. Dessa forma, a Economia/UFF optou por considerar dois cenários para o cálculo da base de remuneração da CEG. No primeiro, são considerados os efeitos do terceiro termo aditivo e o pagamento da outorga é incorporado a base. No segundo, o pagamento da outorga não é incluído na



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

base de remuneração. Os cenários são apresentados nas Tabela 30 e Tabela 31, respectivamente”.

Durante os trabalhos de verificação das informações disponibilizadas pela concessionária, a consultoria identificou ativos que a princípio não deveriam ser incluídos. Ressaltou a importância do plano de contas para a regulação econômica e relatou dificuldades de análise das informações recebidas.

Como proposta de aprimoramento, a consultoria sugeriu:

*“Para facilitar a tarefa de avaliação da base de ativos e evitar a consideração de prazos de amortização que não refletem a vida útil dos ativos, a Economia/UFF recomenda a **criação de requerimentos de informações contábeis regulatórias específicas para a classificação, valoração e correta depreciação dos ativos. Recomenda-se a adoção de um plano de contas que estabeleça regras de depreciação regulatória específicas, segregando as atividades por itens de custo.***

A implementação de um plano de contas regulatório tem como objetivo padronizar os procedimentos contábeis adotados pela concessionária, permitindo melhor controle e o acompanhamento das atividades pela Agenesra, além de conferir maior transparência aos processos. A prática contribuiria para a avaliação da análise do equilíbrio econômico-financeiro da Concessionária, permitindo maior integração entre os sistemas de fiscalização e acompanhamento da Agenesra e os sistemas contábeis da concessionária, e facilitando as revisões quinquenais.”

No Relatório Complementar, a consultoria da UFF enfatiza as recomendações supramencionadas e após nova análise de adequação dos ativos, apresenta as tabelas a seguir:



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Tabela 45. Relatório Complementar da UFF – Resumo da Base Regulatória de Ativos da CEG – Inclui o 3º Termo Aditivo

Valores em milhões R\$ (dez/2016)	Posição em Dez/2016	Lançamentos em 2017	Depreciação em 2017	Posição em Jan/2018	Variação em Relação a Ceg
Imobilizado até dezembro de 2016	3,312		166.33	3,146	-0.8%
Intangível inicial	26.46		26.46	0.00	0.0%
Intangível novo (3º Termo Aditivo)*	165.86		10.46	155.40	0.0%
Saldo Remanescente de Gastos Diferidos	19.40		16.64	2.76	0.1%
Reposição da Depreciação Investimentos 2012-2016		86.84		86.84	-32.2%
Investimento em 2017		275.75	4.60	271.15	0.0%
Saldo Total da BRA	3,523.74			3,661.85	-1.8%

Nota: *Depreciação em 2017 inclui a depreciação durante o quinquênio

Tabela 46. Relatório Complementar da UFF – Resumo da Base Regulatória de Ativos da CEG Sem o 3º Termo Aditivo

Valores em milhões R\$ (dez/2016)	Posição em Dez/2016	Lançamentos em 2017	Depreciação em 2017	Posição em Jan/2018
Imobilizado até dezembro de 2016	3,312.02	0.00	166.33	3,145.69
Saldo Remanescente de Gastos Diferidos	19.40	0.00	16.64	2.76
Reposição da Depreciação Investimentos 2012-2016		86.84		86.84
Investimento em 2017		275.75	4.60	271.15
Saldo Total da BRA	3,331.42			3,506.45

Ao discorrer sobre a base de ativos, o Grupo de Trabalho da AGENERSA inicialmente faz considerações sobre a classificação de bens reversíveis, reproduzidas a seguir.

“O Grupo de Trabalho sugeriu a adoção do entendimento macro de que o rol de todos os ativos físicos (ligados à atividade fim ou ligados à atividade meio)



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

vinculados às Concessões da CEG e da CEG RIO deveriam ser entendidos como Bens Vinculados à Concessão e divididos em dois grupos: Bens Reversíveis e Bens Não Reversíveis. (...).

A definição é objetiva. Os ativos ou bens efetivamente utilizados à prestação dos serviços de distribuição de gás canalizado, considerados essenciais ou indispensáveis à distribuição de gás, são considerados reversíveis. Já os ativos ou bens utilizados em ações assessorias, como atividades de apoio, representação ou administrativas integram o grupo dos Bens Não Reversíveis, por não serem essenciais à prestação do serviço.”

Ao descrever as considerações técnicas adotadas na definição da evolução da base de ativos do ciclo revisional 2018-2022 e demonstrar, a seguir, os resultados obtidos, o Grupo de Trabalho da AGENERSA acrescentou que, para os anos de 2018 e 2019 foram utilizados os investimentos efetivamente realizados.

“Destacamos quatro posicionamentos técnicos que adotamos:

- Consideraremos o "imobilizado até 4Q inicial" apontado pela FEC/UFF e a consequente "Depreciação do imobilizado inicial";*
- Consideraremos o montante apontado pela FEC/UFF a título de "Reposição da Depreciação do Imobilizado 4Q";*
- Consideraremos os investimentos de acordo com os valores disponíveis no quadro final do CAPEX, disposto no tópico 17.1., acima;*
- Consideraremos a depreciação dos investimentos pelo mesmo padrão percentual apontado pela Concessionária, referendado pela FEC/UFF;”*



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Tabela 47. Relatório do Grupo de Trabalho – Evolução da Base de Ativos (Dez. 2016)

PROPOSTA GT						
CEG - Evolução da Base de Ativos (R\$ mil/Ano)						
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Imobilizado até 4Q Inicial	3.199.380,00	3.118.150,00	2.951.072,57	2.784.206,76	2.617.526,02	2.453.179,73
Reposicao da Dep. Imobilizado 4Q	80.240,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Depreciação Imobilizado Inicial	161.470,00	167.077,43	166.865,81	166.680,74	164.346,29	162.633,22
Imobilizado até 4Q Final	3.118.150,00	2.951.072,57	2.784.206,76	2.617.526,02	2.453.179,73	2.290.546,51
Imobilizado 5Q Inicial	0,00	271.158,78	404.150,09	544.402,53	706.578,57	850.753,06
(+) Investimentos	275.754,69	144.049,05	157.161,95	184.784,67	172.741,88	165.371,62
(-) Depreciação Investimentos	4.595,91	11.057,73	16.909,51	22.608,62	28.567,40	34.202,63
Imobilizado 5Q Final	271.158,78	404.150,09	544.402,53	706.578,57	850.753,06	981.922,05
Imobilizado Total Inicial	3.199.380,00	3.389.308,78	3.355.222,67	3.328.609,29	3.324.104,60	3.303.932,79
Imobilizado Total	3.389.308,78	3.355.222,67	3.328.609,29	3.324.104,60	3.303.932,79	3.272.468,56
Diferido até 4Q Inicial	19.453,46	2.764,04	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Amortização Dif Ini	16.689,42	2.764,04				
Diferido até 4Q Final	2.764,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Diferido Total Inicial	19.453,46	2.764,04	0,00	0,00	0,00	0,00
Diferido Total Final	2.764,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Intangível Inicial	26.456,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Amortização Intangível	26.456,63					
Intangível Final	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Intangível inicial 4ºQ (3º Aditivo Contratual)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Amortização dos gasodutos não obrigatórios	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Depreciação intangível 4ºQ (3º Aditivo contratual)	0,00					
Intangível final 4ºQ (3º Aditivo contratual)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Base Remunerável Inicial	3.218.833,46	3.392.072,82	3.355.222,67	3.328.609,29	3.324.104,60	3.303.932,79
Base Remunerável Final	3.392.072,82	3.355.222,67	3.328.609,29	3.324.104,60	3.303.932,79	3.272.468,56

Nos cálculos também não foram incluídos os efeitos do 3º Termo Aditivo, em consonância com o entendimento exarado no presente voto, no item IX.6.2. *Intangível do 3º Termo Aditivo e considerações na Base de Remuneração.*

Seguindo a demonstração dos cálculos e a proposição dos valores a serem utilizados na recomposição do equilíbrio econômico-financeiro, o Grupo de Trabalho inicia a discussão sobre as pendências na apuração da base de ativos e informa que existem itens que ainda necessitam de esclarecimento.

O Grupo de Trabalho também faz uma breve análise dos estudos da FGV sobre a base de remuneração de ativos listando os problemas encontrados e por fim sugere que *“o alinhamento dos bens reversíveis e não reversíveis seja efetivado no próximo ciclo revisional.”*

Na tabela a seguir apresento um resumo das bases iniciais e finais propostas pela CEG, pela consultoria da UFF e pelo Grupo de Trabalho.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Tabela 48. Comparação das Bases de Remuneração

(milhões RS - Dez.2016)	Base Inicial	Base Final
Proposta Inicial da CEG	3.722	4.034
Proposta Complementar da CEG	3.730	3.579
Relatório nº 04 da UFF sem 3º TA	3.384	3.584
Relatório nº 04 da UFF com 3º TA	3.540	3.701
Relatório do Grupo de Trabalho (sem 3º TA)	3.392	3.272

Em consonância com as dúvidas suscitadas pelo Grupo de Trabalho e pelos demais agentes que contribuíram com informações técnicas, a procuradoria da AGENERSA assevera:

“Este tema, pelo que foi relatado, é o mais incipiente dentro do processo da Revisão Quinquenal. Se verifica que não há uma definição nítida sobre o que comporá a BRA. Há muitas divergências conceituais e a pacificação dos mesmo não está próxima. A CEG entende que o que foi definido na Deliberação AGENERSA nº 371/2009, é o que está correto, e defende sua tese de blindagem dos ativos. Do outro lado, a grande maioria entende ser necessária a contratação de uma consultoria, para melhor estudar a questão, dentre estes, a ABRACE, seguida pela UFF e pelo GT (Grupo de Trabalho).

Neste sentido, penso que é precipitada e prematura qualquer manifestação jurídica a respeito e, recomendo, que qualquer mudança seja extremamente motivada e explicada, no sentido de ser sustentável e perene para a Concessão”.

Adicionalmente, ao tratar do tema sobre a depreciação dos investimentos, a procuradoria da AGENERSA alerta que no estudo realizado pela consultoria, a UFF informa que a regra estabelecida no contrato de concessão, sobre inclusão da depreciação do imobilizado do ciclo anterior, não está adequadas as melhores práticas regulatórias e sugere a realização de estudos por parte da AGENERSA.

Diante do exposto e seguindo as recomendações da consultoria da UFF e do Grupo de Trabalho, proponho ao Conselho-Diretor adotar os valores referentes à base de remuneração de



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

ativos inicial e final propostas pelo Grupo de Trabalho da AGENERSA, em coerência com as determinações emanadas no presente voto, que determinam a exclusão dos efeitos do 3º Termo Aditivo na base de remuneração de ativos, no processo da 4ª Revisão Quinquenal. Sugiro também ao Conselho-Diretor a contratação de empresa de consultoria externa para realizar estudos e validação da base de ativos da concessão. Caso se verifique inconsistências, o ajuste deverá ser feito na próxima revisão quinquenal.

Sugiro ainda ao Conselho-Diretor que o alinhamento dos bens reversíveis e não reversíveis seja efetivado no próximo ciclo revisional.

Para tanto, recomendo ao Conselho-Diretor a abertura de processo específico para a definição de requerimentos de informações contábeis regulatórias para a classificação, valoração e correta depreciação dos ativos e para o aprimoramento das regras contábeis regulatórias a serem adotadas no plano de contas das concessionárias de distribuição de gás, a fim de sanar as pendências apontadas durante a realização dos trabalhos, conforme sugestões da consultoria da UFF, do Grupo de Trabalho e da Procuradoria da AGENERSA.

Nesse sentido proponho ao Conselho-Diretor da AGENERSA o julgamento, com a maior brevidade possível, do processo regulatório que versa sobre o plano de contas da concessionária CEG.

Em observância às considerações da consultoria da UFF e da procuradoria da AGENERSA sobre a inclusão da depreciação do imobilizado do ciclo anterior, sugiro ao Conselho-Diretor recomendar ao Poder Concedente a alteração do §6º, da Cláusula Sétima, do Contrato de Concessão da CEG, para sanar a duplicidade de inclusão da reposição da depreciação dos ativos no cálculo da base remunerável da Concessionária CEG.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Deduções da Base de Cálculo dos Impostos

Nesse tópico são analisadas as projeções das depreciações e dos juros sobre capital próprio. Como esses componentes são passíveis de dedução da base de cálculo dos impostos IR e CSLL, sua inclusão no fluxo de caixa é realizada na proporção de 34%.

As projeções de depreciações e dos juros sobre capital próprio, apresentadas na proposta inicial da concessionária CEG são listadas na tabela a seguir:

Tabela 49. Proposta Inicial da CEG - Projeção da Depreciação e Juros Sobre o Capital Próprio para Quinquênio 2018-2022

CEG - Projeção da Depreciação e Juros Sobre o Capital Próprio - MRS (Moeda de Dez/16)					
Deduções	2018	2019	2020	2021	2022
<i>Depreciação BRA_i</i>	169,84	166,87	166,68	164,35	162,63
<i>Depreciação Investimentos</i>	13,53	22,72	31,88	40,85	49,41
<i>Amortização do Intangível Inicial</i>	-	-	-	-	-
<i>Amortização do Intangível 3º Termo</i>	7,77	7,77	7,77	7,77	7,77
Depreciação	191,14	197,35	206,33	212,97	219,82
34% x Depreciação	64,99	67,10	70,15	72,41	74,74
Juros s/ Capital Próprio	100,66	113,05	126,38	126,38	126,38
34% x Juros s/ Capital Próprio	34,22	38,44	42,97	42,97	42,97

Na proposta complementar, as projeções foram revisadas e os novos valores propostos foram calculados conforme descrito a seguir:

“Quanto aos juros sobre capital próprio, foi realizada a atualização dos valores projetados frente aos constantes no Relatório da Proposta entregue pela Concessionária em 27/11/2017, tendo em vista que seu cálculo está associado a remuneração do capital próprio, com direito a redução da base de cálculo do IR (34%). Os fatores que irão incidir sobre a estimativa dos



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

juros sobre capital próprio no período 2018-2022 serão o patrimônio líquido (PL) e a taxa de juros. Em função da política de rentabilidade aplicada a partir de 2018, prevemos uma distribuição de 100% do resultado disponível, logo o crescimento do PL será limitado.

Nesse sentido, com base no balanço de 2017, foi realizada a atualização dos valores projetados dos juros sobre capital próprio, que ao serem multiplicadas no FCLE pelo fator de 0,34 representam as deduções da base de cálculo dos impostos (IR e CSLL), conforme demonstrado na Tabela 18 abaixo.

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

CEG (moeda dez/2016)	Ano				
Valores em MR\$	2018	2019	2020	2021	2022
PL	1.154,3	1.123,6	1.095,5	1.067,9	1.040,8
TJLP	6,5%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%
JCP	75,0	89,9	87,6	85,4	83,3
0,34* JCP (para FCLE)	25,5	30,6	29,8	29,0	28,3

Quanto aos valores projetados de depreciações, também foi necessário realizar sua atualização, tendo em vista das alterações realizadas nos investimentos projetados para o período 2018-2022, conforme consta no Item 6 deste documento.

Na Tabela 19 abaixo são apresentados os valores revisados das projeções das depreciações para o período 2018 a 2022, que ao serem multiplicadas no FCLE pelo fator de 0,34 representam as deduções da base de cálculo dos impostos (IR e CSLL).

Tabela 19- Projeção da Depreciação para Quinquênio 2018-2022



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

CEG - Depreciações Projetadas (Moeda de Dez/16)					
Valores em MR\$	2018	2019	2020	2021	2022
Depreciação BRA _i	169,84	166,87	166,68	164,35	162,63
Depreciação Investimentos	11,74	16,91	22,61	28,57	34,20
Amortização do Intangível Inicial	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Amortização do Intangível 3º Termo	7,77	7,77	7,77	7,77	7,77
Depreciação	189,35	191,55	197,06	200,68	204,61

Em que pese às alterações sugeridas pela concessionária nos cálculos das novas projeções de **juros sobre o capital próprio**, a consultoria da UFF e o Grupo de Trabalho mantiveram suas projeções em consonância com a proposta original da CEG.

As **depreciações** projetadas para o ciclo 2018-2022 calculada pela consultoria da UFF e pelo Grupo de Trabalho da AGENERSA quando do cálculo da evolução da base de ativos são resumidas na tabela a seguir:

Tabela 50. Projeção das Depreciações estimadas pela consultoria da UFF e pelo Grupo de Trabalho

CEG - Projeções em Milhões R\$ - Dez.2016		Ano				
		2018	2019	2020	2021	2022
Relatório nº 04 da UFF sem 3º Termo	Depreciação	167	173	179	183	187
Aditivo	34% da Depreciação	57	59	61	62	63
Relatório nº 04 da UFF com 3º Termo	Depreciação	174	181	187	191	194
Aditivo	34% da Depreciação	59	61	64	65	66
Relatório do Grupo de Trabalho	Depreciação	181	184	189	193	197
AGENERSA	34% da Depreciação	62	62	64	66	67

Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor a adoção no fluxo de caixa da concessão os valores de depreciação projetados pelo Grupo de Trabalho e a projeção dos juros sobre capital próprio propostos pela consultoria da UFF e ratificados pelo Grupo de Trabalho da AGENERSA.

Compensação da Retroatividade da 3ª Revisão Quinquenal (2013-2017)



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Na conclusão dos trabalhos da 3ª Revisão Quinquenal, o Conselho-Diretor determinou, no artigo 5º da Deliberação AGENERSA nº 1.796/2013 e no artigo 1º da Deliberação AGENERSA nº 1.881/2013, a compensação da retroatividade tarifária devido ao reposicionamento das margens do ciclo revisional 2013-2017 somente em janeiro de 2014.

Sendo assim, na proposta encaminhada pela concessionária, a CEG informou que a aplicação do fator de retroatividade de - 3,6% visou a devolução do montante total de R\$ 94,51 milhões (data-base 2011 e VPLjan.2013) até dezembro de 2017.

Quando dos cálculos para a verificação da efetiva devolução, o fator de retroatividade foi aplicado sobre as margens de distribuição, realizadas pela venda de gás e apuradas mensalmente no período de janeiro de 2014 até outubro de 2017. Para o período de novembro a dezembro de 2017, a concessionária estimou o valor devolvido.

Após as devidas análises, a CEG se certificou que até outubro de 2017 foi devolvida a quantia de R\$ 83,00 milhões (moeda 2011 e VPLjan.2013), restando ainda a necessidade de devolução do saldo de R\$ 11,51 (moeda 2011 e VPL jan.2013), que atualizado para moeda de Dez.2016 e a valor presente 2018, a uma taxa de remuneração de 9,76% a.a. é equivalente a R\$ 25,18 milhões.

Por sua vez, o despacho técnico da CAPET, de 25/10/2018, constante do processo E-12/003.330/2014 (fls. 29), apensado ao presente processo, esclarece que

“(…) nos trabalhos da IV Revisão Quinquenal, em curso, a consultoria da FEC-UFF realizou os cálculos mais abrangentes relacionados à receita efetiva, o que os torna mais reais e mais adequados à projeção do quinto ciclo contratual.”

Quando do cálculo para a determinação do equilíbrio econômico-financeiro da concessão, a consultoria da UFF adotou o mesmo valor proposto pela concessionária e o Grupo de Trabalho, em seu turno, asseverou que os cálculos estão adequados e devem ser compensados no fluxo de



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

caixa da 4ª Revisão Quinquenal, via modicidade tarifária. A Procuradoria da AGENERSA também se alinha a esse entendimento.

Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor aprovar a compensação da retroatividade tarifária, referente ao ciclo revisional 2013-2017, na quantia de R\$ 25,18 milhões (moeda Dez. 2016), em favor da modicidade tarifária, a ser incluído, no ano de 2018, no fluxo de caixa da concessão.

Custos Autorizados pela Agência Reguladora

No presente tópico são avaliados os possíveis desequilíbrios econômico-financeiros decorrentes das determinações do Conselho-Diretor materializadas pelas Deliberações da AGENERSA.

Nesse sentido, a concessionária CEG pleiteou a compensação dos custos oriundos da gratuidade para as ligações via celular para o *callcenter*, tratadas no processo regulatório E-12/003/413/2015 e as compensações referentes as medidas adotadas pela concessionária após o incidente na localidade Fazenda Botafogo. As questões relativas ao referido incidente foram tratadas nos processos regulatórios E-12/003/203/2016 e E-12/003/242/2016.

Os pleitos de reequilíbrio da concessionária serão tratados individualmente a seguir.

Obrigatoriedade do Call Center da concessionária receber ligação sem custo



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Na proposta inicial, a concessionária solicita a compensação dos custos relativos à obrigação de receber ligações via celular sem custo, conforme exposto a seguir:

“Processo instaurado com objetivo de tornar obrigatório o recebimento de ligações sem custo pelo Call Center da CONCESSIONÁRIA. Adicionalmente o artigo 2º da Deliberação AGENERSA nº 2.855/16 de 31/03/2016 determinou que a concessionária CEG implementasse serviço de atendimento telefônico gratuito de ligações para o Call Center por meio de telefones móveis.

Em atendimento ao artigo 4º da Deliberação AGENERSA nº 2.855/16 de 31/03/2016, foram considerados o valor de R\$ 1,57 milhões no FCLE detalhado no item 14.”

Ao tratar do tema, o Grupo de Trabalho da AGENERSA assevera no item 13.3. *Deliberações a compensar*, letra ‘a’ do seu relatório:

“a) Processo E-12/003.413/2015 - Implementação de melhorias no sistema de Call Center, pelo atendimento de ligações oriundas de telefones móveis. Sua decisão inicial foi a Deliberação AGENERSA 2855/2016, em seu artigo 4º. Não houve determinação prévia de valores. A Delegataria apurou o montante de R\$ 1.570.000,00, base dez/2016. Este GT concorda com os montantes apresentados;

Ressalto que a consultoria da UFF também considera os mesmos valores pleiteados pela concessionária no seu fluxo de caixa, para a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Diante do exposto e conforme adotado pela Consultoria da UFF e pelo Grupo de Trabalho, sugiro ao Conselho-Diretor adotar no ano de 2018, no fluxo de caixa da concessão a



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

compensação do desequilíbrio causado pela obrigação de gratuidade das ligações via celular no Call Center, no valor de R\$ 1.570.000,00, base dez/2016, a favor da concessionária CEG.

Medidas adotadas pela concessionária após o incidente na localidade Fazenda Botafogo

Naproposta inicial a concessionária esclarece que:

“O incidente ocorrido na localidade Fazenda Botafogo desencadeou a instauração de dois processos regulatórios no âmbito da AGENERSA. O Primeiro versa sobre a aplicação de tarifa social experimental a todos os consumidores do condomínio e o segundo sobre investimentos necessários para adequação do local de modo a permitir o reabastecimento por gás canalizado. Adicionalmente a estes processos, a CONCESSIONÁRIA assinou TERMO DE COMPROMISSO DE APOIO AOS CLIENTES DO CONDOMÍNIO FAZENDA BOTAFOGO em conjunto com a Defensoria pública do Estado do Rio de Janeiro e a AGENERSA.

Em atendimento ao artigo 8º da Deliberação AGENERSA 2.914 de 31/05/2016 e do acordo firma no TERMO DE COMPROMISSO, que determina que todos os investimentos realizados pela concessionária CEG sejam considerados para efeito de equilíbrio econômico financeiro do contrato e apreciados na revisão quinquenal de tarifas, neste item são apresentados os gastos realizados no âmbito do referido processo, correspondente a R\$ 2,08 milhões de reais.”

Seguindo o mesmo entendimento da concessionária CEG, o Grupo de Trabalho da AGENERSA dispõe:

“b) Processo E-12/003.242/2016 - Acordo efetuado com a Defensoria Pública para atendimento ao Condomínio Fazenda Botafogo. As tratativas também estão contempladas no processo E-12/003.203/2016. Sua decisão inicial foi a



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Deliberação 2.914/2016, em seus artigos 7º e 8º. Não houve determinação prévia de valores. A CEG apurou o montante de R\$ 2.080.000,00, base dez/2016. Este GT concorda com os montantes apresentados”;

A consultoria da UFF também inclui o montante financeiro proposto pela concessionária nos cálculos do equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Diante do exposto e conforme considerado pela Consultoria da UFF e pelo Grupo de Trabalho, sugiro ao Conselho-Diretor incluir, no ano de 2018, no fluxo de caixa da concessão a compensação do montante de R\$ 2,08 milhões, base dez/2016 referente às medidas adotadas pela concessionária após o incidente na localidade Fazenda Botafogo.

Cálculo do Reposicionamento Tarifário – m

Conforme debatido ao longo do voto, no qual foram definidas as metodologias e fórmulas de cálculo para o reposicionamento tarifário, além da análise, ponto a ponto, de todos os componentes a serem considerados no fluxo de caixa e dos processos regulatórios com impacto direto nas decisões emanadas no processo revisional, nas tabelas a seguir, apresento a comparação dos índices de reposicionamento calculados pela concessionária, pela consultoria da UFF e pelo Grupo de Trabalho e, por fim, o fluxo de caixa elaborado pelo Grupo de Trabalho da AGENERSA.

Tabela 51. Comparação dos Índices de Reposicionamento



Govorno do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

	m	Variação em Relação à Margem Vigente	
Proposta Inicial da CEG	1,3467	Aumento de	34,67%
Proposta Complementar da CEG	1,2668	Aumento de	26,68%
Relatório nº 04 da UFF com 3º TA	1,0130	Aumento de	1,30%
Relatório nº 04 da UFF sem 3º TA	0,9747	Redução de	2,53%
Relatório do Grupo de Trabalho (sem 3º TA)	0,8653	Redução de	13,47%

Tabela 52. Cálculo do Reposicionamento das Margens de Distribuição

CÁLCULO DE m						
Em R\$ milhões	Ano					Valor Presente
	2018	2019	2020	2021	2022	
I = 0,66*Margem Não Reposicionada	662,08	564,83	649,00	650,80	653,59	2.442,32
II = 0,66*Custos e Despesas Operacionais	268,38	219,56	213,68	218,53	223,50	886,49
III = 0,66*Receitas Correlatas	14,79	14,96	15,17	15,43	15,70	58,35
IV = 0,34*Depreciação	61,51	62,48	64,36	65,59	66,92	245,89
V = 0,34*Juros s/ Capital Próprio	34,22	38,44	42,97	42,97	42,97	153,51
VI = Investimentos	144,05	144,15	184,78	172,74	165,37	618,87
VII = Recuperação da Retroatividade	25,18					
VIII = Compensação das Deliberações	3,65					
IX = Base Inicial de Ativos Regulatórios	3.392,07					
X = Base Final de Ativos Regulatórios	0,00	0,00	0,00	0,00	3.272,47	2.085,42
XI = Compensação de Investimentos não realizados	95,06					86,87
XII = Devolução tarifa recebida p/invest suprimidos III TA	182,84					
$m = [IX + VP(II) - VP(III) - VP(IV) - VP(V) + VP(VI) + VP(VII) + VP(VIII) - VP(X) - VP(XI) - VP(XII)] / VP(I)$						
m =	0,8653194					
					Taxa de Remuneração:	9,43%

Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor aprovar o fluxo de caixa elaborado pelo Grupo de Trabalho da AGENERSA, pelo qual foi obtido um índice de reposicionamento $m = 0,8653$.

Considerando ainda as determinações contidas no corpo do voto do Processo nº SEI-220007/002204/2020, complementado pela Deliberação AGENERSA nº 4.164/2021, referente à atualização tarifária de janeiro de 2021 e aplicação do reajuste contratual pelo IGP-M de 24,52%, de forma gradual e parcelada ao longo do ano de 2021, nos percentuais 4,0% em fevereiro e 6,2% em maio, agosto e novembro, sugiro ao Conselho-Diretor que no prazo de 10 dias, a CAPET adequa a estrutura ora aprovada, incorporando os efeitos do escalonamento do reajuste das margens fixados naquele processo.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Compensação da Retroatividade Tarifária da 4ª Revisão Quinquenal

Considerando que o 5º ciclo tarifário se iniciou em janeiro de 2018 e que as novas margens entrarão em vigor somente em abril de 2021 e considerando ainda que as novas margens são 13,47% inferiores as margens atualmente praticadas, faz-se necessário a compensação dos valores praticados a maior, pela concessionária, no período de janeiro de 2018 a março de 2021.

Em consonância com o disposto, o Grupo de Trabalho da AGENERSA acrescenta no *item 26. Notas Adicionais* do seu relatório:

“Sugerimos, ainda, que seja incluída na decisão final uma regra de compensação dos valores tarifários cobrados a maior durante os exercícios de 2018, 2019 e 2020, que sugerimos sejam levantadas em conjunto pela Concessionária e pelos Órgãos Técnicos da AGENERSA. Nossa proposta, de antemão, é que a compensação seja feita através de um redutor tarifário, em mecanismo similar em tudo àquele praticado após a decisão da III Revisão Quinquenal. A aplicação do redutor deverá se dar nos exercícios de 2021 e 2022.”

Considerando que a conclusão do presente ciclo revisional se dará em aproximadamente 1 (hum) ano e 10 (dez) meses e que a compensação do valor recebido a maior exclusivamente no presente quinquênio acarretaria um impacto significativo nas receitas da concessionária, sugiro ao Conselho-Diretor que o montante financeiro recebido a maior seja compensado nos períodos subsequentes até o término do próximo quinquênio, ou seja, nas margens a vigirem no período compreendido entre abril de 2021 a dezembro de 2027. Essa compensação deverá ser realizada pela aplicação do fator redutor nas margens de distribuição ora aprovadas.

Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor que determine a CAPET, no prazo de 15 dias, o cálculo do montante recebido a maior, no período compreendido entre janeiro de 2018 a



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

março de 2021, conforme metodologia adotada nos processos da 2ª e da 3ª Revisões Quinquenais. Sugiro ainda ao Conselho-Diretor que a CAPET, com base no montante recebido a maior pela concessionária, calcule o fator redutor a ser aplicado nas margens de distribuição, no período de abril de 2021 a dezembro de 2027.

Também recomendo que, após a definição do fator redutor das margens, a CAPET atualize a estrutura tarifária vigente, fazendo constar o índice de reposicionamento das margens (m), o fator redutor das margens (f) e a parcela relativa ao IGP-M aprovada no processo de atualização tarifária com vigência em janeiro de 2021, para aprovação do Conselho-Diretor.

Quando da vigência das novas margens de distribuição, a concessionária deverá realizar o acompanhamento mensal das margens praticadas, a fim de apurar os montantes financeiros da compensação efetivamente realizada e encaminhar relatórios mensais à AGENERSA, que por sua vez, avaliará a existência de possíveis diferenças de valores e a necessidade de recomposição do equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Adicionalmente, sugiro ao Conselho-Diretor a abertura de processo regulatório específico para o acompanhamento das compensações tarifárias a serem realizadas, no período de abril de 2021 a dezembro de 2027, pela concessionária, para eventual necessidade de recomposição do equilíbrio econômico-financeiro.

X. ESTRUTURA TARIFÁRIA

A concessionária CEG solicitou, em sua proposta inicial, a modificação da estrutura tarifária vigente com alterações dos valores das margens de distribuição. A forma decobrança em cascata e os segmentos e as faixas de consumo não foram alterados.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Ao encaminhar a proposta complementar da 4ª Revisão Tarifária, a concessionária CEG solicitanovamente a alteração da estrutura tarifária vigente, a saber:

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

(...)

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

*Para o segmento “Comercial e Outros” e para o segmento “Industrial”, foi realizada a **redução das tarifas** no intuito de fornecer tarifas mais competitivas com os energéticos substitutos e contribuir para o desenvolvimento econômico do Estado do Rio de Janeiro, (...)*

Em relação à estrutura tarifária vigente, a margem proposta está sofrendo uma redução em torno de -45%, para o segmento comercial, e em torno de -10% a -18%, para o segmento industrial. (...)

*Para o segmento de “Geração Distribuída”, foi realizada a eliminação das diferentes faixas de consumo e a **criação de uma faixa única de consumo**, visando fomentar a competitividade deste segmento.*



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

- Para o segmento **Petroquímico**, foi realizada a **criação de faixas de consumo**, em substituição à faixa única, visando adaptar a estrutura tarifária a diferentes níveis de consumo do energético.
 - Foi **criado** o segmento **“Geração Distribuída Emergencial”**, visando dar o correto sinal tarifário para essa eventual utilização.
 - Para o segmento **“Residencial”** e para o segmento veicular **“GNV e GNV Transporte Público”**, o redesenho tarifário resultou em **incremento de margem**, em torno de **+4% no caso do segmento residencial** e **+36% no caso do segmento veicular**, que resultam em pequenos incrementos na tarifa final de cerca de **+3,5% para o segmento residencial** e de **+ 5% para o segmento veicular**.
 - As tarifas propostas para os demais segmentos não sofrem nenhuma alteração em relação às tarifas vigentes atualmente.
 - Cabe mencionar que a atual estrutura tarifária para consumidores livres terá sua nomenclatura ajustada para incorporar também as figuras dos agentes autoprodutores e auto importadores.
- (...) redesenho tarifário não origina benefício adicional para a concessionária.”

O pleito de alteração da estrutura tarifária foi analisado pela consultoria da UFF no Relatório Complementar. A consultoria apresentou as seguintes considerações e sugestões:

“(...) a concessionária propõe uma nova estrutura tarifária que implicaria em benefícios para as classes comercial e industrial. A classe comercial teria redução tarifária (margem de distribuição), em relação a estrutura tarifária vigente, de 45%. O segmento industrial teria reduções de 10% a 18%. A



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

justificativa da CEG para a concessão desses benefícios seria dar mais competitividade ao energético nesses segmentos de consumo.

Em contrapartida, as classes residencial e de GNV seriam prejudicadas por essa modificação na estrutura tarifária. A margem da classe residencial teria incremento de 4% e o segmento de GNV teria aumento de 36%.

(...)

A Economia UFF considera que a proposta de mudança na estrutura tarifária não foi embasada em estudos que comprovem as razões alegadas. A consultoria propõe que sejam aplicados reajustes lineares para as classes de consumo, com exceção da classe de autoprodutores e auto importadores supridos por ramal dedicado, conforme apontado nos itens 3.8 e 3.9. A consultoria também propõe um tratamento diferenciado para os consumidores que são contemplados por tarifa social.

3.12. Tarifa Social

(...)

Dessa forma, a Economia/UFF sugere a eliminação da exigência de consumo mínimo para os consumidores de residências dos programas Minha Casa Minha Vida e Morar Carioca contemplados com tarifa social. Esses consumidores passariam a ser cobrados pelo volume consumido, mesmo que esse seja inferior a 7 m³ ao mês. (...)

O Grupo de Trabalho analisa o pleito da concessionária no item 24. *Margem Redesenhada e Reposicionada*, citando as determinações do contrato de concessão nos termos a seguir:



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

“O Contrato de Concessão inclui, entre os direitos e deveres da Concessionária, a propositura de um novo redesenho da estrutura tarifária, para análise nos trabalhos de revisão quinquenal. A CEG apresentou uma sugestão, que não recebeu críticas graves ou reparos pela Consultoria, mas que este GT não acata integralmente, por modificar a Deliberação 2.056/2014, que criou a diferenciação das tarifas dos setores industrial e vidreiro apenas pela aplicação do custo de gás, e não pela modificação da margem. (...)”

Diante do exposto e considerando que a alteração da estrutura tarifária deve ser elaborada de acordo com as diretrizes emanadas pelo Poder Concedente e com base em estudos econômicos sobre a competitividade e seus impactos no mercado de gás e considerando ainda que 'no pleito encaminhado à AGENERSA a concessionária não demonstrou sua fundamentação teórica, sugiro ao Conselho-Diretor manter a estrutura das margens atualmente vigentes.

Quanto à adequação da forma de cobrança da tarifa social, proposta pela consultoria da UFF, por oportuno acrescento que a AGENERSA, em debate com representantes do Poder Concedente, Defensoria Pública e concessionária sugeriram alternativamente a possibilidade de cobrança de um consumo mínimo de 2 m³.

Em complemento, a Defensoria Pública também sugeriu a alteração dos requisitos para enquadramento do usuário da tarifa social, contidos na Deliberação AGENERSA nº 688/2011, a saber:

“A tarifa social de gás canalizado para familiares de baixa renda será aplicada pelas concessionárias CEG e CEG RIO, para as uniões 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 – CadÚnico, com renda



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

*familiar mensal, per capita menor ou igual a meio salário mínimo nacional;
ou*

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 7 de dezembro de 1993; ou

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.”

A procuradoria da AGENERSA também recomenda a adequação da tarifa social justificando, dentre outros argumentos, que a medida é extremamente oportuna e necessária para o desenvolvimento social do Estado.

Diante do exposto e considerando a relevância do tema, que deve ser analisado pela AGENERSA de forma a avaliar os impactos e a abrangência das medidas sugeridas, recomendo ao Conselho-Diretor da AGENESA a abertura de processo regulatório específico para tratar das adequações propostas as tarifas sociais vigentes, de forma a não impactar ainda mais os prazos de conclusão do presente processo revisional.

Por se tratar do tema complementar, sugiro ao Conselho-Diretor que a definição da Tarifa Especial/Experimental na Fazenda Botafogo, abordada inicialmente no processo E-12/003/203/2016, seja remetida ao processo regulatório específico, a ser aberto na AGENERSA, para tratar das adequações propostas para as tarifas sociais vigentes.

Em complemento, sugiro ainda ao Conselho-Diretor acatar os argumentos da Defensoria Pública, representada pelo NUDECON e determinar a criação de Grupo de Trabalho, no prazo de até 30 dias, visando a proposição de diretrizes, mediante critérios razoáveis e técnicos, para o aumento do número de usuários beneficiados com a tarifa social. A meta mínima a ser alcançada



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

ainda neste quinquênio, ou seja, até dezembro de 2022 tem como limite mínimo o dobro do número de usuários hoje beneficiados pela tarifa social MCMV e Morar Carioca. As compensações financeiras decorrentes da ampliação da base de clientes beneficiados com a tarifa social deverão ser realizadas na próxima revisão quinquenal. Os estudos com a apresentação do relatório final deverão ser concluídos em até 180 dias.

XI.FATOR X

Dada a relevância do tema no ambiente regulatório, no Relatório nº 04 a consultoria da UFF esclarece a importância da aplicação do Fator X no processo revisional:

“A aplicação de um fator de produtividade mínima esperada, conhecido por Fator X, é um elemento central na regulação por incentivo. (...) Para incentivar a busca por maior eficiência e compartilhar parte dos ganhos esperados com os consumidores, aplica-se um Fator X que reduz o preço máximo atualizado a cada período dentro do intervalo regulatório. (...)

O dimensionamento correto do Fator X não é trivial e pode gerar distorções para a concessionária, caso sejam estabelecidas metas não factíveis. (...)

A não utilização do Fator X, por sua vez, no contexto de regulação por incentivo e preço teto, reduz as pressões regulatórias por maior eficiência operativa e pode ainda resultar em sobre remuneração da concessão. (...).”

O Grupo de Trabalho da AGENERSA também abordou o tema ao debater a metodologia de cálculo do reposicionamento tarifário e acrescenta:

“Esse mecanismo constitui-se na definição de um preço-teto para a empresa, reajustado de acordo com a evolução de um índice de preços ao consumidor, menos um percentual equivalente a um fator de produtividade X, para um



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

período prefixado de anos, e pode envolver, também, um fator Y de repasse de custos para os consumidores, como custos variáveis sobre os quais a empresa não tem controle. O preço teto segue a fórmula: $RPI-X+Y$.

O cálculo do X deve considerar a combinação de três aspectos relevantes:

- *necessidade da concessionária de autofinanciar suas operações;*
- *dinâmica tecnológica do segmento industrial; e*
- *a defesa dos interesses dos consumidores, evitando-se a prática abusiva de preços e assegurando a apropriação de ganhos de produtividade;*

(...) Se o fator X selecionado for muito baixo, os preços cobrados serão muito elevados em relação aos respectivos custos, causando perda de bem-estar social. Se, por outro lado, o fator X selecionado for muito alto, os preços cobrados serão baixos em relação aos custos, causando prejuízo econômico para a empresa regulada”.

A procuradoria da AGENERSA, por sua vez, traz ao debate o artigo 1º da Deliberação 2.726/2015, que afastou a aplicação deste fator no 4º ciclo revisional (2013-2017) devido a não existência de determinação expressa no instrumento contratual. Nesse sentido, aduz que

“este tipo de alteração, deva ser aplicada, quando houver uma análise prévia do status quo atual. Isto é, não antes da verificação se os atuais patamares de custo são eficientes. Esta comparação poderia ser efetuada via indicadores comparáveis através de "benchmarking" de mercado.

Entendo que aplicar um deflator, sem antes verificar a adequabilidade dos custos, é imprudência. E mais, adotar esta medida entendendo que a mesma, por si, resolveria a questão, pode ter efeito adverso. Isto é, perpetuar algo que



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

talvez possa não estar eficiente, contrariando assim, o § 1º, do artigo 6º da Lei das Concessões já citado”.

A definição do Fator X tem sido objeto de discussão ao longo de vários anos no âmbito da AGENERSA. Sobre o tema já foram debatidas várias propostas, contando inclusive com a realização de consulta e audiência públicas.

Em que pese as dificuldades para a definição e implantação do Fator X, inclusive por que o mesmo não está expressamente determinado no contrato de concessão, em todos os processos de revisão tarifária são realizadas análises aprofundadas sobre os custos envolvidos na concessão.

Essas análises são realizadas por vários especialistas em regulação, como a consultoria contratada pela AGENERSA e o Grupo de Trabalho da Agência, e contam também com as contribuições trazidas pelos interessados ao longo do processo. Desta forma é possível avaliar os custos históricos e das projeções sugeridas pela concessionária, de forma a alcançar eficiência nos valores a serem estabelecidos.

Diante do exposto, proponho ao Conselho-Diretor recomendar ao Poder Concedente a inclusão de cláusula expressa no contrato de concessão, definindo a metodologia de cálculo do Fator X e a sua aplicação nas margens de distribuição.

XII. FATORK

A inclusão do Fator K para ajuste das demandas projetadas foi sugerida pela consultoria da UFF, que no seu Relatório nº 04 referenciou o modelo adotado no Estado de São Paulo, nos termos a seguir:

Neste aspecto, os contratos de concessão do estado de São Paulo apresentam uma particularidade importante referente ao ajuste entre a margem máxima e a margem obtida a cada ano durante os ciclos tarifários. A margem de



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

distribuição máxima estabelecida em cada revisão é atualizada anualmente dentro do ciclo tarifário considerando (i) a variação anual da inflação (IGPM); (ii) o fator de eficiência X para compartilhamento dos ganhos de produtividade esperados; e (iii) um fator K de ajuste entre a margem máxima permitida e a margem obtida, apenas aplicado se a margem obtida exceder a máxima permitida.

(...) o fator de ajuste não se aplica para o volume termelétrico.

(...)

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

A procuradoria da AGENERSA entende que a adoção do Fator K está condicionada à celebração de termo aditivo para adequação do instrumento contratual, conforme discutido no item sobre a projeção da demanda.

Diante do exposto e considerando a sugestão do Grupo de Trabalho sobre o Fator K, de que a “separação dos mercados térmicos dos não térmicos nos processos revisionais, permitindo



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

uma maior previsibilidade dos estudos revisionais” sugiro ao Conselho-Diretor a abertura de processo regulatório específico para realização de estudo a fim de introduzir mecanismo regulatório que torne neutros os efeitos tarifários para as concessionárias e os consumidores dos desvios da demanda termelétrica observada em relação à projetada .

Proponho ainda ao Conselho-Diretor que recomende ao Poder Concedente a inclusão de cláusula expressa no contrato de concessão incluindo o Fator K no ajuste das demandas.

Pelo exposto, sugiro ao Conselho Diretor:

1. Por oportuno, faz-se importante registrar que o presente processo é objeto de ação judicial, sob o Processo nº 0290848-46.2020.8.19.0001, que tramita na 1ª Vara da Fazenda Pública do Rio de Janeiro e cujo autor é a concessionária CEG. Outrossim, comunico a tramitação do processo TCE-RJ nº 113.462-9/14, na Corte de Contas do Estado do Rio de Janeiro, que versa sobre o 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, cujos efeitos impactam diretamente na revisão tarifária. Acrescento ainda que, conforme suas atribuições legais e regimentais, este Conselho-Diretor, em cumprimento às determinações legais e judiciais realizará todas as adequações e/ou alterações que se fizerem necessárias ao seu tempo.

2. Considerando que o processo de revisão quinquenal possui relevância significativa, sendo o processo regulatório mais importante a tramitar na Agência e considerando que o descumprimento dos prazos para entrega da proposta inicial da concessionária acarretaram em atrasos na aplicação do reposicionamento das margens, no presente caso em desfavor dos consumidores, pois pelas análises do Grupo de Trabalho é possível auferir que as margens praticadas no 5º ciclo revisional (2018-2018) estão superiores ao seu patamar de equilíbrio, sugiro ao Conselho-Diretor aplicar à concessionária CEG a penalidade de multa, no valor de 0,1% (um



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

décimo por cento) do seu faturamento nos últimos 12 (doze) meses anteriores à prática da infração, com base na Cláusula Décima do Contrato de Concessão e no art. 19, inciso IV da Instrução Normativa AGENERSA/CD nº 001, de 04/09/2007, em razão de não ter cumprido o prazo estipulado no contrato de concessão para entrega da proposta de revisão tarifária. Ressalto que tal medida não foi adotada anteriormente a fim de evitar que a concessionária promovesse a paralização do processo por via judicial, o que acarretaria maiores atrasos, e por consequência, maiores prejuízos aos usuários.

3. Diante do exposto e considerando estarem satisfeitos os requisitos do contrato de concessão, em especial a cláusula 7ª que trata da revisão quinquenal, considerando que o método do fluxo de caixa foi adotado e aprovado nas revisões tarifárias anteriores, considerando que na presente revisão a fórmula de cálculo foi sugerida pela consultoria da UFF e pelo Grupo de Trabalho e considerando ainda a necessidade de cumprimento leis federais e estaduais e que o serviço adequado deve satisfazer as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas, sugiro ao Conselho-Diretor a adoção do método de fluxo de caixa descontado e da fórmula paramétrica proposta pelo Grupo de Trabalho, para fins de aferição do equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

4. Considerando os comandos contratuais de atualização monetária pelas variações do IGP-M e a determinação de envio da proposta de revisão tarifária no penúltimo semestre de cada quinquênio, sugiro ao Conselho-Diretor a adoção da data-base de dezembro de 2016 para os valores considerados no fluxo de caixa da 4ª Revisão Quinquenal.

5. Diante do exposto e considerando que os custos operacionais relativas aos procedimentos comerciais não são incorridos pela Concessionária, quando da atuação no mercado livre, sugiro ao Conselho-Diretor adotar como encargos de comercialização o percentual de 1,9% até a fixação pela AGENERSA de outro percentual.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

6. Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor adotar as determinações contidas na Deliberação AGENERSA nº 4.034/2019, referente às questões tarifárias para o novo agente livre abastecido por ramal dedicado, para efeito no presente processo.

7. Considerando que as alterações promovidas pela Deliberação AGENERSA nº 4.142/2020 não impactam, de imediato e diretamente, os agentes envolvidos na concessão e que a fixação da TUSD-E carece de definições técnicas, sugiro ao Conselho-Diretor adotar os efeitos da redação da mencionada deliberação no presente processo.

8. Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor a alteração da nomenclatura da estrutura tarifária vigente com a inclusão dos autoprodutores e autoimportados nas margens fixadas para os agentes livres.

9. Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor aprovar a taxa de remuneração igual a 9,43% a.a. para o ciclo tarifário 2018-2022, calculada pela consultoria da UFF e pelo Grupo de Trabalho da AGENERSA já que a metodologia adotada possui adequação técnica, aderência ao disposto no contrato de concessão e pelo valor alcançado estar dentro do intervalo entendido pela procuradoria desta Agência como adequado aos preceitos jurídicos vigentes e por ser mais conservador quando comparado às propostas da concessionária.

10. Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor recomendar ao Poder Concedente a alteração da metodologia de cálculo da taxa de remuneração para o custo médio ponderado (WACC), por ser mais adequada ao ambiente regulatório vigente no Brasil e pelo fato da concessionária utilizar capital de terceiros em suas operações de financiamento.

11. Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor adotar as projeções de demanda sugeridas pelo Grupo de Trabalho da AGENERSA (Anexo 01).

12. Considerando que a proposta da consultoria da UFF trará impactos positivos para concessão, na medida em que possibilitará o ajuste da demanda, dos valores projetados com os efetivamente realizados e considerando as recomendações da procuradoria da AGENERSA, diante do



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

exposto, sugiro ao Conselho-Diretor a abertura de processo específico para tratar do tema. Sugiro ainda ao Conselho-Diretor recomendar ao Poder Concedente a adoção dos sistemas de repasse (gatilhos).

13. Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor acompanhar a projeção das margens não reposicionada propostas pelo Grupo de Trabalho, uma vez que a aplicação de descontos na margem do segmento termelétrico, sugerida pela consultoria da UFF, demanda estudos adicionais para avaliação dos impactos econômico-financeiro em toda a concessão.

14. Diante do exposto, considerando que o Grupo de Trabalho validou os cálculos apresentados pela concessionária e considerando que a procuradoria da AGENERSA entende pela previsão contratual, proponho ao Conselho-Diretor aprovar os valores relativos às atividades correlatas em conformidade com o sugerido pela consultoria da UFF e pelo Grupo de Trabalho da AGENERSA.

15. Diante do exposto, com base na análise técnica realizada pela consultoria da UFF e o posicionamento da procuradoria da AGENERSA sobre o tema, sugiro ao Conselho-Diretor a abertura de processo regulatório específico para definição de método e parâmetros eficazes para avaliação das perdas da concessionária. Também sugiro ao Conselho-Diretor que a concessionária implante a diminuição das perdas, ano a ano, no percentual de 10% do valor observado no período anterior, se estabelecendo como referência o percentual inicial de perdas de 1,5%, correspondente à média das perdas projetadas pela consultoria da UFF para o ciclo revisional 2018-2022.

16. Sugiro ainda ao Conselho-Diretor a aplicação da penalidade de multa à concessionária CEG, no valor de 0,1% (um décimo por cento) do seu faturamento nos últimos 12 (doze) meses anteriores à prática da infração, com base na Cláusula Décima do Contrato de Concessão e no art. 19, inciso IV da Instrução Normativa AGENERSA/CD nº 001, de 04/09/2007, em razão da não utilização de procedimentos eficientes no combate à redução das perdas no ciclo tarifário de 2013-2017, que por consequência, oneraram a concessão.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

17. Sugiro também ao Conselho-Diretor recomendar ao Poder Concedente a alteração do limite máximo de perdas, fixados no contrato de concessão, para patamares mais eficientes.

18 Com base no exposto e considerando que as projeções do OPEX sugeridas pelo Grupo de Trabalho da AGENERSA foram devidamente analisadas e são mais conservadoras em relação à modicidade tarifária quando comparadas as projeções da consultoria da UFF, proponho ao Conselho-Diretor adotar os valores de OPEX sugeridos pelo Grupo de Trabalho no cálculo do reposicionamento tarifário (Anexo 02).

19. Recomendo ainda ao Conselho-Diretor a instauração de processo regulatório específico para desenvolvimento de indicadores de performance relativos aos custos e despesas operacionais.

20. Diante do exposto, em observância aos pareceres emendados pelo Grupo de Trabalho e pela procuradoria da AGENERSA, sugiro ao Conselho-Diretor ratificar as determinações contidas na Deliberação AGENERSA nº 3.139/2017, integrada pelas Deliberações AGENERSA nº 3.206 e 3.287, de 2017 e 3.314/2018, de forma a considerar a meta de investimento financeiro para a CEG no quinquênio 2013/2017 totalizando R\$ 977,23 milhões, à preços de moeda dez/11.

21. Diante do exposto, em observância aos pareceres emendados pelo Grupo de Trabalho e pela procuradoria da AGENERSA sobre a devolução de tarifa devido à alteração promovida pelo 3º Termo Aditivo, sugiro ao Conselho-Diretor acatar as determinações contidas na Deliberação AGENERSA nº 3.139/2017, integrada pelas Deliberações AGENERSA nº 3.206 e 3.287 de 2017 e 3.314/2018, de forma a considerar a devolução, pela Concessionária CEG, do montante financeiro de R\$ 182,84 milhões (data-base dez/2016), em favor do consumidor, via modicidade tarifária, reduzindo as tarifas do ciclo revisional 2018 -2022.

22. Com base no exposto e considerado as sugestões dos órgãos técnico e jurídico desta Agência, sugiro ao Conselho-Diretor não considerar os intangíveis decorrentes do pagamento da outorga compensatória na base de ativos da concessão, para efeitos de recomposição tarifária no processo



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

da 4ª Revisão Quinquenal, uma vez que no entendimento desta Reguladora não houve sobrepreço ou ágio quando do pagamento do valor da outorga.

23. No entanto, persistindo às dúvidas sobre o montante a ser considerado e a metodologia de inclusão na base de remuneração de ativos e visando assegurar à Concessionária o direito à indenização no intangível pelo pagamento da outorga compensatória ao Estado, proponho ao Conselho-Diretor recomendar ao Poder Concedente a definição do valor do intangível a ser incluído na base de ativos da concessão, para efeitos de recomposição tarifária e a definição da metodologia de inclusão desses valores na referida base.

24. Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor aplicar à concessionária CEG a penalidade de multa, no valor de 0,1% (um milésimo por cento) do seu faturamento nos últimos 12 (doze) meses anteriores à prática da infração, com base na Cláusula Décima do Contrato de Concessão e no art. 19, inciso IV da Instrução Normativa AGENERSA/CD nº 001, de 04/09/2007, em razão do descumprimento do plano de investimentos no quinquênio 2013-2017, no valor de R\$ 95 milhões (moeda dez/16) a VPL de 2018, conforme atestado pela própria concessionária ao longo do processo revisional.

25. Sugiro também, ao Conselho-Diretor, que os montantes relativos às metas financeiras dos investimentos não realizados no período 2013-2017 sejam devolvidos aos consumidores.

26. Com base no exposto e em função do princípio da segurança jurídica e considerando que a CEG não demonstrou ter havido desequilíbrio econômico-financeiro desfavorável à concessionária no período de 2013-2017, ou contrário, realizou lucro, sugiro ao Conselho-Diretor negar o pedido da concessionária CEG de aplicação da metodologia de cálculo do saldo de investimentos não realizados, elaborada pela FGV e em substituição a metodologia de cálculo proposta pela Deloitte, no ciclo revisional citado, de forma que os efeitos da alteração metodológica não retroajam às decisões emanadas na 3ª Revisão Quinquenal.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

27. Outrossim, diante do exposto e com base nos argumentos anteriormente debatidos, sugiro ao Conselho Diretor aprovar a metodologia de cálculo do saldo dos investimentos não realizados proposta pela FGV Projetos, acrescida da capitalização do valor até o presente ciclo revisional, conforme entendimento da UFF e do Grupo de Trabalho da AGENERSA.

28. Sugiro ainda, ao Conselho Diretor que a devolução, aos usuários, dos investimentos não realizados em função da alteração promovida pelo 3º Termo Aditivo, se dê pela metodologia exarada no artigo 8º da Deliberação AGENERSA nº 3.139/2017.

29. Diante do exposto, me filio aos cálculos realizados pelo Grupo de Trabalho, devidamente fundamentados nas decisões desta Agência e proponho ao Conselho-Diretor para que seja compensado, no ano de 2018 do fluxo de caixa, o valor de R\$ 95 milhões como saldo de investimentos não realizados, contribuindo para a modicidade tarifária.

30. Diante das conclusões emanadas pela consultoria da UFF, após análise minuciosa dos investimentos realizados no ciclo tarifário 2013-2017, sugiro ao Conselho-Diretor abertura de processo regulatório específico para estudo dos custos de investimentos praticados pela concessionária e para a definição de custos médios unitários razoáveis e balizados com os custos de mercado, a fim de se criar parâmetros de referência para avaliação dos valores realizados e os projetados na próxima revisão quinquenal.

31. Com base nas conclusões da consultoria da UFF, proponho também ao Conselho-Diretor aplicar à concessionária CEG a penalidade de multa, no valor de 0,1% (um décimo por cento) do seu faturamento nos últimos 12 (doze) meses anteriores à prática da infração, com base na Cláusula Décima do Contrato de Concessão e no art. 19, inciso IV da Instrução Normativa AGENERSA/CD nº 001, de 04/09/2007, em razão da realização dos investimentos com custos superiores aos projetados.

32. Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor a aprovação, para o período de 2020 a 2022, das metas financeiras do plano de investimentos encaminhado pela concessionária na sua



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

proposta complementar, considerando ainda a implementação da estrutura de abastecimento de pelo menos 120 novos postos de GNV, devendo essas metas serem estabelecidas em conjunto com a Secretaria de Desenvolvimento Econômico, Emprego e Relações Internacionais (Anexo 03).

33. Quanto ao período de 2018 a 2019, sugiro ao Conselho-Diretor adotar como metas financeiras de investimento os valores efetivamente realizados, conforme orientação do Grupo de Trabalho e da Procuradoria da Agência.

34. Adicionalmente, sugiro ao Conselho-Diretor a aprovação das metas físicas para o período 2018-2022, constantes no plano de investimentos encaminhado pela concessionária na sua proposta complementar (Anexo 04).

35. Sugiro ainda ao Conselho-Diretor da AGENERSA que a Concessionária CEG apresente previamente à AGENERSA os investimentos que superarem o valor de R\$ 2.000.000,00 (dois milhões de reais - data base dez/2016 atualizado), fazendo-o com os respectivos cronogramas físico-financeiros e orçamentos pautados nos custos unitários estipulados pela Empresa de Obras Públicas do Estado do Rio de Janeiro, EMOP RJ, quantificando as metas em relação aos usuários a serem atendidos; extensão da rede a ser implantada (com especificação se de baixa, média ou alta pressão); e volume de gás a ser fornecido, identificando os respectivos Distritos e Municípios que serão atendidos e que informe a esta AGENERSA o início e final das obras constantes dos correspondentes Projetos Executivos.

36. Por fim, sugiro ao Conselho-Diretor da AGENERSA que os investimentos que superam o valor de R\$ 1.200.000,00 (um milhão e duzentos mil reais)/ano, para atendimento de um único cliente, só poderão ser realizados com o financiamento exclusivo da Concessionária e/ou do cliente, não podendo ser considerado nos cálculos das margens de distribuição e repassados a tarifa.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

37. Diante do exposto e seguindo as recomendações da consultoria da UFF e do Grupo de Trabalho, proponho ao Conselho-Diretor adotar os valores referentes à base de remuneração de ativos inicial e final propostas pelo Grupo de Trabalho da AGENERSA, em coerência com as determinações emanadas no presente voto, que determinam a exclusão dos efeitos do 3º Termo Aditivo na base de remuneração de ativos, no processo da 4ª Revisão Quinquenal (Anexo 05).
38. Sugiro também, ao Conselho-Diretor, a contratação de empresa de consultoria externa para realização de estudos e validação da base de ativos da concessão. Caso se verifique inconsistências, o ajuste deverá ser feito na próxima revisão quinquenal.
39. Sugiro ainda ao Conselho-Diretor que o alinhamento dos bens reversíveis e não reversíveis seja efetivado no próximo ciclo revisional.
40. Para tanto, recomendo ao Conselho-Diretor a abertura de processo específico para a definição de requerimentos de informações contábeis regulatórias para a classificação, valoração e correta depreciação dos ativos e para o aprimoramento das regras contábeis regulatórias a serem adotadas no plano de contas das concessionárias de distribuição de gás, a fim de sanar as pendências apontadas durante a realização dos trabalhos, conforme sugestões da consultoria da UFF, do Grupo de Trabalho e da Procuradoria da AGENERSA.
41. Nesse sentido proponho ao Conselho-Diretor da AGENERSA o julgamento, com a maior brevidade possível, do processo regulatório que versa sobre o plano de contas da concessionária CEG.
42. Em observância às considerações da consultoria da UFF e da procuradoria da AGENERSA sobre a inclusão da depreciação do imobilizado do ciclo anterior, sugiro ao Conselho-Diretor recomendar ao Poder Concedente a alteração do §6º, da Cláusula Sétima, do Contrato de Concessão da CEG, para sanar a duplicidade de inclusão da reposição da depreciação dos ativos no cálculo da base remunerável da Concessionária CEG.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

43. Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor a adoção no fluxo de caixa da concessão os valores de depreciação sugeridos pelo Grupo de Trabalho e juros sobre capital próprio propostos pela consultoria da UFF e ratificados pelo Grupo de Trabalho da AGENERSA.

44. Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor aprovar a compensação da retroatividade tarifária, referente ao ciclo revisional 2013-2017, na quantia de R\$ 25,18 milhões (moeda Dez.2016), em favor da modicidade tarifária, a ser incluído, no ano de 2018, no fluxo de caixa da concessão.

45. Diante do exposto e conforme adotado pela Consultoria da UFF e pelo Grupo de Trabalho, sugiro ao Conselho-Diretor adotar no ano de 2018, no fluxo de caixa da concessão a compensação do desequilíbrio causado pela obrigação de gratuidade das ligações via celular no Call Center, no valor de R\$ 1.570.000,00, base dez/2016, a favor da concessionária CEG.

46. Diante do exposto e conforme considerado pela Consultoria da UFF e pelo Grupo de Trabalho, sugiro ao Conselho-Diretor incluir, no ano de 2018, no fluxo de caixa da concessão a compensação do montante de R\$ 2,08 milhões, base dez/2016 referente às medidas adotadas pela concessionária após o incidente na localidade Fazenda Botafogo.

47. Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor aprovar o fluxo de caixa elaborado pelo Grupo de Trabalho da AGENERSA, pelo qual foi obtido um índice de reposicionamento $m = 0,8653$ (Anexo 06).

48. Considerando ainda as determinações contidas no corpo do voto do Processo nº SEI-220007/002204/2020, complementado pela Deliberação AGENERSA nº 4.164/2021, referente à atualização tarifária de janeiro de 2021 e a aplicação do reajuste contratual pelo IGP-M de 24,52%, de forma gradual e parcelada ao longo do ano de 2021, nos percentuais 4,0% em fevereiro e 6,2% em maio, agosto e novembro, sugiro ao Conselho-Diretor que no prazo de 10 dias, a CAPET adeque a estrutura ora aprovada, incorporando os efeitos do escalonamento do reajuste das margens fixados naquele processo.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

49. Considerando que a conclusão do presente ciclo revisional se dará em aproximadamente 1 (hum) ano e 10 (dez) meses e que a compensação do valor recebido a maior exclusivamente no presente quinquênio acarretaria um impacto significativo nas receitas da concessionária, sugiro ao Conselho-Diretor que o montante financeiro recebido a maior seja compensado nos períodos subsequentes até o término do próximo quinquênio, ou seja, nas margens a vigirem no período compreendido entre abril de 2021 a dezembro de 2027. Essa compensação deverá ser realizada pela aplicação do fator redutor nas margens de distribuição ora aprovadas.

50. Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor que determine a CAPET, no prazo de 15 dias, o cálculo do montante recebido a maior, no período compreendido entre janeiro de 2018 a março de 2021, conforme metodologia adotada nos processos da 2ª e da 3ª Revisões Quinquenais.

51. Sugiro ainda ao Conselho-Diretor que a CAPET, com base no montante recebido a maior pela concessionária, calcule o fator redutor a ser aplicado nas margens de distribuição, no período de abril de 2021 a dezembro de 2027.

52. Também recomendo que, após a definição do fator redutor das margens, a CAPET atualize a estrutura tarifária vigente, fazendo constar o índice de reposicionamento das margens (m), o fator redutor das margens (f) e a parcela relativa ao IGP-M aprovada no processo de atualização tarifária com vigência em janeiro de 2021, para aprovação do Conselho-Diretor.

53. Adicionalmente, sugiro ao Conselho-Diretor a abertura de processo regulatório específico para o acompanhamento das compensações tarifárias a serem realizadas, no período de abril de 2021 a dezembro de 2027, pela concessionária, para eventual necessidade de recomposição do equilíbrio econômico-financeiro.

54. Diante do exposto e considerando que a alteração da estrutura tarifária deve ser elaborada de acordo com as diretrizes emanadas pelo Poder Concedente e com base em estudos econômicos sobre a competitividade e seus impactos no mercado de gás e considerando ainda que 'no pleito



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

encaminhado à AGENERSA a concessionária não demonstrou sua fundamentação teórica, sugiro ao Conselho-Diretor manter a estrutura das margens atualmente vigentes.

55. Diante do exposto e considerando a relevância do tema, que deve ser analisado pela AGENERSA de forma a avaliar os impactos e a abrangência das medidas sugeridas, recomendo ao Conselho-Diretor da AGENESA a abertura de processo regulatório específico para tratar das adequações propostas as tarifas sociais vigentes, de forma a não impactar ainda mais os prazos de conclusão do presente processo revisional.

56. Por se tratar do tema complementar, sugiro ao Conselho-Diretor que a definição da Tarifa Especial/Experimental na Fazenda Botafogo, abordada inicialmente no processo E-12/003/203/2016, seja remetida ao processo regulatório específico, a ser aberto na AGENERSA, para tratar das adequações propostas para as tarifas sociais vigentes.

57. Em complemento, sugiro ainda ao Conselho-Diretor acatar os argumentos da Defensoria Pública, representada pelo NUDECON e determinar a criação de Grupo de Trabalho, no prazo de até 30 dias, visando a proposição de diretrizes, mediante critérios razoáveis e técnicos, para o aumento do número de usuários beneficiados com a tarifa social. A meta mínima a ser alcançada ainda neste quinquênio, ou seja, até dezembro de 2022 tem como limite mínimo o dobro do número de usuários hoje beneficiados pela tarifa social MCMV e Morar Carioca. As compensações financeiras decorrentes da ampliação da base de clientes beneficiados com a tarifa social deverão ser realizadas na próxima revisão quinquenal. Os estudos com a apresentação do relatório final deverão ser concluídos em até 180 dias.

58. Diante do exposto, proponho ao Conselho-Diretor recomendar ao Poder Concedente a inclusão de cláusula expressa no contrato de concessão, definindo a metodologia de cálculo do Fator X e a sua aplicação nas margens de distribuição.

59. Diante do exposto e considerando a sugestão do Grupo de Trabalho sobre o Fator K, de que a *“separação dos mercados térmicos dos não térmicos nos processos revisionais, permitindo uma*



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

maior previsibilidade dos estudos revisionais” sugiro ao Conselho-Diretor a abertura de processo regulatório específico para realização de estudo a fim de introduzir mecanismo regulatório que torne neutros os efeitos tarifários para as concessionárias e os consumidores dos desvios da demanda termelétrica observada em relação à projetada .

60. Proponho ainda ao Conselho-Diretor que recomende ao Poder Concedente a inclusão de cláusula expressa no contrato de concessão incluindo o Fator K no ajuste das demandas.

É como voto.

Silvio Carlos Santos Ferreira

Conselheiro Relator



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Anexo 01 - Projeção da Demanda

CEG	Demanda Projetada (Mm ³ /ano)					
	2018	2019	2020	2021	2022	2018-2022
Residencial (*)	116	116	116	116	115	579
Comercial	52	5	54	54	55	221
Climatização	7	7	7	7	6	33
Geração Distribuída	1	1	1	3	4	10
Cogeração	97	98	100	99	98	492
GNV	912	923	936	953	973	4.696
Industrial	348	347	346	346	347	1.733
Vidreiras	80	80	80	79	79	398
Petroquímico	-	-	-	-	-	-
Térmicas	-	-	-	-	-	-
Térmicas CL, AP e AI (**)	2.137	1.736	1.838	1.772	1.895	9.378
Total Vendas Projetada	3.748	3.312	3.477	3.429	3.573	17.540



Govorno do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Anexo 02 – Projeção do OPEX

PROPOSTAGT						
CEG - OPEX (mil.R\$/ano) - Moeda de Dez/16						Total
Itens	2018	2019	2020	2021	2022	2018-2022
DESPESAS OPERACIONAIS	226.077	186.299	173.065	176.114	179.406	940.960
Aluguéis	9.033	3.706	4.000	4.000	4.000	24.739
Manutenção e Conservação	39.425	35.648	33.155	33.422	33.936	175.586
- Bens Imóveis e Construções	5.991	5.538	5.702	5.865	6.026	29.122
- Equipamento de Informática	4.063	3.810	3.184	3.184	3.184	17.425
- Veículos	1.438	1.323	855	855	855	5.326
- Instalações Técnicas	24.588	21.571	19.907	19.912	20.166	106.142
· Manutenção e Vistoria de Rede de AP e MBP	9.856	8.227	6.336	6.336	6.336	37.091
· Emergência	9.841	8.758	9.018	9.275	9.529	46.420
· Manutenção de Instalações Industriais	4.891	4.586	4.553	4.301	4.301	22.631
- Outro Imobilizado	3.345	3.406	3.507	3.607	3.706	17.570
Utilidades e Serviços	14.243	13.495	12.085	12.276	12.464	64.563
- Energia Elétrica, Água, Gás e Combustíveis	7.683	6.171	6.354	6.535	6.714	33.457
- Telefone e Outras Comunicações	6.506	6.999	5.397	5.397	5.397	29.696
- Correio	1.057	982	1.011	1.040	1.068	5.158
- Material de Escritório	526	336	345	355	365	1.928
- Outros	-1.529	-993	-1.022	-1.051	-1.080	-5.676
Serviços Gerais, Corporativos e Royalties	26.538	28.233	25.224	25.792	26.382	132.169
- Serviços Gerais	13.187	11.060	11.387	11.711	12.032	59.378
- Serviços Corporativos	12.607	16.381	13.021	13.242	13.488	68.739
- Royalties	744	792	816	839	862	4.053
Serviços Profissionais Independentes	16.264	13.611	10.992	11.287	11.579	63.734
- Auditorias	898	758	501	501	501	3.158
- Assessorias Técnicas	438	269	127	127	127	1.088
- Jurídicos	8.194	6.404	4.000	4.114	4.227	26.938
- Outros Serviços	6.735	6.181	6.364	6.545	6.724	32.549
Publicidade, Propaganda e Relações Públicas	7.873	6.767	6.000	6.171	6.340	33.152
Seguros	2.690	2.523	2.597	2.597	2.597	13.004
Despesas de Viagem, Transporte e Fretes	1.478	862	887	913	938	5.078
- Despesas de Viagem	1.318	741	763	785	806	4.413
- Transportes e Fretes	160	121	124	128	132	665
Gastos de Atividade Comercial	31.514	20.032	20.000	20.000	20.000	111.546
Gastos Serviço a Cliente	44.219	43.045	39.658	40.768	41.866	209.557
- Leitura de Medidores	16.058	13.059	13.446	13.829	14.208	70.600
- Cobrança Bancária	9.143	9.648	9.934	10.217	10.497	49.437
- Inspeções Periódicas	1.118	1.071	1.102	1.134	1.165	5.590
- Serviços de Teletendimento	7.419	7.226	7.440	7.652	7.861	37.597
- Controle de Qualidade de Leitura, Inspeções e Outras	8.313	6.032	6.210	6.387	6.562	33.504
- Custo de Atendimento ao Cliente	1.029	5.213	707	707	707	8.363
- Controle de Qualidade de Serviços	1.141	796	819	843	866	4.464
Outros Serviços Exteriores	15.599	12.846	13.226	13.603	13.976	69.249
- Subscrições, documentos e Outros Serviços	12.375	9.585	9.868	10.150	10.428	52.406
- Colaborações Externas	3.224	3.261	3.357	3.453	3.548	16.843
- Custo do Pessoal Expatriado	0	0	0	0	0	0
Outros	15.860	4.511	4.191	4.205	4.219	32.988
- Outros Gastos de Exploração	14.298	486	500	514	528	16.326
- Tributos	1.563	4.026	3.691	3.691	3.691	16.662
Gastos de GNC	1.340	1.019	1.049	1.079	1.109	5.596
DESPESAS DE PESSOAL	127.597	92.184	94.913	97.618	100.293	512.606
OUTRAS DESPESAS	52.960	54.179	55.783	57.373	58.945	279.239
- Provisões	10.844	10.844	11.165	11.483	11.798	56.134
- Perdas de Gás	41.113	42.375	43.630	44.873	46.103	218.094
- Custos de odorizantes	1.003	960	988	1.016	1.044	5.011
Total - OPEX	406.634	332.662	323.760	331.105	338.644	1.732.805
Base de Clientes	945.909	978.841	1.011.718	1.044.486	1.077.037	
Incremento da base de clientes		1,0348152	1,0335877	1,0323885	1,0311646	
		3,07%	2,96%	2,85%	2,74%	



Govorno do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Anexo 03 – Plano de investimentos 2018-2022 – Metas Financeiras

PROPOSTA GT						
CEG: INVESTIMENTOS PROJETADOS PARA O 5º QUINQUÊNIO						
(Valores em mil R\$ - dez/2016)						
	2018	2019	2020	2021	2022	TOTAL 5Q
TOTAL INVESTIMENTOS MATERIAIS	136.169,17	129.529,31	174.685,33	162.730,03	155.251,63	758.365,47
Redes	69.500,05	65.475,55	96.466,60	83.301,76	83.166,46	397.910,42
Novas Redes AP	2.574,63	3.145,51	11.527,47	827,18	2.621,14	20.695,92
Novas Redes MP/BP	23.929,67	18.462,17	31.081,52	32.956,05	32.609,12	139.038,52
Renovação Redes MP/BP	40.854,73	41.235,81	52.990,17	48.628,03	47.110,50	230.819,23
Outros	2.141,04	2.632,06	867,45	890,51	825,69	7.356,75
Ramais	13.120,41	11.042,52	22.880,25	23.690,05	24.362,94	95.096,17
Novos Ramais	10.478,58	8.067,91	18.886,02	19.695,81	20.368,71	77.497,02
Renovação de Ramais	2.641,83	2.974,61	3.919,40	3.919,40	3.919,40	17.374,65
Outros - Ramais	0,00	0,00	74,83	74,83	74,83	224,49
Construção de ERMs	1.825,51	2.455,05	4.672,69	6.555,25	1.959,61	17.468,11
Instalações Auxiliares de Rede	14.277,56	11.173,47	15.439,21	14.409,08	9.664,46	64.963,77
Outros Investimentos Materiais	37.445,65	39.382,72	35.226,58	34.773,89	36.098,16	182.927,01
Aquisição de Medidores	25.496,66	25.633,70	22.844,23	23.484,28	23.869,67	121.328,54
Instalações Comunitárias	5.533,38	2.821,10	9.798,80	10.045,78	10.300,23	38.499,28
Terrenos e Edifícios	117,00	0,00	1.107,67	393,44	431,15	2.049,26
Máquinas e Equipamentos	2.514,50	8.251,24	460,15	313,18	613,13	12.152,20
Equipamentos Processo Informatização	1.670,94	824,12	552,35	375,96	735,97	4.159,34
Veículos	0,00	0,00	177,90	58,21	54,79	290,90
Outros	2.113,18	1.852,57	285,48	103,04	93,23	4.447,49
TOTAL INVESTIMENTOS IMATERIAIS	7.879,88	14.620,90	10.099,34	10.011,86	10.119,99	52.731,96
TOTAL INVESTIMENTOS	144.049,05	144.150,21	184.784,67	172.741,88	165.371,62	811.097,43



Governador do Estado do Rio de Janeiro
 Secretária de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Anexo 04 – Plano de investimentos 2018-2022 – Metas Físicas

CEG	Metas Físicas												Imaterial
	Redes				Ramais			Estações de ERM's e GNC's	Instalações Auxiliares de Rede	O outros Investimentos			
	Município (m/ud)	AP	MP / BP	Renovação	O outros	Novos Ramais	Renovação			O outros	Aquisição de Medidores	Instalações Comunitárias	
	ml	ml	ml	Especificação	unid.	unid.	Especificação	unid.	Especificação	unid.	unid.	Especificação	
CEG - Belford Roxo	1.207	7.831	-	-	186	-	-	-	1	-	994	1.670	-
CEG - Duque de Caxias	-	3.374	-	-	239	-	-	-	-	-	1.406	1.904	-
CEG - Guapimirim	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEG - Itaboraí	-	689	-	-	58	-	-	-	-	-	287	493	-
CEG - Itaguaí	-	208	-	-	18	-	-	-	-	-	100	171	-
CEG - Magé	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEG - Mesquita	-	87	-	-	11	-	-	-	-	-	61	56	-
CEG - Nilópolis	-	333	-	-	31	-	-	-	-	-	155	178	-
CEG - Niterói	-	12.765	-	-	351	-	-	-	1	-	3.624	3.108	-
CEG - Nova Iguaçu	-	1.284	-	-	97	-	-	-	-	-	817	975	-
CEG - Paracambi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEG - Queimados	-	2.496	-	-	178	-	-	-	-	-	880	1.945	-
CEG - Rio de Janeiro	622	45.234	11.428	-	3.355	1.013	-	-	3	-	56.785	28.649	-
CEG - São Gonçalo	-	2.958	-	-	235	-	-	-	-	-	1.719	1.956	-
CEG - São João de Meriti	-	1.893	-	-	139	-	-	-	-	-	370	877	-
CEG - Seropédica	-	11.752	-	-	1	-	-	-	-	-	1	-	-
CEG - Japeri	-	7.496	-	-	60	-	-	-	1	-	189	409	-
CEG - Maricá	-	94	-	-	9	-	-	-	0	-	9	-	-
CEG - Mangaratiba	-	2.651	-	-	56	-	-	-	-	-	174	370	-
CEG - Tanguá	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEG - VÁRIOS	-	130	3.156	-	-	-	-	81	3	-	-	-	-

CEG	Metas Físicas												Imaterial
	Redes				Ramais			Estações de ERM's e GNC's	Instalações Auxiliares de Rede	O outros Investimentos			
	Município (m/ud)	AP	MP / BP	Renovação	O outros	Novos Ramais	Renovação			O outros	Aquisição de Medidores	Instalações Comunitárias	
	ml	ml	ml	Especificação	unid.	unid.	Especificação	unid.	Especificação	unid.	unid.	Especificação	
CEG - Belford Roxo	-	6.375	-	-	189	-	-	-	2	-	845	1.540	-
CEG - Duque de Caxias	-	5.288	-	-	282	-	-	-	3	-	1.318	2.105	-
CEG - Guapimirim	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEG - Itaboraí	-	906	-	-	76	-	-	-	-	-	400	710	-
CEG - Itaguaí	-	120	-	-	11	-	-	-	-	-	57	89	-
CEG - Magé	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEG - Mesquita	-	703	-	-	13	-	-	-	-	-	61	71	-
CEG - Nilópolis	-	837	-	-	38	-	-	-	-	-	161	226	-
CEG - Niterói	-	10.333	-	-	401	-	-	-	-	-	4.318	3.848	-
CEG - Nova Iguaçu	-	1.123	-	-	85	-	-	-	-	-	603	755	-
CEG - Paracambi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEG - Queimados	436	2.020	-	-	142	-	-	-	-	-	591	1.356	-
CEG - Rio de Janeiro	-	45.476	32.724	-	3.543	1.541	-	-	2	-	58.098	29.980	-
CEG - São Gonçalo	-	3.192	-	-	257	-	-	-	-	-	2.053	2.348	-
CEG - São João de Meriti	-	2.347	-	-	169	-	-	-	-	-	455	1.103	-
CEG - Seropédica	207	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEG - Japeri	-	563	-	-	4	-	-	-	-	-	4	-	-
CEG - Maricá	51	5.788	-	-	12	-	-	-	1	-	12	-	-
CEG - Mangaratiba	-	44	-	-	4	-	-	-	-	-	4	-	-
CEG - Tanguá	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEG - VÁRIOS	-	143	2.661	-	-	-	-	100	1	-	-	-	-



Govorno do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

CEG	Metas Físicas															
	2020				Redes			Ramais			Estações de ERM's e GNC's	Instalações Auxiliares de Rede	O outros Investimentos			Imaterial
	Município (m/ud)	AP	MP / BP	Renovação	O outros	Novos Ramais	Renovação	O outros	Aquisição de Medidores	Instalações Comunitárias			O outros			
	ml	ml	ml	Especificação	unid.	unid.	Especificação	unid.	Especificação	unid.	Especificação					
CEG - Belford Roxo	-	2.669	-	-	-	192	-	-	0	-	-	867	1.578	-	-	
CEG - Duque de Caxias	191	4.046	-	-	-	288	-	-	1	-	-	1.350	2.159	-	-	
CEG - Guapimirim	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
CEG - Itaboraí	-	928	-	-	-	78	-	-	-	-	-	412	732	-	-	
CEG - Itaguaí	-	129	-	-	-	12	-	-	-	-	-	59	94	-	-	
CEG - Magé	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
CEG - Mesquita	-	106	-	-	-	13	-	-	-	-	-	62	74	-	-	
CEG - Nilópolis	-	896	-	-	-	40	-	-	1	-	-	166	233	-	-	
CEG - Niterói	-	11.474	-	-	-	415	-	-	-	-	-	4.450	3.965	-	-	
CEG - Nova Iguaçu	-	4.286	-	-	-	90	-	-	-	-	-	624	777	-	-	
CEG - Paracambi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
CEG - Queimados	-	2.080	-	-	-	146	-	-	-	-	-	610	1.399	-	-	
CEG - Rio de Janeiro	1.364	43.985	32.724	-	-	3.652	1.541	-	2	-	-	59.225	30.865	-	-	
CEG - São Gonçalo	-	3.291	-	-	-	265	-	-	-	-	-	2.117	2.420	-	-	
CEG - São João de Meriti	-	3.882	-	-	-	175	-	-	-	-	-	469	1.131	-	-	
CEG - Seropédica	2.230	-	-	-	-	1	-	-	1	-	-	-	-	-	-	
CEG - Japeri	-	19	-	-	-	2	-	-	-	-	-	2	-	-	-	
CEG - Maricá	-	107	-	-	-	10	-	-	-	-	-	11	-	-	-	
CEG - Mangaratiba	-	50	-	-	-	5	-	-	-	-	-	5	-	-	-	
CEG - Tanguá	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
CEG - VÁRIOS	-	143	4.316	-	-	-	-	100	1	-	-	-	-	-	-	

CEG	Metas Físicas															
	2021				Redes			Ramais			Estações de ERM's e GNC's	Instalações Auxiliares de Rede	O outros Investimentos			Imaterial
	Município (m/ud)	AP	MP / BP	Renovação	O outros	Novos Ramais	Renovação	O outros	Aquisição de Medidores	Instalações Comunitárias			O outros			
	ml	ml	ml	Especificação	unid.	unid.	Especificação	unid.	Especificação	unid.	Especificação					
CEG - Belford Roxo	-	2.737	-	-	-	196	-	-	0	-	-	889	1.620	-	-	
CEG - Duque de Caxias	300	6.093	-	-	-	296	-	-	2	-	-	1.384	2.209	-	-	
CEG - Guapimirim	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
CEG - Itaboraí	-	967	-	-	-	81	-	-	-	-	-	427	757	-	-	
CEG - Itaguaí	-	132	-	-	-	13	-	-	-	-	-	62	97	-	-	
CEG - Magé	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
CEG - Mesquita	-	108	-	-	-	13	-	-	-	-	-	64	75	-	-	
CEG - Nilópolis	-	431	-	-	-	39	-	-	-	-	-	169	238	-	-	
CEG - Niterói	-	11.075	-	-	-	429	-	-	-	-	-	4.588	4.086	-	-	
CEG - Nova Iguaçu	150	4.386	-	-	-	92	-	-	2	-	-	638	799	-	-	
CEG - Paracambi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
CEG - Queimados	-	2.134	-	-	-	149	-	-	-	-	-	627	1.438	-	-	
CEG - Rio de Janeiro	100	45.056	32.724	-	-	3.772	1.541	-	-	-	-	60.393	31.786	-	-	
CEG - São Gonçalo	-	5.774	-	-	-	279	-	-	2	-	-	2.187	2.499	-	-	
CEG - São João de Meriti	-	2.827	-	-	-	179	-	-	-	-	-	479	1.158	-	-	
CEG - Seropédica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
CEG - Japeri	-	19	-	-	-	2	-	-	-	-	-	2	-	-	-	
CEG - Maricá	-	113	-	-	-	11	-	-	-	-	-	11	-	-	-	
CEG - Mangaratiba	-	50	-	-	-	5	-	-	-	-	-	5	-	-	-	
CEG - Tanguá	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
CEG - VÁRIOS	-	143	2.617	-	-	-	-	100	1	-	-	-	-	-	-	



Govorno do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

CEG 2022	Metas Físicas												
	Redes				Ramais			Estações de ERM's e GNC's	Instalações Auxiliares de Rede	O utros Investimentos			Imaterial
	Município (m/ud)	AP	MP / BP	Renovação	O utros	Novos Ramais	Renovação			O utros	Aquisição de Medidores	Instalações Comunitárias	
	ml	ml	ml	Especificação	unid.	unid.	Especificação	unid.	Especificação	unid.	Especificação		
CEG - Belford Roxo	-	2.807	-	-	201	-	-	0	-	913	1.663	-	-
CEG - Duque de Caxias	500	4.913	-	-	301	-	-	-	-	1.418	2.264	-	-
CEG - Guapimirim	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEG - Itaboraí	-	995	-	-	83	-	-	-	-	441	782	-	-
CEG - Itaguaí	-	135	-	-	13	-	-	-	-	63	99	-	-
CEG - Magé	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEG - Mesquita	-	114	-	-	14	-	-	-	-	66	78	-	-
CEG - Nilópolis	-	441	-	-	40	-	-	-	-	173	244	-	-
CEG - Niterói	-	8.021	-	-	442	-	-	-	-	4.730	4.211	-	-
CEG - Nova Iguaçu	200	1.220	-	-	93	-	-	1	-	656	821	-	-
CEG - Paracambi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEG - Queimados	-	2.194	-	-	154	-	-	-	-	646	1.482	-	-
CEG - Rio de Janeiro	1.100	46.418	32.724	-	3.896	1.541	-	3	-	61.600	32.736	-	-
CEG - São Gonçalo	-	12.734	-	-	289	-	-	5	-	2.251	2.575	-	-
CEG - São João de Meriti	-	2.531	-	-	183	-	-	-	-	490	1.187	-	-
CEG - Seropédica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEG - Japeri	-	19	-	-	2	-	-	-	-	2	-	-	-
CEG - Maricá	-	119	-	-	11	-	-	-	-	12	-	-	-
CEG - Mangaratiba	-	57	-	-	5	-	-	-	-	6	-	-	-
CEG - Tanguá	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEG - VÁRIOS	-	74	2.741	-	-	-	100	1	-	-	-	-	-



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Anexo 05 – Base de Remuneração de Ativos

PROPOSTA GT						
CEG - Evolução da Base de Ativos (R\$ mil/Ano)						
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Imobilizado até 4Q Inicial	3.199.380,00	3.118.150,00	2.951.072,57	2.784.206,76	2.617.526,02	2.453.179,73
Reposicao da Dep. Imobilizado 4Q	80.240,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Depreciação Imobilizado Inicial	161.470,00	167.077,43	166.865,81	166.680,74	164.346,29	162.633,22
Imobilizado até 4Q Final	3.118.150,00	2.951.072,57	2.784.206,76	2.617.526,02	2.453.179,73	2.290.546,51
Imobilizado 5Q Inicial	0,00	271.158,78	404.150,09	544.402,53	706.578,57	850.753,06
(+) Investimentos	275.754,69	144.049,05	157.161,95	184.784,67	172.741,88	165.371,62
(-) Depreciação Investimentos	4.595,91	11.057,73	16.909,51	22.608,62	28.567,40	34.202,63
Imobilizado 5Q Final	271.158,78	404.150,09	544.402,53	706.578,57	850.753,06	981.922,05
Imobilizado Total Inicial	3.199.380,00	3.389.308,78	3.355.222,67	3.328.609,29	3.324.104,60	3.303.932,79
Imobilizado Total	3.389.308,78	3.355.222,67	3.328.609,29	3.324.104,60	3.303.932,79	3.272.468,56
Diferido até 4Q Inicial	19.453,46	2.764,04	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Amortização Dif Ini	16.689,42	2.764,04				
Diferido até 4Q Final	2.764,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Diferido Total Inicial	19.453,46	2.764,04	0,00	0,00	0,00	0,00
Diferido Total Final	2.764,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Intangível Inicial	26.456,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Amortização Intangível	26.456,63					
Intangível Final	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Intangível inicial 4ºQ (3º Aditivo Contratual)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Amortização dos gasodutos não obrigatórios	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Depreciação intangível 4ºQ (3º Aditivo contratual)	0,00					
Intangível final 4ºQ (3º Aditivo contratual)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Base Remunerável Inicial	3.218.833,46	3.392.072,82	3.355.222,67	3.328.609,29	3.324.104,60	3.303.932,79
Base Remunerável Final	3.392.072,82	3.355.222,67	3.328.609,29	3.324.104,60	3.303.932,79	3.272.468,56



Governo do Estado do Rio de Janeiro
 Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Anexo 06 – Fluxo de Caixa - Cálculo do Reposicionamento das Margens de Distribuição

CÁLCULO DE m						
Em R\$ milhões	Ano					Valor Presente
	2018	2019	2020	2021	2022	
I = 0,66*Margem Não Reposicionada	662,08	564,83	649,00	650,80	653,59	2.442,32
II = 0,66*Custos e Despesas Operacionais	268,38	219,56	213,68	218,53	223,50	886,49
III = 0,66*Receitas Correlatas	14,79	14,96	15,17	15,43	15,70	58,35
IV = 0,34*Depreciação	61,51	62,48	64,36	65,59	66,92	245,89
V = 0,34*Juros s/ Capital Próprio	34,22	38,44	42,97	42,97	42,97	153,51
VI = Investimentos	144,05	144,15	184,78	172,74	165,37	618,87
VII = Recuperação da Retroatividade	25,18					
VIII = Compensação das Deliberações	3,65					
IX = Base Inicial de Ativos Regulatórios	3.392,07					
X = Base Final de Ativos Regulatórios	0,00	0,00	0,00	0,00	3.272,47	2.085,42
XI = Compensação de Investimentos não realizados	95,06					86,87
XII = Devolução tarifa recebida p/invest suprimidos III TA	182,84					
$m = [IX + VP(II) - VP(III) - VP(IV) - VP(V) + VP(VI) + VP(VII) + VP(VIII) - VP(X) - VP(XI) - VP(XII)] / VP(I)$						
m =	0,8653194					
					Taxa de Remuneração:	9,43%



AGÊNCIA REGULADORA DE ENERGIA E SANEAMENTO BÁSICO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO

VOTO Nº 19/2021/CONS-03/AGENERSA/CONSDIR/AGENERSA

PROCESSO Nº SEI-220007/000933/2021**INTERESSADO: CONSELHEIRO SILVIO CARLOS SANTOS FERREIRA****CONSELHEIRO**

José Carlos dos Santos Araújo

Processo nº.:	E-12/003/124/2017 e E-12/003/125/2017
Autuação:	14/02/2017
Concessionária:	CEG e CEG RIO
Assunto:	4ª Revisão Tarifária Quinquenal da Concessionária CEG e 4ª Revisão Tarifária Quinquenal da Concessionária CEG RIO.
Sessão:	10/03/2021.

VOTO EM SEPARADO

1. Prefácio:

Cuidam-se de processos que analisam os pleitos de Revisão Quinquenal das concessionárias CEG e CEG RIO, com relação aos quartos quinquênios das concessões, quinto ciclo, abrangendo os anos de 2018-2022, inclusive.

Apesar do árduo e profícuo trabalho desenvolvido pelos I. Conselheiros Relatores e por toda a equipe da AGENERSA ao longo desses 3 (três) anos, ousou apresentar voto em separado, no intuito de deixar consignadas as minhas convicções.

Todavia, antes de adentrar nas questões de mérito, cabem, aqui, algumas considerações iniciais.

De início, gostaria de parabenizar o excelente trabalho desenvolvido pelos Conselheiros Relatores dos processos *sub judice*, que brilhantemente conduziram suas instruções, promovendo diversas consultas e audiências públicas e oportunizando manifestações por toda a sociedade interessada, na tentativa de proporcionar ambiente adequado ao debate regulatório. A partir desta conduta de ampla publicidade que foi possível o enfrentamento de questões importantes, como pudemos observar ante a leitura dos votos prolatados pelo I. Conselheiro Silvio Santos, atual relator. Muito embora minha manifestação seja autônoma, não poderia me furtar de reconhecer todo o esforço dispendido, laureando seu trabalho.

De igual modo, gostaria de render homenagens ao trabalho realizado pela consultoria contratada, Fundação Euclides da Cunha – Universidade Federal Fluminense (FEC-UFF), o qual notoriamente foi produzido com muito profissionalismo e esmero, expondo ideias e posicionamentos de forma clara em todos os relatórios, fazendo transparecer a qualidade técnica de uma universidade pública.

Todavia, ao longo das suas análises, a FEC – UFF não adentrou nas questões pormenorizadas relativas aos 3º Termos Aditivos aos Contratos de Concessões, limitando-se a traçar dois cenários: um considerando e outro desconsiderando os efeitos do referido aditivo contratual, sem maiores digressões sobre o tema. Na

verdade, somente apresentou cálculos, no intuito de, em suas palavras, “*tornar transparente para a Agenersa e para todos os interessados, o impacto potencial que tal decisão pode trazer para as tarifas das concessionárias*”. E encerrou a abordagem posicionando-se da seguinte forma:

“A consultoria entende que a revisão tarifária não é o foro adequado para a contestação dos Terceiros Termos Aditivos. Tais termos foram assinados pelas partes e não existe contestação jurídica formal que anule seus efeitos, mesmo que de forma liminar. Por esta razão, a consultoria sugere à Agenersa que se considere válidos os Terceiros Termos Aditivos para o processo de revisão tarifária e remeta o debate associado à eventual contestação da validade destes termos para um processo específico.”

Nesse aspecto, apesar do excelente trabalho apresentado, a FEC-UFF deixou um vazio por não adentrar em uma discussão importante, quase que nodal das revisões em apreço. Isso, porém, não diminui a qualidade do trabalho que a consultora elaborou, merecendo reconhecimento e glórias.

Também merecem ser citadas aqui as obras desenvolvidas pelo Grupo de Trabalho da AGENERSA, constituído por integrantes de diversos setores técnicos com o fim de cuidar das Quartas Revisões Quinquenais que ora se aprecia, e da Procuradoria desta Casa. Em todas elas, foi possível observar a dedicação e o cuidado dos seus signatários no desenvolver dos textos, procurando relatar em detalhes tudo quanto se passou na instrução, coroando os trabalhos já desenvolvidos pela FEC-UFF e apresentando nitidamente todos os aspectos que compõem seus juízos de convencimento.

Em que pese todo o reconhecimento do esforço empregado pelos envolvidos, faz-se necessário pontuar que o Grupo de Trabalho não abordou as questões correlatas a validade e eficácia dos Terceiros Termos Aditivos, bem como os efeitos deles oriundos e suas consequências nas Concessões. Referidos termos vez mais foram abordados de forma superficial, permitindo que dúvidas permanecessem circundando as análises destas Revisões Quinquenais.

Estes assuntos, todavia, serão abordados com maior profundidade em tópico próprio, sendo esta uma mera introdução ao tema e uma concisa explanação inicial dos pontos discordantes.

A bem da verdade, meu entendimento converge com o do Grupo de Trabalho em grande parte dos temas, tal como apresentado por meio dos relatórios finais, de forma que corroboro com seu posicionamento com relação aos seguintes tópicos:

- (i) receitas correlatas (item 12)
- (ii) compensação dos investimento (item 13.1)
- (iii) compensação da retroatividade da 3ª RQ (item 13.2)
- (iv) deliberações a compensar (item 13.3)
- (v) devolução de tarifa recebida para os investimentos suprimidos pelo III TA (item 13.4)
- (vi) OPEX, salvo publicidade e propaganda, segundo abordado no item 3, do presente voto (item 14)
- (vii) cenário de investimentos (item 15)
- (viii) demandas (item 16)
- (ix) Capex (item 17)
- (x) faturamento (item 18)
- (xi) taxa de remuneração de capital (item 20)
- (xii) juros sobre o capital próprio (item 21)
- (xiii) metodologia para o cálculo de “m” – fluxo de caixa descontado (item 22)
- (xiv) ampliação da tarifa social.

Também manifesto concordância com a sugestão formulada pelo Grupo de Trabalho, constante no último parágrafo do relatório final, com relação a proposta de criação de regra de compensação dos valores tarifários cobrados a maior nos anos de 2018, 2019 e 2020, que assim propôs:

“Sugerimos, ainda, que seja incluída na decisão final uma regra de compensação dos valores tarifários cobrados a maior durante os exercícios de 2018, 2019 e 2020, que sugerimos sejam levantadas em conjunto pela Concessionária e pelos Órgãos Técnicos da AGENERSA. Nossa proposta, de antemão, é que a compensação seja feita através de um redutor tarifário, em mecanismo similar em tudo àquele praticado após a decisão da III Revisão Quinquenal. A aplicação do redutor deverá se dar nos exercícios de 2021 e 2022.”

Acrescento tão somente que os meses iniciais do ano de 2021 deverão ser incluídos nesse cálculo, uma vez que igualmente não contemplados pelo redutor tarifário a ser imposto por ocasião do presente julgamento.

Destaco, entretanto, que diante da ausência de acesso às planilhas onde os cálculos foram realizados, adicionada a expertise técnica do Grupo de Trabalho e da Consultora contratada para atuar na presente revisão, acatando as explicações apresentadas nos seus respectivos relatórios finais, manifesto concordância com os cálculos apresentados nos itens acima apontados, sem refazê-los.

Dito isto, ainda nestas linhas iniciais, cabe tecer alguns comentários a respeito das razões de apresentar voto em apartado neste momento, redigido somente a partir dos pareceres, trabalhos, manifestações e contribuições ofertadas pelos interessados em consultas e audiências públicas e ao longo da instrução processual, sem formular formal pedido de vista, que, diante da posse da documentação completa, incluindo planilhas em meio digital - com acesso sem entraves, nos programas onde originalmente foram desenvolvidas e, portanto, liberadas para alterações, ainda que de forma experimental - possibilitaria estudo com maior profundidade dos tópicos divergentes.

Eventual formulação de pedido de vista, neste momento, tem o potencial de causar impacto negativo a toda uma coletividade (usuários e Concessionárias). Isto porque as revisões, que já estão atrasadas, teriam sua finalização novamente postergada, assim como a aplicação das tarifas de equilíbrio, cuja vigência deveria iniciar em 01 de janeiro de 2018.

Reproduzindo as palavras da d. Procuradora do Estado do Rio de Janeiro, Alice Voronoff, em bela defesa recentemente produzida contra o pedido de tutela antecipada formulado pelas concessionárias em ação judicial em trâmite perante a 1ª Vara de Fazenda Pública da Comarca da Capital – RJ, sob o n.º 0290848-46.2020.8.19.0001, a necessidade de finalizar a análise das revisões que se procede, apresentando posicionamento a respeito da forma de se equilibrar os Contratos de Concessão, justifica-se pelo seguinte:

“As concessões de gás canalizado, operadas pela CEG e CEG Rio, contam com quase 1 milhão de usuários em todo o Estado do Rio de Janeiro, sendo o gás fator fundamental nos lares das famílias (usado em aquecedores e fogões a gás), no comércio (fornos de padarias, de restaurantes e outros), na indústria (como fonte de geração térmica para mover máquinas, combustível nas termelétricas e outros usos) e no fornecimento de GNV para automóveis de passeio e táxis.

Serviço público essencial para a economia, a distribuição de gás canalizado serve de instrumento de política econômica para o Governo do Estado (Poder Concedente) incentivar setores econômicos e regiões geográficas, mediante instrumentos de política tarifária diferenciada, influenciando diretamente na geração de emprego, renda e receita tributária. É peça de fundamental importância, principalmente, nesta época de crise, contribuindo para atração de novos investimentos

importantes nos efeitos econômicos, bem como para manter ou garantir competitividade de serviços e produtos relativamente a outros concorrentes de diversos Estados da federação.

A Revisão Tarifária, que ocorre a cada cinco anos, é o momento de implantação de políticas econômicas pelo Poder Concedente e de se buscar o reequilíbrio tarifário, não só para as concessionárias, mas também em prol da modicidade tarifária para os usuários. Ou seja, equilíbrio para ambos os lados.

Na revisão, são estipulados investimentos em novas redes e ramais (para captação de novos clientes, como novas instalações comerciais, residenciais e industriais), gerando efeitos na construção civil, no comércio e indústrias. São fixadas inversões de capital em manutenção e renovação de redes visando a segurança da população para evitar explosões, com mortes e perigo ao meio-ambiente.

Outro ponto de essencial importância, especificamente na 4ª Revisão Tarifária em curso (ciclo 2017/2022), é a expansão da tarifa social aos consumidores de baixa renda, pedido expresso da Defensoria Pública do ERJ (Nudecon) e da 5ª Promotoria de Defesa do Consumidor da Capital, que participam do processo, para abranger mais usuários além daqueles hoje já atendidos, na sua maioria moradores dos Programas Minha Casa Minha Vida, e Morar Carioca, tendo um lado social muito importante que abarca mais de 30 mil famílias .

A Revisão, assim, é um processo dinâmico e crucial voltado a analisar os vários interesses envolvidos, incluindo não apenas os das concessionárias, mas os de manutenção da modicidade tarifária, de implemento de novas técnicas, de melhoria dos serviços e de expansão da rede de usuários e garantia do implemento das metas editadas pelo Poder Concedente.

Enquanto não é efetuada a revisão, as concessionárias praticam as tarifas da revisão passada, atualizadas pelo IGPM, que podem estar muito acima do adequado, e realizam investimentos que podem não ser os prioritários para o Poder Concedente. Isso evidencia a relevância e urgência para se terminar o processo de revisão em curso e acabar com a insegurança jurídica.

No momento atual, a revisão está atrasada, pois, segundo a Agência, as Autoras entregaram suas propostas fora dos prazos, posteriormente trocaram a proposta inicial, voltando os trabalhos ao início. Além disso, houve mudança de governo e a pandemia de COVID.

Paralisar os trabalhos da revisão significaria adiar investimentos essenciais; adiar projetos de novos usuários comerciais ou industriais que não possuem rede em suas localidades, ou que não sentem segurança para investir por não terem noção de quais tarifas irão ser praticadas; além de chancelar eventual prática de tarifas muito elevadas, prejudicando milhares de consumidores no Estado e deixando de atrair investimentos com geração de empregos.”

De mais a mais, não se pode olvidar que estão em trâmite nesta Agência duas outras Revisões Quinquenais, cujos termos iniciais contratualmente previstos para incidência das novas tarifas de equilíbrio também já foram ultrapassados. As equipes técnicas desta Casa, por óbvio, estão sobrecarregadas, tendo de enfrentar os desafios de tratar destes processos super delicados e ainda atender à toda demanda ordinária da Agenesra.

Ademais, cabe recordar que o contrato de prestação de serviços de consultoria pela FEC-UFF, mesmo sem a utilização da totalidade das horas contratadas, por uma questão burocrático-administrativa, não foi renovado, o que, para este subscritor, foi a razão fundamental da iniciativa de lavratura do presente voto em apartado, renunciando à prerrogativa conferida pelo artigo 75, do Regimento Interno. Sanar por completo as dúvidas que permeiam meu raciocínio somente seriam possíveis através do refazimento de alguns cenários.

O Grupo de Trabalho, constituído para tratar das Revisões Quinquenais das Concessionárias CEG e CEG RIO, é composto por funcionários integrantes do corpo técnico desta Casa (CAPET, CAENE, Procuradoria), que, por sua vez, consoante já mencionado, estão sobrecarregados com imensos desafios regulatórios, de forma que não teriam condições de dispensar ao meu Gabinete o suporte e a dedicação necessários para que os processos fossem devolvidos em prazo exíguo.

Por estes motivos, meu propósito com a presente manifestação é o de pontuar pensamentos e pontos de vista a respeito dos assuntos submetidos à apreciação deste Conselho, por ocasião das revisões ordinárias dos Contratos de Concessão que ora se procede, suscitando questões que entendo relevantes para o momento, tal como a confusão jurídica que cerca os Terceiros Termos Aditivos, e, ao mesmo tempo, apresentar opinião pessoal já consolidada a respeito de alguns temas, como veremos abaixo.

Outrossim, esclareço que a única manifestação, apesar de se tratar de dois processos distintos nos quais se procedem as revisões quinquenais de duas Concessionárias igualmente distintas, justifica-se porque não estou adentrando nas especificidades das concessões, pelas impossibilidades já explicadas. Os pontos divergentes são comuns às concessões e não carecem de análise individualizada para serem debatidos, motivo porque meu voto divergente está sendo lavrado em documento único, em duas vias originais, a serem autuadas uma em cada processo de Revisão Quinquenal das Concessionárias Ceg e Ceg Rio.

2. Gás Velho(válido somente para a Concessionária Ceg)

Em 26 de outubro de 2017, no âmbito do processo n.º E-12/003/263/2017, através do qual foi apreciado pedido de autorização de venda do imóvel em questão formulado pela Concessionária, por intermédio da Deliberação AGENERSA n.º 3.260[1], o Conselho Diretor decidiu, por unanimidade, remeter a questão para ser analisada no âmbito da 4ª Revisão Quinquenal que ora se procede. Vejamos:

“**Art. 1º** - Não autorizar, neste momento, a venda do imóvel situado à Avenida Presidente Vargas, n.º 2610, Cidade Nova, Rio de Janeiro/RJ.

Art. 2º - Remeter a análise do pleito apresentado no presente processo à próxima Revisão Quinquenal da CEG, para fins de enquadramento do imóvel acima citado e cálculo tarifário.

Art. 3º - Esta Deliberação entrará em vigor a partir da data da sua publicação.”

Para tratar das temáticas, no âmbito da Agenera foram inaugurados os processos regulatórios n.º E-33/100/417/2003, n.º E-13/003.293/2015 e n.º E-12/003/263/2017, ante a sua importância social de difusão de conhecimento histórico. No edifício em questão funcionou a primeira fábrica de gás do país, construído ainda no Brasil Império, alcunhada de Fábrica do Aterrado, bem como o Museu do Gás, que funcionava neste imóvel.

Cabe, aqui, registrar que o processo n.º E-12/003/263/2017 foi inaugurado, em verdade, a partir de esclarecimentos apresentados pela Concessionária em outro processo, o regulatório de n.º E-12/003/293/2015, que cuidava dos “*Desvios de documentos históricos do Museu da CEG*”, identificados a partir de reportagem veiculada no jornal O Globo em 28 de junho de 2015, noticiando o desvio de documentos históricos, que compunham o acervo do Museu do Gás. Ao apurar o problema, pela Deliberação AGENERSA n.º 2.587/2015[2], em seu artigo 1º, o Conselho Diretor determinou que a Concessionária respondesse a uma série de quesitos e apresentasse projeto de reforma e manutenção do Museu do Gás. *Ipsis Litteris*:

“**Art. 1º** - Determinar à Concessionária CEG que, no prazo de 60 (sessenta) dias, apresente a esta AGENERSA:

I – Resposta às indagações apresentadas pela Câmara de Energia, no Ofício AGENERSA/CAENE Nº. 016/15:

- a) Do que se tratam estes documentos?
- b) São documentos do Acervo do Museu do Gás?
- c) Ao tomar conhecimento do fato, quais providências foram adotadas pela CEG?
- d) Quais outras informações que julgam necessárias para melhor entendimento da matéria?

II – Projeto para reforma e manutenção do Museu do Gás;

III – Projeto para catalogar todo acervo histórico do Museu do Gás.”

Como resposta, a Concessionária, por intermédio da DIJUR-E-1660/2015, enviada em 17 de dezembro de 2015, informou, com relação ao imóvel do Gás Velho, que está trabalhando em 2 (duas) fases distintas e não simultâneas:

a) 1ª fase: reforma do imóvel “*com o intuito de deixar o bem em bom estado de conservação, tendo sido contratado o escritório de arquitetura e restauração ASTORGA CONSULTORIA PLANEJAMENTO E GERENCIAMENTO DE PROJETOS LTDA – ME, conforme contrato em anexo, que, inclusive, já realizou e apresentou o projeto (cd em anexo), estando prestes a iniciar as obras*”;

b) 2ª fase: reavaliação do espaço para definir a utilização do bem, podendo servir como salas de treinamento, escritórios, auditórios, centros de exposição, bem como “museu”.

No processo E-12/003/263/2017, no entanto, através da carta DIJUR-E-0681/2017, em 21 de julho de 2017, a Concessionária, por sua vez, pleiteia “*a esta AGENERSA autorização para venda do referido imóvel, uma vez que o mesmo não se encontra vinculado à prestação do serviço, ou seja, não é bem operativo, não sendo, portanto, indispensável a continuidade/ da distribuição de gás canalizado*”.

Assim, nota-se que apesar de abordados em autos distintos, certo é que os assuntos têm uma similitude, sendo, em verdade, complementares, merecendo tratamento em conjunto para evitar decisões conflitantes ou destoantes em algum ponto. Por este motivo, erespitando decisão colegiada da Agenesra de tratar do tema no âmbito da 4ª Revisão Quinquenal, trago-os à baila para que alcancemos posicionamento contundente, colocando uma pá de cal sobre a questão.

Em razão do exíguo espaço de tempo entre a publicação da pauta desta Sessão Regulatória Ordinária e a presente data, não consegui identificar o momento processual de cada um desses processos, por falta de tempo hábil. Entretanto, atendendo ao comando editado pela Deliberação AGENERSA n.º 3.260/2017, procedo com a análise dos temas citados pelos motivos já expostos.

O prédio do Gás Velho, também conhecido como Fábrica de Gás ou Fábrica do Aterrado, teve sua construção iniciada em 1852 e concluída em 1853 por iniciativa do Sr. Irineu Evangelista de Sousa, o Barão de Mauá, sendo parte integrante da história brasileira. Nele, funcionaram as instalações da primeira fábrica de gás do país, que desde 1857 iluminou à gás as ruas da cidade do Rio de Janeiro, pouco mais de três mil residências e três teatros. Era um dos estabelecimentos mais importantes do Brasil Império, estando entre as maiores fábricas de gás do mundo.

Ante a sua importância, em 1983 o prédio foi provisoriamente tombado pelo INEPAC (Instituto Estadual do Patrimônio Cultural) e, através do processo E-03/005.115/79, em 06 de setembro de 1990 teve sua importância histórica e cultural definitivamente confirmada com o tombamento definitivo, tornando-se bem protegido pelo Estado por ser patrimônio oficial público.

Desde a edição da primeira Carta de Atenas, em 1931, que marcou o começo das formulações governamentais, em nível internacional, de diretrizes voltadas para a proteção e conservação do patrimônio cultural, perpassando pelas Carta de Atenas de 1933 e Carta de Veneza de 1964, sem elencar as demais inovações inseridas a partir de suas reedições, tem-se muito claro o significado e a importância do patrimônio histórico, cultural e artístico, tendo em vista sua função social de preservação da cédula de identidade de uma comunidade.

Toda a literatura nos ensina que relegar imóvel vetusto, mas tombado, ao abandono, permitindo sua destruição, é crime social e cultural, porque permite o desaparecimento da memória local.

Além disso, o tombamento tem o condão não somente de preservação da história, mas de promover a inovação, na medida em que somente conhecendo o passado é possível produzir algo novo e inusitado. É a concepção de que somente a partir do conhecimento do passado é possível criar o futuro. Para expressar

essas ideias é que surgiram os adágios “quem não conhece o passado está fadado a repeti-lo” ou “só quem conhece o passado é capaz de fazer o futuro”.

Entretanto, a preservação do patrimônio histórico, artístico e cultural não foi idealizada para ser meramente contemplativa de tempos idos nem para ser deixada num canto, sem uso e sem vida. Só há preservação efetiva do patrimônio se, além de conservado, ele também estiver integrado a urbes e em uso. Então, mesmo que o prédio seja reformado e mantido em todas as condições ideais, não pode permanecer trancado e relegado ao abandono.

Para que os fins almejados pelo tombamento e preservação sejam atingidos é necessário que este imóvel esteja em uso, ainda que não seja seu uso original; é necessário que à ele seja dada vida. Somente com sua integração a urbes, conferindo-lhe serventia, é que poderemos considerar o imóvel preservado, permitindo cotidianos estudos e comparações.

As principais cidades do mundo prezam pela preservação de seu patrimônio segundo as Cartas de Atenas e de Veneza, acima citadas, recuperando, conservando os imóveis tombados e incluindo-os a urbes. Temos inúmeros exemplos bem sucedidos na cidade do Rio de Janeiro, como o Paço Imperial, a Biblioteca Nacional, a Fundação Oswaldo Cruz, o Theatro Municipal, o Centro Cultural do Banco do Brasil, o Real Gabinete Português, dentre outros. Aliás, podemos citar como exemplo correlato a própria cidade sede do acionista majoritário da Naturgy, Barcelona, que possui construções preservadas desde o período medieval.

Ao firmar o Contrato de Concessão, a Concessionária CEG já tinha conhecimento da existência do imóvel do Gás Velho e dos deveres de manutenção e conservação a ele correlatos, em especial ante a sua importância para a história brasileira. Sua existência não foi fato obscuro ou não revelado no edital licitatório.

Em julho de 2005, a CEG editou excelente livro, denominado “A História do Gás do Rio de Janeiro para o Brasil”, cuja capa é um desenho do prédio na época da sua fundação, narrando em detalhes a história que o circunda e demonstrando toda a importância do prédio da Fábrica do Aterrado. Aliás, há uma série de publicações especificamente sobre este imóvel, que hoje está abandonado.

Apesar disso, é possível notar um claro descaso da Concessionária com um bem tombado, um bem que já lhe prestou serventia, mas que hoje está fechado e com reboco caindo. Isso sem falar na parte interna que se encontra numa situação deplorável, beirando a ruína.

Ao pleitear a venda do prédio nos autos do processo regulatório n.º E-12/003/293/2015, a Concessionária acosta laudo muito bem elaborado por consultoria especializada que, para justificar o valor sugerido para venda e locação, esmiúça seus atrativos. A consultoria contratada pela CEG destaca, como pontos positivos e atrativos de investidores, seu tamanho, excepcional localização (em área de expansão natural do Centro da Cidade, considerada como um novo polo de desenvolvimento, próximo ao Centro Administrativo São Sebastião, cercado de vasta malha viária, conectado por farto transporte público e muito bem servido de serviços públicos básicos), singularidade em razão da sua memória histórica e potencialidades de uso, podendo ser utilizado não somente de forma corporativa, como também por instituições de ensino, clínicas e galerias de arte.

O laudo acostado valorou a Fábrica de Gás da seguinte forma: em caso de locação, estimou valor mensal de R\$ 97.400,00 (noventa e sete mil e quatrocentos reais) mensais; para o caso de venda, valorou o imóvel em R\$ 5.200.000,00 (cinco milhões e duzentos mil reais)[1].

O que causa espanto é que mesmo em poder de um imóvel valioso, bem localizado e servido de todos os essenciais serviços, incluindo farto transporte público e malha viária, próximo a aeroportos, com imenso potencial para ser utilizado como sede, a Concessionária insiste em relegá-lo ao abandono, deteriorando-se, em detrimento da locação de imóveis mais modernos, mas que lhe impõe um custo fixo mensal a título de aluguel de espaço para a sede.

Há anos as concessionárias optam pelo pagamento de aluguéis caros, lançando na tarifa para que o usuário remunere seu custo. Referida despesa seria plausível, se não houvesse a possibilidade de uma sede própria - já que foi por opção que a Naturgy deixou de investir em obras de recuperação e restauração do prédio do Gás Velho, ao invés de adequá-lo para sua utilização como sede.

Como se observa, o descaso suscitado atinge duplamente à população do Estado do Rio de Janeiro, porque desconsidera o valor histórico de um prédio tombado, não preservando o patrimônio local, e porque repassa o ônus do pagamento de aluguéis aos usuários.

No processo n.º E-12/003/263/2017, o I. Conselheiro Relator não autoriza a venda do imóvel em questão, mas transfere a apreciação definitiva do pedido para a 4ª Revisão Quinquenal, ou seja, para o momento presente.

Por ser bem da concessão, a venda só pode ocorrer com autorização do Poder Concedente. Contudo, na minha opinião, não se põe à venda parte da história brasileira, em especial quando conectada às atividades desenvolvidas, confiadas por meio de concessão. Menos ainda, permite-se deteriorar dito patrimônio sem uso qualquer.

Insta consignar que, apesar da relevância, vez que não se trata de um bem reversível qualquer, não observei qualquer análise por parte da consultoria FEC-UFF ou do Grupo de Trabalho sobre o tema. Apesar disso, lastreando-me nos elementos encontrados nos autos dos processos n.º E-33/100/417/2003, n.º E-13/003.293/2015 e n.º E-12/003/263/2017, proponho que este Conselho Diretor: (i) conceda negativa definitiva da venda do Gás Velho; (ii) determine a análise da questão pelo Grupo de Trabalho, em especial para avaliar a imposição de recuperação do imóvel para uso como sede e/ou reimplantação do Museu do Gás em prazo adequado; e (iii) determine o envio de comunicação ao Ministério Público Estadual e ao INEPAC, solicitando providências quanto a preservação e uso adequado do referido bem.

3. Uso da marca Naturgy:

Outro ponto sensível, que incita comentários e sobre o qual ostento posicionamento divergente são os gastos com publicidade. No meu ponto de vista, entendo que devem ser glosados todos os dispêndios financeiros com a promoção da marca Naturgy, em detrimento das marcas Ceg e Ceg Rio.

E aqui se encaixa a necessidade de apreciação da questão atinente ao uso e promoção exclusiva da marca Naturgy em detrimento das marcas Ceg e Ceg Rio.

Decerto o tema é objeto de processo autônomo, em trâmite nesta Casa, mas os gastos com publicidade devem ser tratados no escopo da revisão que ora se procede. Independente da razão, certo é que não há decisão da Agenesra sobre o tema e as Concessionárias permanecem sendo beneficiadas por mais esse vácuo regulatório.

A marca de uma empresa é um ativo intangível, tendo valor econômico no mercado. Não é por outro motivo que empresas registram suas logotipos e marcas no Instituto Nacional da Propriedade Industrial (INPI), para se verem resguardadas de aventureiros que buscam desenvolver seus negócios no rastro do trabalho alheio.

E não é só a marca que identifica uma empresa, mas também seu logotipo e marca, não sendo incomum o reconhecimento de uma empresa, um serviço ou um produto somente através da visualização de uma imagem, ou seja, sua logo ou Marca. Isso faz com que a logotipo também tenha valor próprio de mercado.

A Naturgy, porém, ignorando essas questões de forma intencional, promovendo sua empresa às custas das Concessões de distribuição de gás natural no Estado do Rio de Janeiro que detém temporariamente, deixou de utilizar as marcas e a logotipo Ceg e Ceg Rio, substituindo pelas suas próprias.

Há uma conhecida técnica de promoção, difusão e consolidação de uma marca no mercado, denominada *Branding*. Através desta técnica, a empresa adota uma série de ações e medidas para construir uma marca forte, que automaticamente será correlacionada a um produto ou serviço ante a mera visibilidade. Por vezes, a marca se torna tão forte, que passa a ter valor superior ao próprio produto ou serviço oferecido que representa. Como se pode pressupor, a finalidade precípua do *Branding* é incrementar o valor monetário da marca para, como consequência, aumentar o valor da própria empresa.

A Naturgy é apenas a controladora temporária das Concessões de distribuição de gás natural do Estado do Rio de Janeiro. Uma vez alcançado o termo final previsto no Contrato, nova licitação ocorrerá e o licitante vencedor pode ser outra empresa. Caso isso venha a ocorrer, a Naturgy deixará as Concessões sem identificação, porque esvaziou suas marcas e logotipos “Ceg” e “Ceg Rio”, fortalecendo a sua própria.

Em síntese, o que pretende a Naturgy é a sua própria valorização, como de praxe numa iniciativa privada. O problema aqui constatado é que este incremento valorativo está ocorrendo às custas dos usuários, uma vez que os gastos com publicidade, que já há alguns promove unicamente a marca “Naturgy”, são repassados para a tarifa. Em outras palavras, para além da falta de identidade que restará às Concessões Ceg e Ceg Rio, carecendo de um trabalho caro de publicidade para recuperação perante o mercado, a Naturgy levará consigo uma marca muito mais fortalecida e isso às custas dos usuários que, por meio de aportes tarifários, arcam com os custos da publicidade de algo que não será aproveitado pelas Concessões, mas unicamente pela atual empresa privada controladora dessas Concessões.

Apesar de entender que o tema carece de aprofundamento da instrução para amplo debate e só então motivar decisão definitiva do Conselho Diretor desta Casa, desde já proponho a glosa dos gastos com publicidade desta revisão, porque o incremento do valor agregado da marca “Naturgy” - empresa controladora das Concessões Ceg e Ceg Rio - são custos que devem ser suportados individualmente por ela, não sendo transferidos aos usuários. Assim, dirijo quanto a esta rubrica, entendendo, a priori, pela sua exclusão.

Proponho, ainda, que este Conselho Diretor determine que as marcas Ceg e Ceg Rio voltem a ser utilizadas, recuperando seu valor.

4. Terceiros Termos Aditivos:

Os Terceiros Termos Aditivos aos Contratos de Concessão (Ceg e Ceg Rio), assinados em 2014, na minha opinião, constituem-se no ponto nodal desta Revisão Quinquenal, merecendo todas as atenções.

O melhor cenário restaria configurado se houvesse possibilidade de formular pedido de vista para que, ao nos debruçarmos sobre o assunto, fosse possível alcançarmos posicionamento definitivo e indene de dúvidas. Contudo, pelas razões expostas em linhas iniciais, renuncio a esta prerrogativa, para evitar maiores delongas na apreciação do feito, que já se encontra atrasada. Adicionalmente, tem-se o término do contrato de prestação de serviços firmado com a Consultora FEC-UFF e a sobrecarga de trabalho que assola o corpo técnico da Agenera, já que, além de toda demanda ordinária, cuida ainda de duas outras revisões quinquenais.

Os 3º Termos Aditivos aos Contratos de Concessão foram originados a partir de um pedido formulado pelas Concessionárias ao Poder Concedente em 09 de maio de 2014, alterando previsões de investimentos determinadas por ocasião dos 1º e 2º Termos Aditivos. Em breve relato, nestes, havia a previsão de implantação de gasodutos físicos de alta pressão para abastecimento de alguns municípios ainda não contemplados com o serviço de distribuição de gás canalizado.

O que foi pactuado entre as partes por via dos supracitados termos, foi conformado pela Agenera nas 2ª Revisões Quinquenais das Concessionárias, onde restou reservada, e lançada no fluxo de caixa, dotação orçamentária para possibilitar a consecução dos investimentos assinalados (vide Deliberações AGENERSA n.º 370/2009[3] e n.º 371/2009[4] e seus respectivos anexos).

As concessionárias não cumpriram integralmente o disposto naqueles termos nem, por conseguinte, nas respectivas 2ª Revisão Quinquenal, fato que motivou a aplicação de penalidade de multa, por descumprimento de tais obrigações, bem como a devolução dos valores correspondentes aos investimentos não realizados aos usuários, através das Deliberações AGENERSA n.º 1.618/2013[5] (Ceg) e n.º 1.619/2013[6] (CegRio).

No que tange a devolução dos valores correspondentes e sua dinâmica, CAENE e CAPET, em manifestação conjunta, esclareceram que:

“1. As obrigações decorrentes dos Termos Aditivos celebrados em 2004 e 2005 foram devidamente analisadas na II Revisão Quinquenal das Concessionárias, concluída em 2009, de onde se originou novo pacto, vencido em dezembro de 2012 e já substituído pelas obrigações decorrentes das III Revisão Quinquenal. A estrutura física ora apreciada e os elementos operacionais associados constam dos programas de obras propostos;

2. As previsões econômico-financeiras relativas às intervenções propostas (por fim, repactuadas) e aquelas relativas aos elementos operacionais são sempre incluídas nos cálculos da determinação das margens tarifárias, estando representadas nas consolidações exaradas de cada ciclo revisional. Ressalte-se que, nos processos da II Revisão Quinquenal, houve o acompanhamento do cumprimento das metas físicas e financeiras, resultando em aplicação de multa pecuniária contratual, além dos montantes não investidos terem sido levados à compensação na III Revisão Quinquenal, em favor da modicidade tarifária. Os investimentos, aprovados pelo Poder Concedente, foram contemplados para execução ao longo do IV Ciclo contratual (2013 a 2017), nos valores de R\$ 130.84 milhões (CEG) e R\$ 205,55 milhões (CEG-RIO), ambos cópias em anexo das propostas das delegatárias, retiradas dos processos revisionais.” [7]

Nas Terceiras Revisões Quinquenais, que tramitaram perante esta Casa através dos processos regulatórios n.º E-12/020/522/2013(Ceg) e n.º E-12/020/523/2013(CegRio), atendendo à pedido do Poder Concedente tendo em vista a importância dos investimentos físicos previstos nos 1º e 2º Termos Aditivos, houve nova alocação de recursos para promover sua implantação.

No ano seguinte, todavia, a despeito do que foi pactuado entre as partes por meio de aditivos contratuais e desconsiderando a vontade já manifestada do Poder Concedente, no curso dos processos que cuidaram das revisões ordinárias após o terceiro ciclo, as Concessionárias formulam pedidos de substituição dos mesmos investimentos.

A Concessionária Ceg Rio, por meio da Carta PRESI-007/2014, solicitou ao Governo do Estado do Rio de Janeiro a elaboração de aditivo contratual “*prevendo a distribuição por meio de gasodutos virtuais (GNC e GNL) e, ainda, por meio de GNR, bem como, que seja prevista a alteração dos Termos Aditivos firmados em 14/07/2004 e 04/08/2005, prevendo a possibilidade de abastecimento dos municípios ali referidos por meio de GNC, GNL ou GNR*”. A carta cuidava dos municípios de Angra dos Reis, Cachoeira de Macacu, Nova Friburgo, Teresópolis e Saquarema.

Já a Concessionária CEG, por meio da Carta PRESI-006/2014, solicitava que referido procedimento fosse adotado com relação aos municípios de Mangaratiba e Maricá, alterando, assim, as disposições constantes no contrato firmado em 04/08/2005.

Isso, ao argumento que, à época, recente legislação (Leis Estaduais n.º 6.361/2012 e n.º 6.448/2013) previa estímulos para a interiorização da distribuição de gás natural canalizado por meio de GNC, em áreas onde inexistem redes de distribuição.

Ponderou que:

“É indiscutível que a utilização do GNC e do GNL permite, com menor custo, que seja alcançado o objetivo de expandir, em todo o território do Estado, o serviço e a cultura do gás canalizado, democratizando seu uso e estendendo-a a parcelas cada vez maiores da população.

Nessa esteira, é de suma importância que a universalização do uso o gás canalizado se desenvolva com observância aos princípios da eficiência e prudência na realização de investimentos.

Os sistemas de distribuição de GNC e GNL podem servir como veículos indutores de desenvolvimento de novos mercados consumidores e permitem a aceleração da expansão do serviço público de distribuição de gás canalizado, por meio dos gasodutos virtuais, os quais viabilizam a realização de investimentos que seriam economicamente inviáveis sem essa figura.”

Ambas correspondências foram autuadas no processo regulatório n.º E-12/001/1299/2014, inaugurado na Casa Civil, cujo assunto é “Acordos. Ajustes. Contratos. Convênios, Protocolo de Intenções. Termo de Cooperação Técnica”, que dá origem aos Terceiros Termos Aditivos, substituindo os gasodutos físicos por gasodutos virtuais, em troca de uma outorga compensatória ou ativo intangível regulatório.

À título de esclarecimentos, os 1º e 2º Termos Aditivos traziam outras obrigações, as quais deixo de apreciar por não ser esta a seara adequada, bem como porque acredito que já tenham sido objeto de processos próprios, ante o tempo já transcorrido entre os prazos conferidos naqueles termos e a presente data.

Também vale informar que o Tribunal de Contas do Estado do Rio de Janeiro já apreciou o teor dos Editais, Contratos 1º e 2º Termos Aditivos aos Contratos de Concessão de ambas Concessionárias. Abaixo, segue quadro detalhado dos processos em trâmite no TCE-RJ, que cuidam das temáticas:

Os 1º e 2º Termos Aditivos que as Concessionárias pretendiam alterar traziam a obrigação de implantação de gasodutos físicos, ante a construção de ramais de Alta Pressão (AP) com capacidade para atender plenamente aos municípios citados nos Terceiros Termos Aditivos.

Referidos termos, em seu bojo, além da determinação e dos prazos previstos, dispunham como penalidade para o descumprimento da obrigação detalhada a imediata perda de exclusividade contratual sobre as respectivas áreas objeto dos termos em referência.

Como as cláusulas determinantes da penalidade possuíam a mesma essência, tendo textos bem semelhantes, abaixo colaciono excerto de uma delas, para fins de elucidação do que está sendo narrado:

“3.1 – Sem prejuízo da aplicação de outras penalidades previstas no Contrato de Concessão, o não atendimento dos prazos e condições previstas na Cláusula Segunda deste **TERMO**, bem como o seu atendimento de forma inadequada, importará na imediata perda da exclusividade contratual sobre a(s) respectivas área(s) objeto da Cláusula Segunda deste **TERMO**, tal como previsto na Cláusula Sexta do Contrato de Concessão.”[\[8\]](#)

Assim reza a Cláusula Sexta, *caput*, dos Contratos de Concessão:

“CLÁUSULA SEXTA – INVESTIMENTOS

O ESTADO poderá, desde que comprovado relevante interesse público e assegurado retorno adequado aos investimentos a serem realizados, determinar à CONCESSIONÁRIA, dando-lhe prazo razoável, que passe a prestar o serviço concedido em determinadas áreas que não tenham sistema de distribuição em funcionamento, ou que passe a atender às necessidades de consumidores especiais. O não atendimento pela CONCESSIONÁRIA à determinação, por qualquer outro motivo que não seja o comprovado compromisso de fornecimento para outros consumidores de todo o gás por ela, CONCESSIONÁRIA, adquirido, implicará na imediata perda da exclusividade contratual sobre a área objeto da determinação, podendo o serviço a critério do ESTADO passar a ser prestado mediante nova concessão para a área, ou subconcessão parcial da já existente, em condições de prestação do serviço correspondentes àquelas oferecidas à CONCESSIONÁRIA, assegurando-se a esta remuneração adequada pela utilização de seu sistema de distribuição por parte da nova concessionária, ou subconcessionária, conforme for o caso. A determinação do ESTADO, para ser eficaz, deverá delimitar, obrigatoriamente, a área a ser atendida.”

Em detrimento disso, apenas em 09 de maio de 2014 as Concessionárias formularam pedido de alteração contratual, ignorando a já aperfeiçoada – ante o decurso do prazo aliado à inércia - perda da exclusividade da prestação de serviço de distribuição de gás canalizado nas áreas supracitadas.

Contudo, unicamente com foco no usuário do serviço, visando a manutenção da modicidade tarifária, em brilhante parecer, a Procuradoria da Secretaria, que à época cuidava de energia no âmbito estadual (Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia, Indústria e Serviços – SEDEEIS), opinou pela alteração proposta através de Termo Aditivo, afastando a aplicação da penalidade de perda da concessão, senão vejamos:

a. Do parecer datado de 23 de maio de 2014, constante às fls. 42-49, do processo n.º E-12/001/1299/2014, extraio o seguinte excerto:

“ Sob o prisma jurídico, como se trata de obrigação que passou a integrar o passivo da CEG e da CEG RIO por força dos termos aditivos de 2004 e 2005, fruto do exercício do direito conferido ao Estado na Cláusula Sexta do Contrato de Concessão, nada impediria, em tese, a alteração do modo de cumprimento da obrigação pela mesma via formal (termo aditivo), desde que comprovado pela área técnica desta Pasta que a alteração do modo de abastecimento – com a substituição de estruturas físicas de distribuição pelo fornecimento de GNC e GNL (gasodutos virtuais) e, ainda, GNR – atende, de fato, às melhores práticas em matéria de fornecimento de gás e se afigura a melhor solução para o abastecimento dos Municípios contemplados no presente processo, à luz do direito à adequada prestação do serviço público.

Há, contudo, uma questão que não pode deixar de ser enfrentada: os termos aditivos celebrados em 2004 e 2005 previam prazos específicos para a construção das redes físicas de distribuição para os Municípios ali mencionados, sob pena de aplicação da sanção prevista na própria Cláusula Sexta dos contratos de concessão, qual seja, *‘imediata perda da exclusividade contratual sobre a área objeto da determinação, podendo o serviço a critério do ESTADO passar a ser prestado mediante nova concessão para a área, ou subconcessão parcial de já existente, em condições de prestação de serviço correspondentes àquelas oferecidas à CONCESSIONÁRIA, assegurando-se a esta remuneração adequada pela utilização de seu sistema de distribuição por parte da nova concessionária, ou subconcessionária, conforme for o caso.’*

Ao que tudo indica, os prazos ali estipulados não foram cumpridos. Se as partes tivessem estipulado sanção pecuniária ou outra modalidade de penalidade para o descumprimento dos referidos prazos, seria necessária sua aplicação ou, eventualmente, sua conversão em outra espécie de compensação por parte das concessionárias. Entretanto, a sanção expressamente atribuída na Cláusula Sexta do Contrato de Concessão e nos respectivos aditivos para o não cumprimento do dever de abastecimento aos Municípios indicados é a *‘imediata perda de exclusividade contratual’* sobre a área dos referidos Municípios, *“podendo o serviço a critério do ESTADO passar a ser prestado mediante nova concessão para a área, ou subconcessão parcial já existente, em condições de prestação de serviço correspondentes àquelas oferecidas à CONCESSIONÁRIA, assegurando-se a esta remuneração adequada pela utilização de seu sistema de distribuição por parte da nova concessionária, ou subconcessionária, conforme o caso.”*

A aplicação de tal penalidade possivelmente não resolverá o problema do abastecimento dos referidos Municípios, na medida em que criará a necessidade de realização pelo Estado de nova concessão ou subconcessão parcial, nas condições da Cláusula Sexta, havendo sempre o risco da falta de interesse de agentes econômicos em prestar o serviço de abastecimento física de gás em Municípios do interior do Estado do Rio de Janeiro. Se for este o caso, a aplicação da penalidade contratualmente prevista periga trazer mais prejuízo ao Estado que benefício, hipótese na qual se deve cogitar de outras alternativas. De todo modo, como não há documento no processo sobre este tema, recomenda-se a remessa do presente processo administrativo à área técnica e econômica desta Pasta para verificar:

- i. se há viabilidade técnica e econômica de nova concessão ou subconcessão parcial da área representada pelos Municípios mencionados na proposta atual da CEG e da CEG RIO; e
- ii. caso a resposta ao item (i) acima seja positiva, se uma nova concessão ou subconcessão parcial seria, nos termos previstos no Contrato de Concessão, mais ou, no mínimo, igualmente vantajosa para o Estado em comparação com a proposta ora apresentada, considerando a necessidade de prestação adequada do serviço público em tela à população dos referidos Municípios.

Caso a resposta ao primeiro ou ao segundo quesito seja negativa, a proposta constante do presente processo administrativo poderá ser avaliada como alternativa à aplicação da penalidade e sem prejuízo da necessária oitiva da AGENERSA.”

b. Do parecer lavrado em 05 de junho de 2014, autuado às fls. 72-78, do processo regulatório n.º E-12/001/1299/2014, nos interessa o seguinte trecho:

“Diante da avaliação do órgão técnico desta Pasta, que recomenda expressamente a aplicação de tecnologias de GNC para os Municípios mencionados nos autos e afirma, ainda, que a utilização de tais tecnologias “*atende, sim, às melhores práticas em matéria de fornecimento (transporte) de gás*” (fl. 59), não há fundamento lógico-jurídico para insistir em aplicação de penalidade contratual que, na avaliação do referido órgão, não traria “**nenhuma vantagem**” para o Estado do Rio de Janeiro (fl. 59).

De modo geral, insistir na aplicação de uma penalidade contratual, que não traria, segundo apurado pelos órgãos técnicos, nenhum benefício para o interesse público, poderia conduzir, em última análise, à violação do princípio da eficiência da Administração Pública, previsto no *caput* do art. 37 da Constituição, além de afrontar a própria eficiência da prestação do serviço público aos usuários, conforme o mandamento do art. 6º, §1º, da Lei de Concessões:

‘Art. 6º Toda concessão ou permissão pressupõe a prestação de serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários, conforme estabelecido nesta Lei, nas normas pertinentes e no respectivo contrato.

§1º Serviço adequado é o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas.’

No caso concreto, a aplicação literal da penalidade prevista no termo aditivo poderia ferir igualmente o princípio da modicidade tarifária, também insculpido no art. 6º, §1º, *in fine*, da Lei 8.987/1995. Isto porque, segundo afirma o Subsecretário de Energia, Logística e Desenvolvimento Industrial Marcelo Vertis, a opção pelo GNC nos referidos municípios é economicamente mais vantajosa para os consumidores fluminenses:

*‘Para os volumes e distâncias dos municípios envolvidos **é economicamente mais vantajoso para o conjunto de consumidores do Estado do Rio de Janeiro a utilização de transporte usando as tecnologias de GNC.**’ (fl.59).*

Sob o prisma estritamente jurídico, portanto, é de se concluir que a novação do termo aditivo, com substituição de uma obrigação por outra, que envolva outro modo de abastecimento, afigura-se juridicamente possível, desde que tal via se mostre a mais apropriada, tecnicamente, para atender às necessidades do consumidor fluminense. A manifestação técnica da Subsecretaria desta Pasta atesta expressamente a maior vantagem desta via, não se vislumbrando, portanto, obstáculo jurídico à proposta de celebração de novo termo aditivo com o Estado, devendo-se, todavia, adotar algumas cautelas necessárias a assegurar que o benefício econômico decorrente da substituição do investimento já integrante do passivo das concessionárias efetivamente reverta em benefício da população do Estado do Rio de Janeiro. Tais cautelas, já mencionadas na primeira manifestação desta Assessoria Jurídica (fls. 42/49) serão repisadas na conclusão.

Conclusão

Diante da avaliação técnica da Subsecretaria de Energia, Logística e Desenvolvimento Industrial, segundo a qual (i) “a utilização de ‘gasodutos virtuais’ com tecnologias de Gás Natural Comprimido (GNC) e Gás Natural Liquefeito (GNL), alternativamente ao uso de gasodutos, atende, sim, às melhores práticas em matéria de fornecimento (transporte) de gás; (ii) “é recomendada a aplicação das tecnologias de GNC para pequenos volumes e pequenas distâncias, caso dos municípios em análise”, (iii) “para os volumes e distâncias dos municípios envolvidos é economicamente mais vantajoso para o conjunto de consumidores do Estado do Rio de Janeiro a utilização de transporte usando as tecnologias de GNC” e, ainda, (iv) “tendo em vista a existência de condições técnicas e de mercado, não há necessidade, sob o ponto de vista técnico, da realização de nova concessão ou subconcessão parcial para o atendimento aos Municípios elencados, não havendo, em nosso entendimento, nenhuma vantagem na realização de nova concessão ou subconcessão parcial”, conclui-se que, estando o

agente público de acordo com a avaliação técnica apresentada – matéria que escapa ao conhecimento desta Assessoria Jurídica – não há obstáculo jurídico à substituição (novação) por aditivo contratual da obrigação de abastecer por gasodutos físicos pela obrigação de abastecer por gasodutos virtuais, tudo nos termos da manifestação técnica de fls. 51/70.

Como em toda novação, as partes deverão estar de acordo com os termos da minuta de aditivo, que, repita-se, não constou dos autos e que provavelmente ainda será elaborada caso o presente processo passe pelas necessárias aprovações no âmbito do Estado. Em se caminhando efetivamente para a celebração do termo aditivo, conforme pleiteado pelas concessionárias, recomendo, desde logo, que, pelo próprio fato de se tratar de substituição de obrigação que já integrava o passivo das concessionárias e não foi cumprida nos termos pactuados nos aditivos de 2004 e 2005, sejam seguidas as cautelas já mencionadas na primeira manifestação desta Assessoria Jurídica (fls. 47/48), quais sejam:

- i. verificação junto à AGENERSA do impacto que tiveram sobre a tarifa cobrada dos consumidores os investimentos que deveriam ter sido realizados pelas concessionárias, em virtude dos termos aditivos celebrados em 2004 e 2005, com a apuração dos montantes devidos a título de restituição ou compensação por meio de novo reajuste tarifário a menor, considerando, inclusive, o fato de que a nova modalidade de prestação do serviço proposta pelas concessionárias não deixará, ao fim do prazo da concessão, uma estrutura física que possa ser revertida em favor do Estado para utilização futura por si ou outras concessionárias a quem seja atribuída a prestação do serviço;
- ii. inserção na futura minuta de termo aditivo de cláusulas que estipulem prazos e estabeleçam, ao lado das penas de perda de exclusividade contratual sobre a área objeto do aditivo, sanções pecuniárias (multas) para a hipótese de descumprimento do dever de abastecimento no novo formato proposto pelas concessionárias, tudo sem embargo da indispensável análise da referida minuta pelos órgãos responsáveis nos termos da legislação estadual em vigor.”

Os fatos que se sucederam, todavia, causam-me estranheza, uma vez que, ignorando as penalidades contratualmente previstas para o descumprimento da implantação de dutos físicos para distribuição do gás nos municípios de Angra dos Reis, Cachoeira de Macacu, Nova Friburgo, Teresópolis, Saquarema, Mangaratiba e Maricá, bem como a possibilidade de afastamento da sanção prezando pela modicidade tarifária e em conformidade com o Princípio da Eficiência, conforme sugerido pela Secretaria competente, em 01 de dezembro de 2014 Concedente e Concessionárias firmaram os respectivos 3º Termos Aditivos aos Contratos de Concessão, autorizando as Concessionárias a prestarem definitivamente o serviço nos municípios em questão através de gasodutos virtuais abastecidos por GNC ou GNL. Em contrapartida a Concessionária Ceg ficou obrigada ao pagamento de outorga compensatória no valor de R\$ 152.490.000,00 (cento e cinquenta e dois milhões, quatrocentos e noventa mil reais) e a Concessionária Ceg Rio ficou obrigada ao pagamento da quantia de R\$ 239.610.000,00 (duzentos e trinta e nove milhões, seiscentos e dez mil reais) também a título de outorga compensatória (em valores de dezembro 2014).

Para fins de elucidação do teor dos Terceiros Termos Aditivos, apresento breve resumo, a partir da transcrição literal das cláusulas que considero como mais relevantes:

- a. **Concessionária CEG**: altera as obrigações assumidas pela Concessionária no item 2.1, do Termo Aditivo celebrado em 04 de agosto de 2005, da seguinte maneira:

1.

1.

2.1. Como contraprestação à alteração promovida pela Cláusula Primeira deste Termo Aditivo, assume a Concessionária a obrigação de pagar ao **ESTADO** a quantia de R\$ 152.490.000 (cento e cinquenta e dois milhões e quatrocentos e noventa mil reais) a título de outorga compensatória, em 03 (três) parcelas. O pagamento da primeira parcela será no valor de R\$ 50.830.000,00 (cinquenta milhões e oitocentos e trinta mil reais), devida 30 (trinta) dias após a data de assinatura desse Aditivo e a segunda e terceira parcela de R\$ 50.830.000,00 (cinquenta milhões e oitocentos e trinta mil reais), cada uma aos 12 e 24 (doze e vinte e quatro) meses após a data estabelecida para o pagamento da primeira parcela.”

- b. **Concessionária CEG RIO**: altera as obrigações assumidas pela Concessionária no item 2.1, do Termo Aditivo celebrado em 04 de agosto de 2005, e no item 2.1, do Termo Aditivo celebrado em 14 de julho de 2004, conforme abaixo:

1.

1.

2.1. Como contraprestação à alteração promovida pela Cláusula Primeira deste Termo Aditivo, assume a Concessionária a obrigação de pagar ao **ESTADO** a quantia de R\$ 239.610.000 (duzentos e trinta e nove milhões e seiscentos e dez mil reais) a título de outorga compensatória, em 03 (três) parcelas. O pagamento

da primeira parcela será no valor de R\$ 79.870.000,00 (setenta e nove milhões e oitocentos e setenta mil reais), devido 30 (trinta) dias após a data de assinatura desse Aditivo e a segunda e terceira parcela de R\$ 79.870.000,00 (setenta e nove milhões e oitocentos e setenta mil reais), cada uma aos 12 e 24 (doze e vinte e quatro) meses após a data estabelecida para o pagamento da primeira parcela.”

c. **Para ambas as Concessionárias:** nos Termos Aditivos em questão, no que tange aos respectivos valores definidos à título de contraprestação, restou consignado o seguinte (reproduzo uma única vez porque idênticas são as cláusulas):

“2.1.2. O valor pago a título de contraprestação será considerado como ativo intangível regulatório e dessa forma, será considerado na base de cálculo da remuneração dos ativos da CONCESSIONÁRIA para efeitos de fixação e revisão das tarifas, na forma prevista na Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, sendo atualizado monetariamente pelo IGP-M da Fundação Getúlio Vargas, inclusive para o disposto no parágrafo 6º da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, a partir da data dos pagamentos da contraprestação.

2.1.3. A amortização do ativo intangível de que trata este Aditivo se dará, igualmente aos demais ativos intangíveis, linearmente em 20 (vinte) anos e terá início a partir de 01 de janeiro de 2018, sendo atualizada monetariamente pelo IGP-M da Fundação Getúlio Vargas, inclusive para o disposto no parágrafo 6º da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, a partir da data dos pagamentos da contraprestação, levados em consideração os valores já amortizados em função do estabelecido na revisão tarifária referente ao período 2013 a 2017, com vistas a evitar a contabilização em duplicidade de valores destinados à amortização.

2.1.4. Na próxima revisão tarifária correspondente aos anos de 2018 a 2022, não haverá reequilíbrio econômico-financeiro a ser realizado em virtude do pagamento da outorga compensatória mencionada na subcláusula 2.1, tendo em vista que os investimentos constantes da subcláusula 1.1, desse instrumento já foram considerados quando da revisão tarifária referente ao período 2013 a 2017, e que também não serão objeto de reequilíbrio econômico-financeiro.

2.1.5. Extinta a Concessão, todos os ativos intangíveis, tal como os demais ativos regulatórios, serão revertidos ao Estado mediante indenização à CONCESSIONÁRIA, calculada de acordo com o valor de tais bens ainda não amortizados, com base no Plano Geral de Contas, atualizando-se tais contas monetariamente com base no IGP-M da Fundação Getúlio Vargas, conforme previsto na Cláusula Sétima do Contrato de Concessão.”

Transcrevo, à palo seco, o propalado §6º, da Cláusula Sétima, dos Contratos de Concessão (Ceg e Ceg Rio) citado repetitivamente:

“CLÁUSULA SÉTIMA – TARIFAS

1.

§6º - a base de cálculo da remuneração dos ativos da CONCESSIONÁRIA, para efeitos de fixação e revisão das tarifas, corresponderá à soma dos seguintes valores:

- a) a parcela não depreciada dos ativos operacionais imobilizados registrados na contabilidade da CONCESSIONÁRIA, ao final do quarto ano de cada quinquênio;
- b) a parcela não amortizada dos intangíveis da CONCESSIONÁRIA, ao final do quarto ano de cada quinquênio; e
- c) total da depreciação dos ativos operacionais da CONCESSIONÁRIA que tenham sido imobilizados nos cinco exercícios anteriores ao da apresentação, pela CONCESSIONÁRIA, da proposta de revisão tarifária para vigorar no quinquênio seguinte, sendo que no caso da primeira revisão quinquenal será considerado o total da depreciação dos ativos operacionais da CONCESSIONÁRIA que tenham sido imobilizados nos quatro exercícios anteriores.”

Consoante disposição constante nos mesmos termos, os valores correspondentes as outorgas compensatórias deverão ser consideradas como ativos intangíveis regulatórios e serão contabilizados na base de cálculo da remuneração dos ativos das Concessionárias.

No processo, entretanto, para mim não ficou claro a que título referidas outorgas foram estabelecidas, se como uma forma de pagamento pela substituição e cancelamentos dos investimentos pactuados às Concessionárias pelo descumprimento das avenças precedentes ou se uma cobrança realizada pela renovação do direito a exploração das áreas cujo direito de exploração foi perdido, tal como ocorreria se uma nova licitação fosse procedida com relação a esses municípios, onde as Concessionárias deixaram de atuar por desídia.

Ainda a respeito dos valores estipulados a título de outorga, não se pode olvidar o desconhecimento de sua origem, porque não há cálculos ou justificativas no processo n.º E-12/001/1299/2014 - processo que serviu de base a elaboração dos 3º Termos Aditivos. Há tão somente a indicação de valores, motivando questionamentos como: O Concedente estipulou esses valores de outorga com base no tamanho dos municípios ou com base nos potenciais clientes? Ou foi estipulado com base no potencial de gás a ser fornecido? Ou o valor da outorga é igual aos investimentos suprimidos?

Certamente os valores não foram definidos de forma aleatória e, como a outorga foi instrumento inovador nos contratos que aqui se busca equilibrar, deveria restar clara a forma de cálculo utilizado para que seja aplicada a outros municípios, na eventualidade de exsurgir necessidade ou interesse da prestação do serviço de distribuição de gás em municípios ainda não contemplados.

Em junho de 2017, por meio das Deliberações AGENERSA n.º 3.139/2017[9] e n.º 3.166/2017[10], originadas nos processos regulatórios n.º E-12/003/120/2017 e n.º E-12/003/121/2017, que cuidavam da “Verificação do cumprimento do Terceiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão” das Concessionárias Ceg e Ceg Rio, respectivamente, o Conselho Diretor, por unanimidade conferiu interpretação diferente aos terceiros aditivos. Não discutiu os termos, não fez qualquer recomendação a seu respeito, considerando-os válidos, mas apresentou interpretações diversas, ao menos, da das Concessionárias sobre seus efeitos.

À título de esclarecimentos, não sou eu quem está afirmando que a interpretação conferida por esta Reguladora aos Terceiros Termos Aditivos é diversa do que quis pactuar Concedente e Concessionárias, mas as próprias Concessionárias defendem esta tese, que consiste, inclusive, em argumento principal do processo judicial n.º 0290848-46.2020.8.19.0001, em trâmite perante a 1ª Vara de Fazenda Pública da Comarca da Capital – RJ, proposto especialmente para anular as Deliberações AGENERSA n.º 3.139/2017 e n.º 3.166/2017.

Em contrapartida, há um silêncio momentâneo do Poder Concedente a respeito do tema. Na época da alteração, ocorrida no ano de 2014, conforme se extrai da leitura integral do processo n.º E-12/001/1299/2014, o Concedente não declarou suas razões nem prestou maiores esclarecimentos, havendo, em meu sentir, uma lacuna burocrática no citado processo, que sequer possui parecer da douta Procuradoria do Estado, a despeito do sugerido pela SEDEEIS e contrariando orientação constante no Decreto Estadual n.º. 40.500/2007, que em seu artigo 3º, incisos VII e XII, que assim determinam:

“Art. 3º - Compete à Procuradoria Geral do Estado, no exercício do controle e supervisão dos órgãos setoriais do Sistema Jurídico Estadual:

(...)

VII - examinar previamente as minutas de editais, contratos, convênios, ajustes e acordos, inclusive de natureza trabalhista, que disponham diversamente de padronização estabelecida por ato do Procurador-Geral do Estado;

(...)

XII - prevenir e dirimir as controvérsias entre os órgãos locais e setoriais do Sistema Jurídico;”

Adicionado a isso, em 2018 houve alteração governamental, mudando a composição do Concedente, que igualmente não se posicionou a respeito da questão.

No momento, o que temos declarado é tão somente a visão das Concessionárias, que por sua vez apresentam resistência a interpretação conferida pela Agenera aos Terceiros Termos Aditivos, no âmbito dos processos regulatórios n.º E-12/003/120/2017 e n.º E-12/003/121/2017. Vejamos trechos das argumentações suscitadas pelas Delegatárias, extraídos da mencionada Ação Anulatória em trâmite perante o TJERJ:

“ No entanto, o fato é que os artigos 7ºs, 8ºs, 9ºs, 10ºs e 11ºs, das Deliberações AGENERSA n.º 3.139/2017 (CEG) e n.º 3.166/2017 (CEGRIO); e os artigos 1ºs, das Deliberações AGENERSA n.ºs 3.206/2017[11], 3.287/2017[12] e 3.314/2018[13] (CEG) e n.ºs 3.207/2017[14], 3.288/2017[15] e 3.315/2018[16] (CEGRIO) encerram uma sequência de arbitrariedades e ilegalidades perpetradas pela AGENERSA, que culminaram por violar as disposições dos 3ºs Termos Aditivos aos Contratos de Concessão ao invés de verificar o seu efetivo cumprimento pelas Autoras. Vejamos.

(...)

Ocorre que, ao decidir nos termos acima indicados, a Ré ignorou determinadas disposições constantes dos Contratos de Concessão e dos seus 3ºs Termos Aditivos, e, ainda, violou outras cláusulas dos mencionados instrumentos, sendo evidente o vício de ilegalidade que acomete os artigos 7ºs, 8ºs, 9ºs, 10ºs e 11ºs, das Deliberações AGENERSA n.º 3.139/2017 (CEG) e n.º 3.166/2017 (CEGRIO); e os artigos 1ºs, das Deliberações AGENERSA n.ºs 3.206/2017, 3.287/2017 e 3.314/2018 (CEG) e n.ºs 3.207/2017, 3.288/2017 e 3.315/2018 (CEGRIO), tendo em vista que:

- as outorgas compensatórias são um ativo intangível, integrante da Base Regulatória de Ativos (BRA) – base de cálculo dos ativos das concessionárias, tal como disposto nas cláusulas 2.1.2 e 2.1.3, dos 3ºs Termos Aditivos aos Contratos de Concessão, devendo, por isso, serem contempladas no cálculo das tarifas que serão praticadas no próximo quinquênio (2018-2022); e

- os investimentos em gasodutos físicos - substituídos por investimentos em dutos virtuais com o pagamento da diferença por meio de outorgas compensatórias, previstas nos 3ºs Termos Aditivos aos Contratos de Concessão – não devem ser objeto de reequilíbrio econômico-financeiro, através de devolução de valor, conforme disposto na cláusula 2.1.4, do 3ºs Termos Aditivos aos Contratos de Concessão.

Diante do flagrante desrespeito às disposições do Contrato de Concessão e seus Aditivos e da utilização de elementos equivocados constantes das Deliberações AGENERSA ora impugnadas nos processos regulatórios das 4ªs Revisões Quinquenais Tarifárias, se faz necessária a intervenção do Poder Judiciário para que prevaleça o direito contratual das Autoras, ou seja, para que a AGENERSA respeite as disposições dos Contratos de Concessão e aditivos celebrados entre as Autoras e o Estado do Rio de Janeiro no sentido de que “outorga compensatória” é ativo intangível, integrando a base remuneratória das Concessionárias, e que os investimentos em gasodutos físicos – substituídos por investimentos em dutos virtuais com o pagamento da diferença por meio de outorgas compensatórias - não podem ser objeto de devolução para promover redução tarifária, sob pena de iminentes e graves prejuízos às Rés caso ocorra o julgamento dos processos administrativos regulatórios E-12/003.124/2017 (CEG) e E-12/003.125/2017 (CEG RIO), que tratam das 4ªs Revisões Quinquenais Tarifárias com esses equivocados parâmetros, conforme se verá adiante.

III. MÉRITO:

III.1. OS INVESTIMENTOS EM DUTOS FÍSICOS NÃO REALIZADOS NÃO DEVEM SER INCLUÍDOS NO EQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO DA 4ª REVISÃO QUINQUENAL COMO “DEVOLUÇÃO”

Para melhor esclarecer a presente controvérsia, permita-se ressaltar, uma vez mais, que, em razão da substituição de parte dos investimentos em dutos físicos por dutos virtuais, conforme ajustado nos 3ºs Termos Aditivos, as Autoras se obrigaram a pagar ao Estado do Rio de Janeiro valores equivalentes aos investimentos físicos previstos nos 1º e 2ºs Termos Aditivos, que não seriam mais executados na forma estabelecida nesses instrumentos (porque substituídos pelos gasodutos virtuais): as ditas outorgas compensatórias.

Perceba-se que o pagamento das outorgas compensatórias estabeleceu uma situação de “quitação”, restituindo-se ao Estado do Rio de Janeiro os exatos valores dos investimentos substituídos em função da celebração dos 3ºs Termos Aditivos.

A AGENERSA, no entanto, por meio dos votos que deram azo às Deliberações AGENERSA nºs 3.139/2017 e 3.166/2017, entendeu que, como os investimentos previstos nos 1ºs e 2ºs Termos Aditivos integraram os respectivos planos de investimentos das Autoras, aprovados na 3ª Revisão Quinquenal (2013-2017), mas que, a rigor, não foram executados, as Concessionárias deveriam “devolver” os valores de tais investimentos, via modicidade tarifária, aos consumidores, já que contemplados nas tarifas praticadas no quinquênio 2013-2017.

Além disso, a AGENERSA considerou que estes investimentos deveriam ser deduzidos, em sua totalidade, da receita utilizada no cálculo da tarifa a vigorar no quinquênio de 2018-2022, o que se revela um entendimento absurdo, na medida em que implicaria na devolução pelas Autoras de valores superior ao que efetivamente foi recebido por elas por meio das tarifas praticadas no quinquênio 2013-2017, como se verá adiante.

(...)

No entanto, o entendimento da AGENERSA não se sustenta, pois desconsiderou a clara e manifesta intenção das partes de substituir os investimentos definidos nos objetos dos 3ºs Termos Aditivos, que não

foram executados, pelo pagamento de valor equivalente, qual seja, a outorga compensatória, tal como consta, expressamente, das cláusulas 1.1 e 2.1.4, dos 3ºs Termos Aditivos.

(...)

Como se vê, os dispositivos contratuais em voga preveem, expressamente, em sua parte final, que os investimentos definidos nos objetos dos 3ºs Termos Aditivos não deverão ser objeto de reequilíbrio econômico-financeiro, já que os pagamentos da outorga foram realizados, integralmente, dentro do período de 2013-2017, mesmo período previsto para a realização de tais investimentos, tendo sido efetuada, dessa forma, a compensação descrita na cláusula 2.1.4, dos 3ºs Termos Aditivos aos Contratos de Concessão, SEM QUE SEJAN NECESSÁRIA QUALQUER DEVOLUÇÃO AO CONSUMIDOR

Abre-se aqui um parêntese, para destacar que a remuneração recebida pelas Concessionárias Autoras no período 2013-2017, referente aos dutos físicos (substituídos pelo pagamento da outorga compensatória), é, absurdamente, inferior aos valores constantes do artigo 8º, das Deliberações AGENERSA nº 3.139/201721 (CEG) e 3.166/201722 (CEG RIO), que, de acordo com a AGENERSA, deverão ser compensados na 4ª Revisão Tarifária, para reduzir as tarifas.

Isso porque, embora a AGENERSA pretenda compelir as Autoras a devolverem, de uma só vez, dentro do mesmo ciclo tarifário (2018/2022), o valor total dos investimentos estimados na 3ª Revisão Tarifária para a construção dos gasodutos físicos (substituídos pelo pagamento da outorga compensatória), esse entendimento não prospera pela seguinte razão: de modo a equilibrar o valor das tarifas, os investimentos projetados são pagos pelos usuários, via tarifa, ao longo de toda a concessão, sendo consequência lógica que as tarifas pagas pelos usuários no ciclo de 2013/2017 remuneraram apenas uma pequena parcela destes investimentos em gasodutos físicos, que correspondem, na realidade, à remuneração do capital investido, acrescida da depreciação, conforme estipulado nos parágrafos de 6 a 9 da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão.

De todo modo, na realidade, não há nenhum valor a ser devolvido ao consumidor via modicidade tarifária, pois essa remuneração dos investimentos em gasodutos físicos (substituídos em função da celebração do 3º Termo Aditivo) foi compensada pelo pagamento da outorga compensatória, pagamento esse realizado dentro do ciclo da 3ª Revisão Tarifária (2013-2017), o que, inequivocamente, compensa a remuneração recebida pelas Autoras via tarifa para a execução destes investimentos dentro deste mesmo ciclo (2013-2017). Portanto, na esteira do disposto na cláusula 2.1.4 do 3º Termo Aditivo, não cabe qualquer equilíbrio econômico-financeiro.

Além de ir contra à disposição contratual expressa, a decisão da AGENERSA desconsiderou o fato de que as outorgas compensatórias da CEGe da CEG RIO, nos valores, respectivamente, de R\$ 152,49 milhões e R\$ 239,61 milhões, em moeda de junho de 2014, equivalem aos montantes dos investimentos definidos nos objetos dos 3os Termos Aditivos – que não foram executados, em razão da substituição dos referidos investimentos - nos valores, respectivamente, de R\$ 130,84 milhões e R\$ 205,59 milhões, porém em moeda de dezembro de 2011 (cfr. art. 2º das Deliberações 3.139/2017 (CEG) e 3.166/2017 (CEG RIO).

Frise-se que pela própria leitura dos 3os Termos Aditivos, denota-se que houve um reconhecimento de alteração nos valores de investimento, com a substituição de redes de alta pressão por GNL ou GNC. Porém, essas diferenças foram devidamente computadas, calculadas, conferidas pelos envolvidos e devolvidas pelas Concessionárias Autoras, mediante o pagamento das outorgas compensatórias.

Ao invés de reconhecer que as outorgas compensatórias têm a finalidade de restituição ao Estado do Rio de Janeiro pelos investimentos definidos nos objetos dos 3os Termos Aditivos e não realizados, e que se tratam, por isso, dos mesmos valores, a AGENERSA concluiu, no bojo dos votos que originaram as Deliberações AGENERSA nºs 3.139/2017 e 3.166/2017, que tal equivalência seria mero “parâmetro para efeito de quantificação financeira”. Veja-se:

“A definição do valor da outorga foi estipulado pelo Estado e Concessionária, adotando-se como parâmetro (para mero efeito de quantificação financeira), o valor dos investimentos projetados para a construção dos gasodutos físicos até Maricá e Mangaratiba, previsto na meta inicial de investimentos do quinquênio, atualizados até jun/2014. Este valor foi utilizado somente para efeitos de fixação de valor da outorga compensatória, sem qualquer vinculação.” (cfr. fls. doc. 6)

Todavia, o argumento da AGENERSA sucumbe diante do que consta do processo administrativo nº E-12/001.1299/2014, instaurado no âmbito da Secretaria de Estado da Casa Civil do Estado do Rio de Janeiro, em cujo bojo se aperfeiçoou a análise da proposta de substituição de investimentos dos gasodutos físicos pelos virtuais, ao final materializada nos 3os Termos Aditivos.

Isso porque, em diversas passagens daquele processo administrativo, quando ainda se discutiam os termos/bases dos aditivos a serem formalizados, é possível depreender que a previsão de pagamento de outorgas compensatórias se relaciona, diretamente, com os investimentos previstos nos 1ºs e 2ºs Termos Aditivos que ainda não haviam sido realizados.

Ou seja, há o nítido intuito de substituir esses investimentos previstos na 3ª revisão quinquenal de tarifas, em metas físicas não executadas, mediante o pagamento de valor correspondente, ou seja, por meio das outorgas compensatórias.

(...)

Logo, não há que se falar em reequilíbrio econômico-financeiro em prol do consumidor, tal como defendido pela AGENERSA, tendo em vista que, diante da situação vivenciada à época, o Poder Concedente decidiu substituir os investimentos em gasodutos físicos pelo pagamento em seu favor de outorga compensatória, de modo a empregar esse valor não só em prol do consumidor de gás, como também de toda a população do Estado do Rio de Janeiro, com a preservação de serviços públicos essenciais, que, talvez, sem o pagamento da outorga, deixariam de ser prestados naquele delicado momento.

Em outras palavras, os gasodutos virtuais combinados como pagamento da outorga compensatória compensaram a população de qualquer prejuízo que pudesse se vislumbrar pela não execução dos investimentos em gasodutos físicos, pois, a um só tempo, garantiram a expansão da rede de distribuição do gás e possibilitaram a preservação da prestação de determinados serviços públicos essenciais aos cidadãos, que haviam sido afetados diante da crise financeira que assolava o Estado do Rio de Janeiro naquele período, atendendo ao princípio constitucional da dignidade da pessoa humana, tendo em vista que a expansão do gás permite o desenvolvimento das Cidades, trazendo mais emprego e melhores condições de vida à população local.

A toda evidência, faz-se cogente que a AGENERSA respeite o disposto nos 3ºs Termos Aditivos aos Contratos de Concessão da CEG e CEGRIO, notadamente, por consubstanciar a materialização da vontade das partes, incidindo, sobre a questão, as noções jurídicas de ato jurídico perfeito, segurança jurídica e intangibilidade da equação econômico-financeira das concessões.

E as divergências apresentadas pelas Concessionárias prosseguem pelo texto da exordial, na tentativa de demonstrar que a AGENERSA conferiu interpretação desafinada a real vontade dos contratantes aos Terceiros Termos Aditivos. Porém, interrompo aqui as citações, acreditando que já logrei êxito em demonstrar que as visões das Concessionárias divergem das sustentadas por esta Casa por meio das Deliberações AGENERSA n.º 3.139/2017 e n.º 3.166/2017.

No primeiro julgamento dos processos regulatórios supracitados, eu ainda não integrava o Conselho desta Agência. Nos julgamentos dos Embargos de Declaração e Recurso Administrativo oposto pelas Concessionárias, posicionei-me opinando pela negativa de provimento porque não vislumbrei argumentação suficiente ao desfazimento dos julgados. Entretanto, naquele momento, com pouco mais de um mês de início do meu mandato, eu sequer tinha conhecimento sobre a existência do processo n.º E-12/001/1299/2014, instaurado na Casa Civil - onde os Terceiros Termos Aditivos foram concebidos.

Nesse ínterim, tomei conhecimento a respeito de processo em trâmite no Tribunal de Contas do Estado do Rio de Janeiro, de n.º 106.524-2/19, oriundo de denúncia sigilosa. Não sei seu teor, porque, como dito, transcorre em sigilo, mas descobri sua existência a partir de consulta realizada ao processo TCE n.º 113.462-9/2014 (que aprecia a regularidade do 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da Concessionária Ceg), onde aponta a existência daquele processo e informa sua correlação. Porém, ao selecioná-lo, o processo n.º 106.524-2/19 aparece como sigiloso e na lacuna “natureza” consta a informação “denúncia”.

Decerto decisões adotadas no âmbito do Judiciário não são passíveis de descumprimentos quando transitadas em julgado. Podem ser discutidas e questionadas – contrariando ditado popular – mas devem ser cumpridas, a despeito da vontade dos envolvidos. Igualmente ocorre com as decisões adotadas no âmbito dos Tribunais de Contas Estaduais: devem ser observadas até que porventura sejam desfeitas no Judiciário.

Assim sendo, creio que muitas das minhas dúvidas a respeito dos Terceiros Termos Aditivos somente serão sanadas em definitivo com manifestação conclusiva, seja do TCE-RJ seja do Judiciário. Todavia, neste momento cabe a defesa de um ponto de vista ainda que de forma provisória, aguardando manifestação conclusiva dos órgãos de controle externo, sem permitir a perpetuação de concessões em completo desequilíbrio.

Apesar de muitos defenderem a validade incondicional do 3º Termo Aditivo, alegando o descabimento de opinião em contrário do Ente Regulador, porque não é parte da avença, há de se ponderar que uma Agência Reguladora tem o dever de opinar tecnicamente a respeito dos contratos que lhe são submetidos à fiscalização. Inclusive, é seu múnus garantir regras claras, inclusive com relação ao aspecto tarifário, no intuito de promover o constante equilíbrio dos contratos. É o que preceitua o artigo 3º, inciso II, da Lei Estadual n.º 4.556/2005, e o artigo 15, inciso IV, do Decreto Estadual n.º 38.618/2005, *verbis*:

“**Art. 3º** - No exercício de suas atividades, pugnará a AGENERSA pela garantia dos seguintes princípios fundamentais:

II - a existência de regras claras inclusive sob o aspecto tarifário, com vistas à manutenção do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos;”

“Art. 15. Compete ao Conselho-Diretor, sem prejuízo de outras atribuições previstas em lei e no Regimento Interno da Agência:

IV - zelar pelo fiel cumprimento dos contratos de concessão submetidos à sua competência, obrigando ao seu cumprimento, os concessionários de serviços públicos e o poder concedente;”

Imperioso mencionar que em recentes decisões, o TCE-RJ tem atribuído responsabilidade às Agências Reguladoras e aos seus representantes nos casos em que, tendo o conhecimento de atos jurídicos perfeitos e acabados, ou seja, existentes, válidos e eficazes, *a priori*, que tenham cumprido todo o trâmite burocrático, mas contenham algum vício aparente, não se manifestam apontando a possível e eventual irregularidade.

Isto ocorreu com o Contrato de Concessão, e seus sucessivos Termos Aditivos, da linha 4 do metrô(RioBarra). Neste caso, o TCE, através do processo n.º 108.198-7/2016, reconheceu responsabilidade por omissão quando o Administrador deixar de atuar na defesa dos objetivos precípuos da instituição, no caso, da agência reguladora, não questionando nem apontando as irregularidades ou os equívocos incorridos na lavratura dos Contratos de Concessão ou de seus aditivos:

“ Progredindo, constato que o então Presidente da Agetransp, Sr. Cesar Mastrangelo, foi instado a apresentar justificativas para as seguintes irregularidades (Item LXVII da Decisão Plenária de 24/11/2016):

I – Por, na qualidade de gestor máximo da agência, não exercer o seu poder regulador em relação às alterações contratuais que afetaram o equilíbrio econômico-financeiro da contratação relativa à concessão dos serviços da Linha 4 do metrô, em função de diversas alterações nas premissas da contratação por meio de termos aditivos que causaram, inclusive, desvinculação ao instrumento convocatório e condições iniciais no que tange à equação econômico-financeira;

II – Pela não manifestação quanto às diversas modificações em relação aos riscos assumidos pelo Poder Concedente, notadamente quanto ao risco da obra, ao equilíbrio econômico-financeiro da concessão, risco da demanda e o risco da reversibilidade dos bens.

Em sede de esclarecimentos, o interessado colaciona, ao processo, cópia do parecer da Assessoria Jurídica da Agetransp, cujos argumentos foram reputados insubsistentes pela Equipe de Auditoria à época das apurações.

Prossegue aduzindo que a Agência Reguladora não possuiria competência para atuar na fase inaugural do Contrato de Concessão, que estaria, à época, sob o controle e fiscalização do Governo do Estado. A CTO, ao apreciar tais alegações, assim se pronuncia (grifos do original):

*‘Após reproduzir em sua resposta todo o achado 5 e o parecer da Assessoria Jurídica da Agetransp, o defendente pauta sua defesa neste último e conclui que “as disposições contratuais **se revestem de clareza meridiana** quanto à competência do Estado para fiscalizar as obras de construção da Linha 4 e sua implantação, através da Riotrilhos”. E mais adiante conclui que “não há, em momento algum, qualquer menção ao acompanhamento ou fiscalização de obras públicas, portanto, **falece competência a esta Agência para atuar na fase inicial do contrato.** ” (Grifou-se)*

*Com a devida vênia, a justificativa do responsável não pode prosperar na medida que em nenhum momento se inferiu que seria responsabilidade da agência fiscalizar as obras realizadas pela concessionária, **mas sim verificar o cumprimento da missão institucional da entidade a que geria sob o enfoque regulatório.** (Grifou-se)*

*Neste sentido, registre-se que consta no próprio endereço eletrônico da Agetransp a missão de “regular e fiscalizar as atividades das concessionárias para que os serviços públicos outorgados tragam benefícios diretos à população do Estado do Rio de Janeiro, **satisfazendo as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas.**”⁴*

Essa missão deriva dos princípios fundamentais também constantes de seu sítio eletrônico e que deveriam orientar a atuação da autarquia, a seguir reproduzidos:

- *Prestação pelos concessionários de serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários, tanto qualitativa quanto quantitativamente;*
- *A existência de regras claras, inclusive sob o ponto de vista tarifário, com vistas à manutenção do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos;*

- *Estabilidade nas relações envolvendo o poder concedente, concessionários e usuários, no interesse de todas as partes envolvidas;*
- *Proteção dos usuários contra práticas abusivas e monopolistas;*
- *A expansão dos sistemas, o atendimento abrangente da população, a otimização ao uso dos bens coletivos e a modernização e aperfeiçoamento dos serviços prestados;*
- *A modicidade das tarifas para os usuários;*
- *Equidade no tratamento dispensado aos usuários, às diversas entidades reguladas e demais instituições envolvidas na prestação ou regulação dos transportes, permitidos ou concedidos.*

Com efeito, a não atuação da Agência na relação jurídico contratual sob exame, na qualidade de agente regulador, veio a descumprir não só a missão institucional da Agência, mas também os princípios fundamentais que orientam sua atuação, doravante analisados um a um:

No tocante ao serviço adequado de maneira qualitativa e quantitativa, o descumprimento desse princípio pela Agência se demonstra pela ausência análise e/ou posicionamento quanto os estudos de demanda e outras premissas regulatórias que afetam a qualidade do serviço antes da efetiva prestação de serviços. Reforça esse descumprimento o não posicionamento da Agência quanto aos indicadores para aferição da adequação qualitativa e quantitativa.

No que se refere à existência de regras claras para a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro, a agência deixou de cumprir tal princípio uma vez que sequer possuía a modelagem financeira inicial, considerando que o processo de concessão foi extraviado e a entidade sequer possuía cópia de seu inteiro teor. Com efeito, a ausência de clareza das regras para o equilíbrio cristaliza-se quanto, momento da celebração do TA 01, o Poder Concedente e a Agência sequer possuíam qualquer ideia do custo total da obra ou do fluxo de caixa que ampararia a relação futura.

No que concerne à estabilidade nas relações envolvendo o poder concedente, concessionários e usuários, no interesse de todas as partes envolvidas, este princípio é maculado na medida em que os riscos contratuais foram transferidos indevidamente ao poder concedente. Acrescente-se a esse descumprimento principiológico o fato de que a rentabilidade da concessionária, no momento da reassunção da concessão, sequer foi aferida de acordo com o Custo Médio Ponderado do Capital.

Em relação à proteção dos usuários contra práticas abusivas e monopolistas, observa-se que houve de fato monopólio quando houve a subcontratação total do contrato, ficando a empresa Metro Rio detentora de TODO O OBJETO DA CONCESSÃO, sem que tivesse havido um procedimento licitatório.

No que tange à expansão dos sistemas, ao atendimento abrangente da população, à otimização ao uso dos bens coletivos e à modernização e aperfeiçoamento dos serviços prestados, a agência, ao deixar de se manifestar quanto ao novo traçado, deixou de verificar se houve atendimento ao interesse público.

Principalmente, no que se refere à modicidade das tarifas para os usuários, a agência não procedeu a qualquer avaliação dos estudos realizados pela FGV anteriormente à operação, deixando de aferir este princípio.

Por fim, no que tange à equidade no tratamento dispensado aos usuários, às diversas entidades reguladas e demais instituições envolvidas na prestação ou regulação dos transportes, permitidos ou concedidos, a Agetransp sequer solicitou informações sobre as bases contratuais, não se manifestando sobre a política tarifária antes da implementação do serviço, deixando de aferir os mecanismos contratuais que garantissem a equidade.

*Vê-se, portanto, **com a mesma clareza meridiana** que a inércia da Agência Reguladora veio a descumprir todos os seus princípios institucionais, incorrendo em culpa por omissão o seu dirigente à época.*

Quanto ao item II, prossegue o defendente destacando que as informações seriam prestadas por ocasião do atendimento ao item LXX do voto revisor.

Todavia, apenas para efeito de argumentação, foi verificado pela Auditoria Geral do Estado, nos autos do processo E-04/068/1000062/2018, que nenhuma das determinações efetuadas por esta Corte de Contas foi implementada, demonstrando mais uma vez a não atuação da Agetransp. A análise do cumprimento das determinações será efetuada mais adiante na presente instrução.

Vale lembrar que o que está em discussão neste tópico não são as medidas futuras, que decerto são necessárias para assegurar que não haja prejuízo para o Estado quando do fim da concessão (por força da não reversibilidade dos bens), mas sim a inércia da autarquia que permitiu o desequilíbrio econômico do contrato em favor da concessionária e a indevida assunção de riscos da contratada pelo Poder Concedente.

Mormente quanto aos riscos assumidos, a gravidade dessa alteração reside não só no risco da não reversibilidade dos bens quando da extinção contratual, como também na maior rentabilidade da concessionária, uma vez que deixou de adquirir o material rodante que já estava previsto no fluxo de caixa.'

(...)

Coaduno-me ao exposto pelas instâncias técnicas. Embora extraia dos autos que o Sr. Cesar Mastrangelo não ocupava a Presidência da Agetransp à época dos fatos, entendo configurada a deficiente atuação da Agência Reguladora no caso em exame, omitindo-se quanto às suas obrigações legais e à sua missão institucional.

Entretanto, dirijo quanto à responsabilização individual do Presidente de órgãos colegiados em face de irregularidades que não decorram de atos de gestão administrativa do órgão. Ademais, verifico que o Sr. Antônio Pereira Alves de Carvalho não mais ocupava o cargo de Conselheiro da Agetransp na data da lavratura do 1ª Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº L4/98 (25/02/2010).”

Ou seja, a ideia antiga de que ao Regulador somente cabe a fiscalização e a execução de pacto firmado entre Poder Concedente e Concessionária, independente do seu teor, porque não é propriamente parte do contrato, foi rechaçada. O Regulador não tem o múnus de impor novas obrigações às partes, mas tem o dever de avaliar sua conformidade, possibilidade e propor alterações e aditamentos contratuais, dentro da sua esfera de competência. Essa é a exegese do artigo 10, inciso VII, do Decreto Estadual n.º 38.618/2005, *verbis*:

“Art. 10. É da competência da Agência exercer, conforme detalhado no art. 2.º da Lei Estadual n.º 4.556/2005 e demais normas aplicáveis, o Poder Regulatório, acompanhando, controlando e fiscalizando as concessões e permissões de serviços públicos concedidos, na área de energia do Estado do Rio de Janeiro, nela incluída a distribuição de gás canalizado e outras formas de energia, nos quais o Estado figure por disposição legal ou pactual, como Poder Concedente ou Permitente e na área de serviços de esgoto sanitário e industrial e de abastecimento de água e de coleta e disposição de resíduos sólidos prestados pelas empresas outorgadas, concessionárias e permissionárias, nas quais o Estado figure como Poder Concedente ou Permitente, nos termos das normas legais, regulamentares e

consensuais pertinentes, e por serviços autônomos dos municípios, estes, respeitados os limites de autonomia municipal, mediante convênios, tendo como objetivos institucionais:

(...)

VII - encaminhar novas propostas de concessões, permissões e autorizações de serviços públicos no Estado do Rio de Janeiro, bem como propor alterações, aditamentos ou a extinção dos contratos em vigor;”

Nesta esteira, não posso me omitir de apontar eventuais problemas que vislumbro nos aditivos contratuais das Concessionárias Ceg e Ceg Rio. Prefiro pecar por excesso de cautela.

Ampliando minhas dúvidas a respeito da regularidade dos Terceiros Termos Aditivos e/ou da correção da interpretação de seus termos promovida pela Agenersa, veio a defesa promovida pela Procuradoria do Estado, que não toca no tema, apesar de toda a argumentação e pedidos formulados pelas Concessionárias no processo judicial n.º 0290848-46.2020.8.19.0001 estarem lastreados nos Terceiros Aditivos. Por falta de maiores esclarecimentos, não sei se o motivo da PGE/RJ passar ao largo da problemática foi tática de defesa, discordância com a posição sustentada pela Agenersa anuindo com a interpretação conferida pelas Concessionárias ou discordância por ostentar interpretação divergente e inovadora. Fato é que vez mais o Estado não se posicionou.

Há de se ter em mente a orientação da Procuradoria da Casa Civil, que defendeu a desnecessidade de nova concessão ou subconcessão parcial, justificando-se na viabilidade técnica da proposta da concessionária, de autorização para prestação definitiva do serviço através de gasodutos virtuais, GNC e GNL, o que, segundo a subsecretaria especializada em energia, seria economicamente mais vantajoso para aqueles municípios, inclusive.

Foi lastreado na vantagem econômica, necessariamente a ser repassada ao usuário, que a Procuradoria entendeu que a aplicação da penalidade contratual traria mais desvantagens que vantagens ao Estado do Rio de Janeiro, motivo porque opinou pela lavratura de Termo Aditivo, nos moldes conforme solicitados pelas Concessionárias, prezando pela modicidade tarifária.

Na minha opinião, a redação do 3º Termo Aditivo não levou isso em consideração, ao cobrar outorga da concessionária para prestação do serviço nos municípios de Angra dos Reis, Cachoeira de Macacu, Nova Friburgo, Teresópolis, Saquarema, Mangaratiba e Maricá.

Em outras palavras, as orientações da Secretaria de Energia(SEDEEIS), manifestadas por intermédio de sua Procuradoria, não foram atendidas, porque a proposta de aditivo contratual estava intrinsecamente relacionada ao baixo custo que esse aditivo representava, em comparação às outras formas de levar o serviço de distribuição de gás aos municípios em questão. O objetivo era que o usuário fosse onerado em menor quantidade ou, na melhor das hipóteses, que ele não necessitasse suportar os custos para essa implantação. Porém, com a cobrança de outorga, as finalidades almejadas da modicidade tarifária e menor oneração possível do usuário não foram atendidas, subvertendo a norma e a orientação do parecer exarado pelo Procurador da Subsecretaria que, à época, tratava de energia.

Da forma como se procedeu, afastou-se a possibilidade de prestação do serviço nos municípios em questão por outros eventuais interessados e, por conseguinte, frustrou caráter competitivo do procedimento licitatório, ao devolver diretamente essas áreas às Concessionárias por outorga – critério sequer adotado na licitação destas concessões.

Isso sem falar que eventual outorga deveria ter sido paga única e exclusivamente pelo interessado na prestação do serviço, sem que isso fosse lançado na tarifa para reembolso pelo usuário, posto que motivada por penalidade pelo descumprimento de uma obrigação contratual. Da forma como foi feito, na realidade, a concessionária foi beneficiada em detrimento da comunidade de usuários, que ao fim e ao cabo arcaram com o ônus da desídia daquela, na medida em que, segundo a atual configuração do cálculo tarifário, não de suportar aumento da tarifa (ou redução em menor percentual) em razão do pagamento de outorga pelo direito da concessionária de prestar serviço de distribuição de gás nos municípios de Angra dos Reis, Cachoeira de Macacu, Nova Friburgo, Teresópolis, Saquarema, Mangaratiba e Maricá, direito este que foi perdido porque a concessionária não desempenhou suas obrigações dentro do prazo estipulado previamente, descumprindo o contrato, repita-se à exaustão.

Por oportuno, e porque explicou a forma como ocorreu a licitação com uma clareza solar, transcrevo trecho da petição inicial das Concessionárias, apresentada na ação judicial já mencionada, onde pugna pela anulação das Deliberações AGENERSA n.º 3.139/2017 e n.º 3.166/2017. Vejamos:

“ Nesse sentido, cumpre destacar que os contratos de concessão originários – antes da celebração de seus aditivos -, não contemplaram o pagamento de qualquer quantia a título de outorga. Isso porque, o referido contrato resultou do processo de privatização das empresas estatais COMPANHIA ESTADUAL DE GÁS e RIOGÁS, que se traduziu na venda de ativos do Estado (alienação do controle acionário), conforme o Edital de Venda PED/ERJ nº 02/97 (doc. 29).

A falta de previsão do pagamento da outorga denota que os contratos originários não trazem parâmetro preconcebido para garantir, ou mesmo afastar, a possibilidade de remuneração das Autoras, em função do pagamento de outorga, mediante a cobrança de tarifas.”

Em outras palavras: a licitação não foi procedida por outorga e referidos aditivos contratuais, ao alvedrio das partes, inobservou o edital de licitação.

Prevista no artigo 37, XXI, da Constituição Federal, a licitação é instrumento necessário para, por meio de critérios objetivos e impessoais, promover a contratação pública. Trata-se de processo administrativo que, para além de ter que atender aos princípios constitucionais aplicáveis à Administração Pública (Legalidade, Publicidade, Impessoalidade, Moralidade e Eficiência), também deve observar àqueles que lhe são próprios, delineados na Lei n.º 8.666/1993, dos quais destaco os Princípios da Competitividade[17] e da Vinculação ao Instrumento Convocatório.

O Princípio da Vinculação ao Instrumento Convocatório, constante no artigo 41, da Lei n.º 8.666/1993, no artigo 14, da Lei n.º 8.987/1995 e no artigo 17, da Lei Estadual n.º 2.831/1997, transforma o edital de licitação numa espécie de lei entre as partes (Poder Concedente e licitantes), devendo por elas ser respeitado. Eventual descumprimento, culmina em ilegalidade.

A Lei de Licitações, em seu artigo 54, §1º[18], impõe que os contratos administrativos observem as determinações e diretrizes do edital de licitação, bem como os termos da proposta.

Por óbvio, os aditivos contratuais devem seguir o mesmo princípio, devendo obediência às balizas e condições estabelecidas no edital de licitação, para que não sejam suscitadas ilegalidades. Não há espaço para defendermos que termos aditivos tenham a capacidade de alterar itens básicos do edital de licitação, como, por exemplo, sua forma, porque estaria indo contra seus princípios.

À luz da Lei Estadual n.º 2.831/1997, há várias formas de proceder uma licitação, sendo que o tipo escolhido deve ser previamente apontado no edital. É nesse sentido a previsão do artigo 18, do referido diploma legal, *ipsis litteris*:

“**Art. 18** - Será adotado um dos seguintes tipos de licitação, previamente estabelecido no edital:

I - o menor valor da tarifa do serviço a ser prestado;

II - a maior oferta, nos casos de pagamento ao Poder Concedente ou Permitente, pela outorga da concessão ou permissão:

III - a combinação dos tipos referidos nos incisos I e II deste artigo;

IV - melhor proposta técnica, com o valor da tarifa fixado no edital;

V - melhor proposta em razão da combinação de proposta técnica e de oferta de pagamento pela outorga; ou

VI - melhor oferta de pagamento pela outorga após qualificação de propostas técnicas.

§ 1º - Entende-se por menor tarifa, no caso de adoção do tipo de licitação mencionado no inciso I, o menor desembolso pelo usuário e/ou pelo Poder Concedente, a título de menor subsídio.

§ 2º - Entende-se por melhor oferta de pagamento o maior valor oferecido ao Poder Concedente ou, na hipótese de subsídio mínimo, aquela em que a proposta oferte as melhores condições financeiras para o cumprimento das obrigações do Poder Concedente.

§ 3º - Quando adotado o tipo de licitação previsto no inciso III o edital deverá prever regras e fórmulas precisas para avaliação econômico-financeira.

§ 4º - Nos casos de adoção dos tipos de licitação mencionados nos incisos IV, V e VI, o edital conterá parâmetros e exigências para formulação de propostas técnicas, para fins de julgamento técnico, na hipótese dos incisos IV e V, e, na hipótese do inciso VI, como requisito de qualificação técnica, que será objeto de avaliação mínima, para efeito de sua aceitação ou não, na fase de habilitação.

§ 5º - No caso de previsão de subsídios será considerado como parâmetro de desigualação o cronograma de redução oferecido pela licitante que resulte em maior economia para o Erário estadual.

§ 6º - Serão desclassificadas as propostas que:

I - forem manifestamente inexeqüíveis ou financeiramente incompatíveis com os objetivos da licitação;

II - necessitem, para sua viabilização, de vantagens ou subsídios que não estejam previamente autorizados em Lei, previstos no edital e à disposição de todos os concorrentes;

- III - quando de entidade estatal alheia à esfera político-administrativa do Poder Concedente ou Permitente, necessite de vantagens ou subsídios do Poder Público controlador da referida entidade;
- IV - cotarem valores simbólicos, irrisórios ou iguais a zero;
- V - não atenderem às exigências do edital;
- VI - contiverem vantagem ou preço baseado em ofertas dos demais licitantes.”

Nesse contexto, entendo incabível a cobrança de pagamento de outorga, como foi feito nos 3º Termos Aditivos, porque o edital de licitação não aventou essa possibilidade. Se o critério de seleção fosse o pagamento de outorga, pode ser que a atual empresa controladora das Concessões não sagra-se vencedora.

Isso sem falar que abastecimento por GNC e GNL é outro tipo de prestação do serviço, diversos do objeto das concessões. As concessões estaduais são de distribuição de gás natural canalizado no Estado do Rio de Janeiro; é isso o que consta na Cláusula Primeira de cada um dos Contratos, bem como em seus próprios títulos.

“CLÁUSULA PRIMEIRA – OBJETO DO CONTRATO

O objeto do presente contrato é a exploração, pela CONCESSIONÁRIA, dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado no Estado do Rio de Janeiro, cujos termos da concessão foram aprovados pelo Decreto nº 23.227, de 12 de junho de 1997, publicado no Diário Oficial do Estado, parte I, pg. 1, edição de 13 de junho de 1997.

§1º - A concessão objeto deste contrato compreende:

- a) – a distribuição de gás natural, através de canalizações; e
- b) – o desempenho de atividades correlatas, compatíveis com a natureza do serviço referido na letra “a” acima.

§2º - Fica a CONCESSIONÁRIA autorizada a distribuir, através de canalização, gás liquefeito de petróleo.

§3º - Na prestação dos serviços a CONCESSIONÁRIA procurará sempre a satisfação de seus clientes, obedecendo aos princípios da eficiência, regularidade, continuidade, segurança, qualidade, generalidade, atualidade, cortesia com os consumidores e modicidade das tarifas.

§4º - Atendidos os princípios referidos no parágrafo anterior, a CONCESSIONÁRIA terá ampla liberdade na direção de seus negócios, na administração de pessoal e no emprego de tecnologia.

§5º - A CONCESSIONÁRIA poderá, através de subsidiárias, explorar outras atividades, além daquelas previstas no *caput* desta cláusula, desde que tal exploração não afete as atividades objeto de concessão.”

Abastecimento por GNC e GNL, na forma como pretendem as Concessionárias, são tipos de distribuição de gás canalizado que necessita de caminhões para transportarem o gás de um gasoduto físico para outro gasoduto físico. Em outras palavras, o conector é um caminhão, não havendo rede de conexão direta. Esses são os chamados gasodutos virtuais.

Utilizar tal forma de conexão como algo provisório, tal como fizeram os primeiros aditivos, é factível e lícito, não alterando objeto do contrato, na medida em que apenas se estará promovendo a prestação do serviço à determinadas localidades de maneira antecipada, enquanto se providencia a implantação do investimento definitivo; do gasoduto físico fundeado. O mesmo não ocorre, porém, quando se emana autorização definitiva para que o serviço de distribuição canalizada de gás seja sempre prestado por intermédio de um caminhão.

Uma coisa é promover o abastecimento temporário de uma região por GNC ou GNL, antecipando a prestação de serviço naquela localidade, enquanto pendentes de conclusão as obras que definitivamente levarão o insumo. Outra, é conferir perpetuidade a tal medida, ao argumento que esta é a forma mais vantajosa à Concessão e aos usuários, ante o seu baixo custo de implantação.

Ad argumentandum, seria possível admitir a alteração da modalidade de prestação do serviço de distribuição de gás natural em caso excepcionalíssimo de comprovação da impossibilidade de implantação de gasodutos físicos na região ou de negativa de licenças ambientais necessárias aos investimentos em questão,

invalidando a iniciativa. Todavia, este não é o ponto, visto que as Concessionárias não se fundam em tais argumentos para subsidiar seus pleitos e, ainda que aduzissem, carecem de comprovação.

Outro aspecto, é que o custo total do metro cúbico do GNC é muito superior que o custo do metro cúbico do gás canalizado, de forma que a longo prazo a implantação dos gasodutos físicos, amortizados em 20 (vinte) anos, têm o potencial de promover segurança, eficiência na prestação e redução tarifária.

Sobreleva-se, ainda, que o transporte de Gás Natural Comprimido e Gás Natural Liquefeito sequer é regulado por esta Casa, sendo de competência da ANP. Assim, concessão estadual de distribuição de gás canalizado, que dependa de intermediário conector controlado por outra agência, porque de competência de outro Ente, gera uma incalculável insegurança ao serviço, na medida em que fica sujeita a regulamentação imprevisível, tanto na forma de proceder quanto no custo.

Ademais, depender de terceiros para prestar serviço que é objeto principal do Contrato de Concessão é no mínimo estranho. Como é possível garantir a continuidade do serviço e manutenção da sua qualidade se há dependência de entidades estranhas ao contrato?

A Agência não tem ingerência no trabalho desenvolvido pelo transportador via terrestre, não podendo impor-lhe obrigações ou aplicar-lhes sanções em caso de prestação inadequada. De igual modo, as Concessionárias não têm controle sobre o trabalho por eles desenvolvidos, não podendo antever, sequer, se as empresas que hoje estão no mercado nele permanecerão ou se sempre haverá player disponível para a prestação desse serviço.

Ainda que fosse possível alterar o objeto do contrato, previamente a elaboração dos Terceiros Termos Aditivos, segundo se depreende do processo E-12/001/1299/2014, não houve estudo de viabilidade para autorizar a prestação do serviço de distribuição de gás via GNC ou GNL, não havendo, por conseguinte, apreciação com relação a eventuais infortúnios oriundos desta modalidade. Como decorrência, nos citados termos aditivos não há determinação de manutenção da prestação do serviço, ainda que não haja intermediário para transportar o GNC ou GNL.

Contudo, sem previsão nesse sentido, os usuários ficam desguarnecidos e sujeitos a arcarem com investimentos que poderão não proporcionar a contraprestação do serviço de distribuição de gás canalizado.

Não obstante, entendo que toda alteração contratual, em respeito e observância ao artigo 38, parágrafo único, da Lei n.º 8.666 / 1993, deve ser precedida de exame e aprovação da assessoria jurídica da Administração Pública. No caso concreto aqui abordado, a única vez que a assessoria jurídica da Casa Civil, o fez de maneira genérica, reproduzindo e aderindo a parecer apresentado pela Secretaria que à época cuidava de energia no âmbito estadual, bem como reforçou a necessidade de complementação da instrução processual em pontos que citou. Ou seja, não houve, naquele momento, apreciação de qualquer minuta de aditivo contratual, tanto porque inexistente, não constando nos autos, quanto porque o processo ainda estava em carecendo de instrução complementar.

Aliás, houve o prosseguimento da instrução processual e, com a minuta dos terceiros aditivos, o processo retornou ao jurídico da SEDEEIS, que salientou a discrepância entre suas proposições e os aditivos que se propunham, senão vejamos (parecer de 03 de novembro de 2014, acostado às fls. 255-261, no processo n.º E-12/001/1299/2014):

“ A manifestação desta Assessoria Jurídica sobre o tema já consta dos autos às fls. 42/49 e 72/78, onde se concluiu que, *‘considerando, inclusive, o fato de que a nova modalidade de prestação de serviço proposta pelas concessionárias não deixará, ao fim do prazo de concessão, uma estrutura física que possa ser revertida em favor do Estado para utilização futura por si ou outras concessionárias a quem seja atribuída a prestação do serviço’*, deveria a AGENERSA proceder à *‘apuração dos montantes devidos a título de restituição ou compensação por meio de novo reajuste tarifário a menor’*.

As minutas juntadas às fls. 236/242 e fls. 243/249 percorrem outra via, estabelecendo, em sua cláusula segunda, uma contraprestação econômica a ser paga diretamente ao Estado. A previsão de contraprestação direta ao Estado diverge da manifestação desta Assessoria Jurídica, que às fls. 72/78 aludiu expressamente ao mecanismo da redução tarifária a menor. As minutas parecem, todavia, coincidir com a via suscitada pela Casa Civil, às fls. 212/213, quando alude à possibilidade de uma “outorga compensatória”, instrumento que não foi avaliado por esta Assessoria Jurídica, de modo que sugerimos devolução à Casa Civil para análise jurídica sobre a minuta ou à douta Procuradoria Geral do Estado se houver questão jurídica a ser dirimida.

Convém registrar, por fim, que não foram inseridas nas minutas penalidade efetivas para a ausência de cumprimento da obrigação de distribuição de gás aos citados Municípios, limitando-se as minutas a afirmar que *‘o não atendimento dos prazos e condições previstas na cláusula primeira deste Termo, bem como seu atendimento de forma inadequada sujeitarão a Concessionária às sanções previstas no Contrato de Concessão e na legislação aplicável’* (cláusula terceira das minutas). Ora, como já destacado nas manifestações anteriores desta Assessoria Jurídica neste mesmo processo, a sanção prevista no Contrato de Concessão para o descumprimento da obrigação de levar a distribuição de gás aos Municípios mencionados nos termos aditivos é a *‘imediata perda da exclusividade contratual sobre a área objeto de determinação’*, sanção cuja aplicação não traz, no dizer da área técnica desta Pasta, *‘nenhuma vantagem’* para o Estado e que acaba por se revelar, por isso mesmo, inócua na sua função primordial que é estimular o cumprimento da obrigação contratada.

Daí ter esta Assessoria Jurídica recomendado expressamente às fls. 42/49 e 72/78 a *‘inserção na futura minuta de termo aditivo de cláusulas que estipulem prazos e estabeleçam, ao lado das penas de perda de exclusividade contratual sobre a área objeto do aditivo, sanções pecuniárias (multas) para a hipótese de descumprimento do dever de abastecimento do novo formato proposto pelas concessionárias, tudo sem embargo da indispensável análise da referida minuta pelos órgãos responsáveis nos termos da legislação estadual em vigor’*. A recomendação foi ignorada nas minutas agora encaminhadas, mas, salvo melhor juízo, deveria ter sido observada ainda que se entenda por caminho diverso da redução tarifária.

Sem prejuízo do exposto acima, recomendo seja (i) ouvida a área técnica desta Pasta para avaliação dos aspectos técnicos pertinentes, conforme solicitado pelo ilustre Secretário de Estado Chefe da Casa Civil; e (ii) seja, então, devolvido o presente processo à Casa Civil, nos termos acima indicados, para sua avaliação jurídica já que calcadas as minutas na metodologia de “outorga compensatória” que não foi avaliada por esta Assessoria Jurídica, ouvindo-se a douta Procuradoria Geral do Estado se houver questão jurídica a ser dirimida.”

Observa-se que já haviam atentado para a necessidade de oitiva prévia do jurídico, em especial da doutra Procuradoria do Estado para dirimir as questões jurídicas remanescentes. Em detrimento do sugerido, o que se verificou em sequência foi a ignorância às sugestões formuladas e a assinatura das minutas sem prévio parecer jurídico.

Nestes pontos(desvinculação ao instrumento convocatório da licitação, alteração do objeto da concessão e ausência de prévia oitiva da assessoria jurídica da Administração Pública a respeito das minutas), na minha visão, nota-se maculado o plano de validade dos referidos Termos Aditivos, porquanto o seu objeto é juridicamente impossível.

Em breves palavras, assim vaticina Alexandre Aragão [\[19\]](#):

“o Estado tem a possibilidade de emitir regulamentos sobre o serviço concedido, mas não sobre aspectos intestinos da empresa concessionária. Não poderá também, naturalmente, a pretexto de regulamentar o serviço, mudar o seu objeto, sob pena de violação à vinculação ao instrumento convocatório da licitação. Não poderia, por exemplo, transformar um serviço de transporte por fios elétricos em automotor, ou um contrato de delegação emprestação terceirizada de serviços.”

Necessária se faz uma correção aqui. Segundo tese sustentada pelas Concessionárias, as outorgas que foram pagas não foram pelo direito à prestação de serviço de distribuição de gás nos municípios de Angra dos Reis, Cachoeira de Macacu, Nova Friburgo, Teresópolis, Saquarema, Mangaratiba e Maricá, mas pelo

direito de alterar a modalidade de prestação de serviço nestes municípios de gasodutos físicos para gasodutos virtuais, cujas malhas seriam conectadas por caminhões que transportam GNC ou GNL.

Em outras palavras, defendem as Concessionárias que pagaram pelo direito de investir menos, contrariando objetivos dispostos na Lei n.º 9.478/1997, que cuida da política energética nacional, afinal, em seu artigo 1º, estabelece como objetivo o fomento a utilização do gás natural. Ora, como é possível impulsionar a utilização do gás natural se, em sentido diametralmente oposto, o que se propõe pelas Concessionárias é a redução da malha de alta pressão?

A interpretação que as Concessionárias atribuíram aos Terceiros Termos Aditivos é, no mínimo, parcial, porque a uma só vez (i) permite que se desonerem da obrigação de realizar obras demoradas e com certo nível de sofisticação técnica; (ii) promove a transferência de recursos financeiros ao Poder Concedente sob a alcinha de outorga e, por isso, as Concessionárias recebem de volta o valor pago em duplicidade na base remuneratória; e (iii) abre espaço para um novo mercado, o de transporte de GNC e GNL por caminhões, que por ela pode ser operado, se assim pretender.

Um parêntese se faz necessário aqui. No intuito de afastar a duplicidade da reposição da depreciação dos ativos no cálculo da base remuneratória, previstos contratualmente, é que o Conselho Diretor formulou proposta de alteração do §6º, da Cláusula Sétima, dos Contratos de Concessão das Concessionárias Ceg e Ceg Rio, por ocasião das 1ª e 2ª Revisões Quinquenais, culminando na lavratura do artigo 4º, alínea a, da Deliberação ASEP/RJ/CD n.º 611/2005[20] (Ceg Rio), do artigo 5º, inciso I, da Deliberação AGENERSA n.º 370/2009 (Ceg Rio) e do artigo n.º 4º, alínea a, da Deliberação AGENERSA n.º 371/2009 (Ceg).

Os Primeiros e Segundos Termos Aditivos aos Contratos de Concessão de ambas as Concessionárias, como já brevemente mencionado, tinham o condão de promover a expansão da malha de gasodutos, permitindo que houvesse distribuição de gás canalizado em outros municípios que inicialmente não haviam sido contemplados. Neles constava a previsão de abastecimento dos municípios de Nova Friburgo e Guapimirim por gasodutos virtuais de forma provisória, para antecipar a prestação do serviço naquelas regiões, enquanto duto físico direto não fosse implantado.

Apenas para fins de esclarecimento, faz-se necessário informar que no município de Nova Friburgo toda a rede física local foi implantada dentro do prazo assinalado e no município de Guapimirim já houve a implantação de toda a rede de abastecimento local e de alta pressão, conectando este município ao sistema de distribuição.

Por ocasião da 2ª Revisão Quinquenal de ambas as Concessionárias, os custos correspondentes aos investimentos previstos nos primeiros aditivos contratuais foram alocados nos respectivos fluxos de caixa das Concessionárias. Porém, em razão da não realização das obras para implantação dos gasodutos, os valores recebidos foram devolvidos aos usuários via modicidade tarifária, sem prescindir da aplicação da penalidade de multa ante o descumprimento contratual

verificado. Atendendo a pedido do Poder Concedente, os mesmos investimentos foram reinseridos em 2013, nos mesmos moldes já definidos em momento anterior. Então, provocando uma novação contratual, mas mantendo a ideia inicial já tracejada nos primeiros aditivos.

Como se depreende, à época, as Concessionárias já possuíam os recursos financeiros necessários aos investimentos de expansão da malha de distribuição. Eles foram reinseridos como obrigações por ocasião da 3ª Revisão Quinquenal, de forma que seus custos já haviam sido alocados nas tarifas pagas pelos usuários do serviço desde então, inexistindo, portanto, razões para a recusa de sua execução, tal como ocorreu.

A alteração promovida pelos Terceiros Aditivos, tal como querem fazer crer as Concessionárias, é prejudicial às Concessões, no aspecto expansão dos serviços, e à população do Estado do Rio de Janeiro, que deixou de receber investimentos substanciais, que promoveriam o desenvolvimento não somente dos municípios contemplados com o serviço, conforme elencados nos aditivos, como também nas regiões por onde os gasodutos físicos passariam.

A mera existência de um gasoduto em certa região, ainda que sem ramais para distribuir gás para a localidade, que acaba por ser zona somente de passagem, é chamariz de empresas que dependem do insumo gás natural para o desenvolvimento de suas atividades e que buscam locais afastados e de baixo custo para se instalarem. Isso sem falar que, gasoduto de distribuição de gás, mesmo sem conectores locais, serve como instrumento de políticas públicas para expansão e fomento de setores econômicos e regiões, à critério do Governo Estadual, porque já havendo a estrutura local pela qual circula o insumo gás, realizar conexões a ela acaba sendo tarefa simples.

Noutra vertente, pela Cláusula Doze, §§2º e 4º, do Contrato de Concessão, os bens vinculados à Concessão, ou seja, efetivamente utilizados pelas Concessionárias na prestação dos serviços, ao final da concessão, serão entregues ao Estado, assegurada indenização com relação a parcela não amortizada.

Nos moldes como as Concessionárias desejam prestar os serviços, através de gasodutos virtuais, utilizando caminhões como conectores, haverá constante dispêndio financeiro, configurado nos gastos com locação de caminhões para o transporte de um ponto a outro, além do custo da suscitada outorga, sem uma contrapartida futura que beneficiará as concessões, que seriam os bens reversíveis.

Nesse ponto, indago sobre a vantagem econômica obtida com a não realização dos investimentos (implantação de gasodutos físicos), apontada nas cartas PRESI-007/14 (fls. 03-05, do Processo n.º E-12/001/1299/2014) e PRESI 006/14 (fls. 27-29, do Processo n.º E-12/001/1299/2014), substituídos por gasodutos virtuais nos moldes já explicados?

Aqui, à título de esclarecimento, falo em supostavvantagem econômica, porque, em verdade, diferente do que querem fazer crer as Concessionárias, o que se nota é que não há economia, na medida em que os valores que seriam gastos para a implantação dos investimentos foram transferidos ao Poder Concedente sob o cognome outorga compensatória ou ativo intangível regulatório. Ou seja, os valores integrais dos investimentos foram previstos, lançados na tarifa, pagos ao Concedente e não haveria qualquer devolução ao usuário.

O Estado, Poder Concedente, segundo a interpretação dos Terceiros Termos Aditivos atribuída pelas Concessionárias, perde duas vezes, porque ao final da concessão não receberá gasodutos físicos como bens reversíveis, posto que inexistentes, e porque deixará de tê-los como promotor de políticas públicas, ainda durante a concessão, conforme acima discorrido.

A sociedade perde na medida em que estará arcando, nas tarifas, com valores que deveriam ser investidos em estrutura fundeada, de longa durabilidade, que promoveria o desenvolvimento de diversas regiões com o acesso a insumo tão básico (gás natural) e facilitador do cotidiano por meio de canalizações, mas que (repeto, segundo interpretações das Concessionárias) foram destinados a compensar as Concessionárias pelo dispêndio de uma outorga. Outorga essa cuja justificativa de existência e forma de cálculo permanecem obscuros. Outorga essa que tem o condão de promover retrocesso ao invés de trazer desenvolvimento.

O usuário do serviço pensa a longo prazo. Seu maior interesse é ter um serviço de qualidade, com fartura e constância não só no fornecimento como também no custo. Parafraseando Antoni Gaudí (1852-1926), ao projetar o Templo Expiatório da Sagrada Família em 1882 sem data para sua conclusão, e agora com previsão de conclusão em 2026, afirmou ao ser indagado sobre as dificuldades construtivas “o cliente não tem pressa”, em especial ao considerarmos que o cliente em questão é a sociedade do Estado do Rio de Janeiro, cujo maior interesse é viver em um estado e nação desenvolvida e bem servida de serviços essenciais.

Nota-se, portanto, que as únicas beneficiárias, com a interpretação que se propõe pelas Concessionárias, seriam elas próprias, que passam a receber valores para não investir, para não desenvolver, para prestar um serviço inferior ao que contratualmente havia sido definido, favorecendo a si ao invés da coletividade, contrariando a própria essência do instituto das concessões.

“A delegação negocial - assim denominada por conter inegável aspecto de bilateralidade nas manifestações volitivas - se consuma através de negócios jurídicos celebrados entre o Poder Público e o particular, os quais se caracterizam por receber, necessariamente, o influxo de normas de direito público, haja vista a finalidade a que se destinam: o atendimento a demandas (primárias ou secundárias) da coletividade ou do próprio Estado.”^[21]

Retrocedendo um pouco, retomando os apontamentos a respeito dos prejuízos causados à coletividade que os Terceiros Termos Aditivos promovem, mister se faz suscitar jurisprudência no âmbito do Superior Tribunal de Justiça, que defende a aplicação da Teoria da Perda de Uma Chance.

Desta forma, considerando que as alterações contratuais, nos moldes que defendem as Concessionárias, fulminaram a possibilidade de desenvolvimento de políticas públicas de expansão e fomento para as áreas contíguas, pelas quais passariam os gasodutos físicos, utilizando o insumo gás natural como agente de promoção, no meu entendimento, enxergo latente as perdas das oportunidades para as municipalidades, e áreas contíguas, em voga.

As ponderações aqui trazidas ante a ventilação desta teoria são mais para destacar o quão prejudiciais são os Terceiros Aditivos, afinal, estamos a falar de um serviço público, cujo objetivo almejado com sua prestação, cujo dever primário é estatal, é o atendimento às necessidades da sociedade, que está sendo fortemente prejudicada, afinal, o futuro não é generoso quando não se aproveitam as janelas de oportunidades.

Promover o desenvolvimento de uma região através da expansão da oferta de insumos básicos tem que ser o objetivo perquirido por todo Administrador Público. É assim que se constrói uma sociedade livre, justa e solidária, atendendo aos objetivos definidos no artigo 3º, da Constituição Federal[22]. Provavelmente, foi com a intenção de solidarizar o acesso a insumos básicos, que se desenvolveu um sistema de energia elétrica interligado no país. A ideia inicial parecia insana e de difícil execução, mas hoje é uma realidade vivenciada no Brasil e um modelo que a Europa está em busca de implantar.

Como outros exemplos semelhantes, que impuseram altos investimentos iniciais, arcados por toda a sociedade, mas que proporcionou desenvolvimento e redução das desigualdades regionais podemos citar, guardadas as proporções, Itaipu, o Porto de Tubarão e a nossa capital, Brasília - cidade extremamente moderna para a época, construída no meio do cerrado.

No caso concreto, ainda que fosse possível argumentar que a alteração imposta pelos Terceiros Termos Aditivos, segundo interpretação conferida pelas Concessionárias, tem o condão de gerar economia, por promover expansão da distribuição de serviço com menor custo – o que não ocorre, porque o valor dos investimentos nos gasodutos físicos inicialmente propostos foi totalmente revertido para pagamento de outorga em favor do Estado – na minha opinião também restaria afastada tal possibilidade ao analisar os investimentos fundeados sob a ótica do desenvolvimento e do necessário compartilhamento do bem-estar social, com fulcro no Princípio da Universalização do Serviço e com lastro no desenvolvimento a partir da solidariedade tarifária.

Entretanto, nota-se que, a despeito da importância deste tema, não vislumbrei nada mais que 2 (dois) cenários para o reequilíbrio da concessão: um considerando e o outro desconsiderando o referido aditivo, de maneira simplória. Não enxerguei análises mais profundas acerca da sua regularidade ou impactos. De igual modo, não observei aprofundamento no tema por parte do Grupo de Trabalho, que ficou mais adstrito aos cálculos. Por sua vez, a Procuradoria sustentou posicionamento diferente do aqui apresentado pelas razões já expostas no relatório, motivo porque deixo de reproduzi-las neste momento.

Há muito o que ser apreciado a respeito dos 3º Termos Aditivos, em especial, com relação aos potenciais desequilíbrios nas Concessões. Isso sem falar na sua regularidade e, por que não dizer, da sua validade ou aptidão para produzir efeitos. Afinal, há muitas interpretações possíveis para referidos aditivos, causando-me dúvidas a respeito da real intenção das partes ao firmá-lo, o que se reflete na forma de cálculo dos seus impactos nas concessões.

A ABRACE, inclusive, ventilou a questão em uma de suas manifestações, apresentando trabalho que analisava o impacto causado pelas outorgas nas margens de distribuição. O trabalho apresentado não tinha precisão matemática, porque a ABRACE não detinha todos os dados necessários ao cálculo preciso, mas foi suficiente para demonstrar, de forma aproximada, os custos a serem suportados pelos usuários pelo estabelecimento dessa outorga. Na mesma linha seguiu a ABIVIDRO em suas manifestações.

5. Outros tópicos relevantes:

A respeito das condições e da forma de tratamento conferidas a consumidor livre, autoprodutor e auto importador, levantadas em sede de razões finais pelos interessados, entendo que foram definidas em minúcias em processos próprios – processo regulatório n.º E-22/007/300/2019 e n.º E-12/003/100183/2018.

Diante das suas peculiaridades, bem como das tramitações independentes e bem sucedidas, entendo que deverão continuar caminhando de forma autônoma às Quartas Revisões Quinquenais, sendo certo que os temas ainda estão em estudo e são passíveis de mudanças legislativas, diante da possibilidade de novas alterações na Lei do Gás ocorrerem num curto período e motivadas por consultas e audiências públicas a serem realizadas.

Lembrando que o Rio de Janeiro é estado pioneiro na implementação de regulação sobre o assunto.

Sobre o Fator X e Fator K, entendo que carecem de aprofundamento, devendo ser analisados em processos específicos, motivo porque sugiro a abertura de processos autônomos para cuidarem das questões correlatas a esses temas.

Quanto ao pedido formulado pelas Concessionárias a respeito da forma de devolução da diferença tarifária oriunda da retroatividade ao primeiro dia do ciclo, entendo correta a visão do Grupo de Trabalho que propôs a devolução integral dentro deste ciclo tarifário, porém há necessidade de recálculo, porque a sugestão do Grupo contemplava início de cobrança da nova tarifa de equilíbrio no dia 01 de janeiro de 2021.

6.Conclusão:

Ante todo o exposto, nota-se que, apesar das semelhanças e dos pontos concordes entre meu posicionamento e o do I. Relator, apresentando resultados, se não idênticos, muito próximos no que concerne à tarifa de equilíbrio, as razões de decidir são abissalmente distintas. Enquanto o Relator confere validade aos Terceiros Termos Aditivos aos Contratos de Concessão e busca defendê-los de forma a equalizar os interesses de Concedente, Concessionária e sociedade, eu defendo que os Aditivos em questão possuem vícios e que cabe aos Contratantes sua repactuação para saná-los, bem como que as partes busquem meios que, visando o interesse público, se desejarem, promovam o retorno dos investimentos em gasodutos físicos para os municípios de Angra dos Reis, Cachoeira de Macacu, Nova Friburgo, Teresópolis, Saquarema, Mangaratiba e Maricá.

Até que haja um posicionamento efetivo a respeito dos Terceiros Termos Aditivos, entendo que não há como o levarmos em consideração para fins de aplicabilidade. As partes, o Tribunal de Contas ou o Judiciário necessitam exprimir posicionamento contundente a respeito destes aditivos, declarando suas nulidades ou conformidades e, neste último caso, interpretando-os de maneira clara para que, na qualidade de Reguladores, possamos fiscalizar e primar pela esmerada execução da vontade das partes. No momento, o que se alcança aqui é uma decisão meramente provisória, que sana desequilíbrios incontestes identificados nas concessões.

Que fique claro: entendo que os Terceiros Termos possuem vícios, mas, tendo em vista que o tema já foi submetido à apreciação do TCE-RJ e do Poder Judiciário, acatareias decisões futuras dos referidos órgãos, quando estas já tiverem transitado em julgado, ainda que porventura sejam diferentes da minha.

Há uma verdade única a respeito destes instrumentos contratuais, mas ela está difusa e obscura. Enquanto essa obscuridade perdurar, não há como darmos efetividade aos Terceiros Termos, não somente em razão da sua aparência de irregularidade, como também diante da dificuldade de interpretação da real vontade dos contratantes quando de sua elaboração.

Feitas todas essas ponderações, voto por:

1. Não considerar os “Terceiros Termos Aditivos” (Ceg e Ceg Rio) para fins de cálculo tarifário, pelas razões já expostas no corpo do presente voto, propondo a não inclusão da outorga compensatória e/ou ativo intangível regulatório na base remuneratória, bem como o refazimento dos cálculos da tarifa de equilíbrio sem considerar os referidos termos;
2. Devolver aos usuários, conforme os cálculos desenvolvidos pelo Grupo de Trabalho, os valores dos investimentos não realizados que haviam sido previstos nas Terceiras Revisões Quinquenais, sendo Ceg Rioo valor de R\$ 287.286.492,14 (duzentos e oitenta e sete milhões, duzentos e oitenta e seis, quatrocentos e noventa e dois reais e quatorze centavos) e Ceg no valor de R\$ 182.841,21 (cento e oitenta e dois milhões, oitocentos e quarenta e um milhões, duzentos e dez mil reais), ambos em data base de 01 de dezembro de 2016, devendo ser compensados no ano de 2018;
3. Ato contínuo, ao Poder Concedente e à Concessionária, signatários do ato, que promovam um reexame dos Terceiros Termos Aditivos, notadamente sobre sua legalidade e reflexos financeiros nas respectivas concessões;
4. Propor ao Poder Concedente e às Concessionárias que reavaliem a possibilidade de reinserção e replanejamento para implantação de gasodutos físicos que atendam aos municípios de Angra dos Reis, Cachoeira de Macacu, Nova Friburgo, Teresópolis, Saquarema, Mangaratiba e Maricá, na forma como proposto nos 2º Termos Aditivos aos Contratos de Concessão e na 3ª Revisão Quinquenal, diante da necessidade e importância dos referidos investimentos não só para as regiões como também para todo o Estado do Rio de Janeiro;
5. Recomendar, novamente, ao Poder Concedente que altere o teor da Cláusula Sétima, §6º, dos Contratos de Concessão (Ceg e Ceg Rio), no intuito de sanar a duplicidade de inclusão da reposição da depreciação dos ativos no cálculo da base remunerável das Concessionárias como recomendado nas o Conselho Diretor formulou proposta de alteração do §6º, da Cláusula Sétima, dos Contratos de Concessão das Concessionárias Ceg e Ceg Rio, por ocasião das 1ª e 2ª Revisões Quinquenais, culminando na lavratura do artigo 4º, alínea a, da Deliberação ASEP/RJ/CD n.º 611/2005 (Ceg Rio), do artigo 5º, inciso I, da Deliberação AGENERSA n.º 370/2009 (Ceg Rio) e do artigo n.º 4º, alínea a, da Deliberação AGENERSA n.º 371/2009 (Ceg);
6. Adotar a metodologia do Fluxo de Caixa Livre Descontado para a 4ª Revisão Quinquenal das Concessionárias Ceg e Ceg Rio, acatando proposição da consultoria FEC-UFF e do Grupo de Trabalho;
7. Adotar, conforme indicação do Grupo de Trabalho:

- a. taxa de CAPM (CapitalAssetPricingModel)no valor de 9,43% (nove inteiros e quarenta e três centésimos por cento) a.a. para o ciclo tarifário de 2018-2022;
- b. receitas correlatas;
- c. compensação da retroatividade das Terceiras Revisões Quinquenais;
- d. deliberações a compensar;
- e. cenário de investimentos;
- f. demandas;
- g. faturamento;
- h. juros sobre capital próprio;
- i. tarifa social.

8. Com relação ao prédio do Gás Velho, localizado na Avenida Presidente Vargas(ConcessionáriaCEG):

- a. Propor ao Poder Concedente negar, definitivamente, a venda do imóvel;
- b. Declarar ser obrigação da Concessionária Ceg a recuperação, manutenção e preservação do imóvel;
- c. Determinar que o Grupo de Trabalho avalie a o prazo adequado para recuperação do bem, inserindo-o à urbes através de utilização como sede e reimplantação do Museu do Gás;
- d. Determinar o envio de comunicação ao Ministério Público e ao INEPAC, solicitando providências quanto a preservação e uso adequado do referido bem;

9. A respeito da marca Naturgy, entendo que os custos com publicidade que promovam unicamente esta marca devem ser glosados, bem como que as Concessionárias devem retomar o uso das marcas Ceg e Ceg Rio, recuperando seu valor;

10. Determinar que seja realizado cálculo de compensação dos valores tarifários cobrados a maior durante o período de janeiro de 2018 até o momento de entrada em vigor da nova tarifa de equilíbrio, que está sendo definida neste momento, com vistas a devolução integral dos valores cobrados a maior dentro ainda deste ciclo tarifário;

11. Determinar a abertura de processos regulatórios autônomos para tratarem das questões correlatas ao Fator X;

12. Determinar a abertura de processos regulatórios autônomos para tratarem das questões correlatas ao Fator K;

13. Aplicar provisoriamente a tarifa de equilíbrio (quadros apresentados no Anexo I, para Ceg, e Anexo II, para Ceg Rio) indicada pelo Grupo de Trabalho, considerando m no percentual de 0,8653194%, para Ceg, e 0,16072629% para Ceg Rio, enquanto pendente de instrução e finalização os presentes processos;
14. Determinar que os presentes processos sejam baixados em diligência para fins de reinstrução, que deverá ocorrer na forma deste voto.
15. Determinar que a Concessionária CEG e Ceg Rio apresente Relatório detalhado de novas instalações de gás canalizado até o fim do Primeiro Trimestre do ano subsequente.

§1º – Excepcionalmente para o ano anterior à conclusão desta Revisão Quinquenal, fica o prazo estendido até o final do 2º trimestre do ano subsequente.

§2º - A Concessionária deverá ter cumprido, ao final do terceiro ano, o percentual mínimo de 60% das metas projetadas.

No mais, acompanho o voto prolatado pelo I. Relator nos seguintes aspectos:

- Concessionária Ceg (nos itens 2,4, 10, 15, 16, 17, 19, 24, 31,45, 46 e 50):

“2. Considerando que o processo de revisão quinquenal possui relevância significativa, sendo o processo regulatório mais importante a tramitar na Agência e considerando que o descumprimento dos prazos para entrega da proposta inicial da concessionária acarretaram em atrasos na aplicação do reposicionamento das margens, no presente caso em desfavor dos consumidores, pois pelas análises do Grupo de Trabalho é possível auferir que as margens praticadas no 5º ciclo revisional (2018-2018) estão superiores ao seu patamar de equilíbrio, sugiro ao Conselho-Diretor aplicar à concessionária CEG a penalidade de multa, no valor de 0,1% (um décimo por cento) do seu faturamento nos últimos 12 (doze) meses anteriores à prática da infração, com base na Cláusula Décima do Contrato de Concessão e no art. 19, inciso IV da Instrução Normativa AGENERSA/CD nº 001, de 04/09/2007, em razão de não ter cumprido o prazo estipulado no contrato de concessão para entrega da proposta de revisão tarifária. Ressalto que tal medida não foi adotada anteriormente a fim de evitar que a concessionária promovesse a paralização do processo por via judicial, o que acarretaria maiores atrasos, e por consequência, maiores prejuízos aos usuários.”

1.

“10. Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor recomendar ao Poder Concedente a alteração da metodologia de cálculo da taxa de remuneração para o custo médio ponderado (WACC), por ser mais adequada ao ambiente regulatório vigente no Brasil e pelo fato da concessionária utilizar capital de terceiros em suas operações de financiamento.”

“15. Diante do exposto, com base na análise técnica realizada pela consultoria da UFF e o posicionamento da procuradoria da AGENERSA sobre o tema, sugiro ao Conselho-Diretor a abertura de processo regulatório específico para definição de método e parâmetros eficazes para avaliação das perdas da concessionária. Também sugiro ao Conselho-Diretor que a concessionária implante a diminuição das perdas, ano a ano, no percentual de 10% do valor observado no período anterior, se estabelecendo como referência o percentual inicial de perdas de 1,5%, correspondente à média das perdas projetadas pela consultoria da UFF para o ciclo revisional 2018-2022.”

“16 Sugiro ainda ao Conselho-Diretor a aplicação da penalidade de multa à concessionária CEG, no valor de 0,1% (um décimo por cento) do seu faturamento nos últimos 12 (doze) meses anteriores à prática da infração, com base na Cláusula Décima do Contrato de Concessão e no art. 19, inciso IV da Instrução Normativa AGENERSA/CD nº 001, de 04/09/2007, em razão da não utilização de procedimentos eficientes no combate à redução das perdas no ciclo tarifário de 2013-2017, que por consequência, oneraram a concessão.”

“17. Sugiro também ao Conselho-Diretor recomendar ao Poder Concedente a alteração do limite máximo de perdas, fixados no contrato de concessão, para patamares mais eficientes.”

1.

“24 Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor aplicar à concessionária CEG a penalidade de multa, no valor de 0,1% (um milésimo por cento) do seu faturamento nos últimos 12 (doze) meses anteriores à prática da infração, com base na Cláusula Décima do Contrato de Concessão e no art. 19, inciso IV da Instrução Normativa AGENERSA/CD nº 001, de 04/09/2007, em razão do descumprimento do plano de investimentos no quinquênio 2013-2017, no valor de R\$ 95 milhões (moeda dez/16) a VPL de 2018, conforme atestado pela própria concessionária ao longo do processo revisional.”

“27. Outrossim, diante do exposto e com base nos argumentos anteriormente debatidos, sugiro ao Conselho Diretor aprovar a metodologia de cálculo do saldo dos investimentos não realizados proposta pela FGV Projetos, acrescida da capitalização do valor até o presente ciclo revisional, conforme entendimento da UFF e do Grupo de Trabalho da AGENERSA.”

“31 Com base nas conclusões da consultoria da UFF, proponho também ao Conselho-Diretor aplicar à concessionária CEG a penalidade de multa, no valor de 0,1%(um décimo por cento) do seu faturamento nos últimos 12 (doze) meses anteriores à prática da infração, com base na Cláusula Décima do Contrato de Concessão e no art. 19, inciso IV da Instrução Normativa AGENERSA/CD nº 001, de 04/09/2007, em razão da realização dos investimentos com custos superiores aos projetados.”

“45. Diante do exposto e conforme adotado pela Consultoria da UFF e pelo Grupo de Trabalho, sugiro ao Conselho-Diretor adotar no ano de 2018, no fluxo de caixa da concessão a compensação do desequilíbrio causado pela obrigação de gratuidade das ligações via celular no Call Center, no valor de R\$ 1.570.000,00, base dez/2016, a favor da concessionária CEG.”

“46. Diante do exposto e conforme considerado pela Consultoria da UFF e pelo Grupo de Trabalho, sugiro ao Conselho-Diretor incluir, no ano de 2018, no fluxo de caixa da concessão a compensação do montante de R\$ 2,08 milhões, base dez/2016 referente às medidas adotadas pela concessionária após o incidente na localidade Fazenda Botafogo.”

“50. Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor que determine a CAPET, no prazo de 15 dias, o cálculo do montante recebido a maior, no período compreendido entre janeiro de 2018 a março de 2021, conforme metodologia adotada nos processos da 2ª e da 3ª Revisões Quinquenais.”

- Concessionária Ceg Rio(nos itens 2, 4, 10, 12, 13, 16, 17, 19, 24, 27, 31,45, 47, 49 e 51):

“2. Considerando que o processo de revisão quinquenal possui relevância significativa, sendo o processo regulatório mais importante a tramitar na Agência e considerando que o descumprimento dos prazos para entrega da proposta inicial da concessionária acarretaram em atrasos na aplicação do reposicionamento das margens, no presente caso em desfavor dos consumidores, pois pelas análises do Grupo de Trabalho é possível auferir que as margens praticadas no 5º ciclo

revisional (2018-2022) estão superiores ao seu patamar de equilíbrio, sugiro ao Conselho-Diretor aplicar à concessionária CEG RIO a penalidade de multa, no valor de 0,1% (um décimo por cento) do seu faturamento nos últimos 12 (doze) meses anteriores à prática da infração, com base na Cláusula Décima do Contrato de Concessão e no art. 19, inciso IV da Instrução Normativa AGENERSA/CD nº 001, de 04/09/2007, em razão de não ter cumprido o prazo estipulado no contrato de concessão para entrega da proposta de revisão tarifária. Ressalto que tal medida não foi adotada anteriormente a fim de evitar que a concessionária promovesse a paralização do processo por via judicial, o que acarretaria maiores atrasos, e por consequência, maiores prejuízos aos usuários.”

“4. Considerando os comandos contratuais de atualização monetária pelas variações do IGP-M e a determinação de envio da proposta de revisão tarifária no penúltimo semestre de cada quinquênio, sugiro ao Conselho-Diretor a adoção da data-base de dezembro de 2016 para os valores considerados no fluxo de caixa da 4ª Revisão Quinquenal”

“10. Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor recomendar ao Poder Concedente a alteração da metodologia de cálculo da taxa de remuneração para o custo médio ponderado (WACC), por ser mais adequada ao ambiente regulatório vigente no Brasil e pelo fato da concessionária utilizar capital de terceiros em suas operações de financiamento.”

“12. Considerando que a proposta da consultoria da UFF trará impactos positivos para concessão, na medida em que possibilitará o ajuste da demanda, dos valores projetados com os efetivamente realizados e considerando as recomendações da procuradoria da AGENERSA, diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor a abertura de processo específico para tratar do tema.”

“13. Sugiro ainda ao Conselho-Diretor recomendar ao Poder Concedente a adoção dos sistemas de repasse (gatilhos).”

“16. Em consonância com o processo da 4ª Revisão Quinquenal da CEG, sugiro ao Conselho-Diretor a abertura de processo regulatório específico para definição de método e parâmetros eficazes para avaliação das perdas da concessionária.”

“17. Sugiro também ao Conselho-Diretor recomendar ao Poder Concedente a alteração do limite máximo de perdas, fixados no contrato de concessão, para patamares mais eficientes.”

“19. Recomendo ainda ao Conselho-Diretor a instauração de processo regulatório específico para desenvolvimento de indicadores de performance relativos aos custos e despesas operacionais.”

“24. Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor aplicar à concessionária CEG RIO a penalidade de multa, no valor de 0,1% (um décimo por cento) do seu faturamento nos últimos 12 (doze) meses anteriores à prática da infração, com base na Cláusula Décima do Contrato de Concessão e no art. 19, inciso IV da Instrução Normativa AGENERSA/CD nº 001, de 04/09/2007, em razão do descumprimento do plano de investimentos no quinquênio 2013-2017, no valor de R\$ 58,4 milhões (moeda dez/16) a VPL de 2018, conforme atestado pela própria concessionária ao longo do processo revisional.”

“27. Outrossim, diante do exposto e com base nos argumentos anteriormente debatidos, sugiro ao Conselho Diretor aprovar a metodologia de cálculo do saldo dos investimentos não realizados proposta pela FGV Projetos, acrescida da capitalização do valor até o presente ciclo revisional, conforme entendimento da UFF e do Grupo de Trabalho da AGENERSA.”

“31. Com base nas conclusões da consultoria da UFF, proponho também ao Conselho-Diretor aplicar à concessionária CEG RIO a penalidade de multa, no valor de 0,1% (um décimo por cento) do seu faturamento nos últimos 12 (doze) meses anteriores à prática da infração, com base na Cláusula Décima do Contrato de Concessão e no art. 19, inciso IV da Instrução Normativa AGENERSA/CD nº 001, de 04/09/2007, em razão da realização dos investimentos com custos superiores aos projetados.”

“45. Diante do exposto e conforme adotado pela Consultoria da UFF e pelo Grupo de Trabalho, sugiro ao Conselho-Diretor adotar no ano de 2018, no fluxo de caixa da concessão a compensação do desequilíbrio causado pela obrigação de gratuidade das ligações via celular no Call Center, no valor de R\$ 300.000,00, base dez/2016, a favor da concessionária CEG RIO.”

“47. Considerando ainda as determinações contidas no corpo do voto do Processo nº SEI-220007/002206/2020, complementado pela Deliberação AGENERSA nº 4.163/2021, referente à atualização tarifária de janeiro de 2021 e a aplicação do reajuste contratual pelo IGP-M de 24,52%, de forma gradual e parcelada ao longo do ano de 2021, nos percentuais 4,0% em fevereiro e 6,2% em maio, agosto e novembro, sugiro ao Conselho-Diretor que no prazo de 10 dias, a CAPET adequar a estrutura ora aprovada, incorporando os efeitos do escalonamento do reajuste das margens fixados naquele processo.”

“49. Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor que determine a CAPET, no prazo de 15 dias, o cálculo do montante recebido a maior, no período compreendido entre janeiro de 2018 a março de 2021, conforme metodologia adotada nos processos da 2ª e da 3ª Revisões Quinquenais.”

“51. Também recomendo que, após a definição do fator redutor das margens, a CAPET atualize a estruturatarifária vigente, fazendo constar o índice de reposicionamento das margens (m), o fator redutor das margens(f) e a parcela relativa ao IGP-M aprovada no processo de atualização tarifária com vigência em janeiro de 2021, para aprovação do Conselho-Diretor.”

É como voto.

José Carlos dos Santos Araújo

Conselheiro Relator

[1] Valores apurados em 15 de janeiro de 2017.

[1] DELIBERAÇÃO AGENERSA N.º 3.260 DE 26 DE OUTUBRO DE 2017.

CONCESSIONÁRIA CEG – AUTORIZAÇÃO PARA VENDA DO IMÓVEL SITUADO À AVENIDA PRESIDENTE VARGAS, N.º 2610 – CIDADE NOVA (IMÓVEL COMERCIAL – ANTIGA FÁBRICA DE GÁS).

O CONSELHO DIRETOR DA AGÊNCIA REGULADORA DE ENERGIA E SANEAMENTO BÁSICO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO - AGENERSA, no uso de suas atribuições legais e regimentais, e tendo em vista o que consta no Processo Regulatório n.º E-12/003/263/2017, por unanimidade,

DELIBERA,

Art. 1º - Não autorizar, neste momento, a venda do imóvel situado à Avenida Presidente Vargas, n.º. 2610, Cidade Nova, Rio de Janeiro/RJ.

Art. 2º - Remeter a análise do pleito apresentado no presente processo à próxima Revisão Quinquenal da CEG, para fins de enquadramento do imóvel acima citado e cálculo tarifário.

Art. 3º - A presente deliberação entrará em vigor na data de sua publicação.

José Bismarck Vianna de Souza

Conselheiro-Presidente

Luigi Eduardo Troisi

Conselheiro

Silvio Carlos Santos Ferreira

Conselheiro

Tiago Mohamed Monteiro

Conselheiro-Relator

[2] DELIBERAÇÃO AGENERSA N.º 2587 DE 16 DE JULHO DE 2015.

CONCESSIONÁRIA CEG – DESVIO DE DOCUMENTOS HISTÓRICOS DO MUSEU DA CEG.

O CONSELHO DIRETOR DA AGÊNCIA REGULADORA DE ENERGIA E SANEAMENTO BÁSICO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO - AGENERSA, no uso de suas atribuições legais e regimentais, e tendo em vista o que consta no Processo Regulatório n.º E-12/003/293/2015, por unanimidade,

DELIBERA:

Art. 1º - Determinar à Concessionária CEG que, no prazo de 60 (sessenta) dias, apresente a esta AGENERSA:

I – Resposta às indagações apresentadas pela Câmara de Energia, no Ofício AGENERSA/CAENE N.º. 046/15:

a) Do que se tratam estes documentos?

b) São documentos do Acervo do Museu do Gás?

c) Ao tomar conhecimento do fato, quais providências foram adotadas pela CEG?

d) Quais outras informações que julgam ser necessárias para melhor entendimento da matéria?

II – Projeto para reforma e manutenção do Museu do Gás;

III - Projeto para catalogar todo acervo histórico integrante do Museu do Gás.

Art. 2º - Determinar à Secretaria Executiva que remeta cópia da presente decisão ao Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional - IPHAN.

Art. 3º - A presente deliberação entrará em vigor na data de sua publicação.

Rio de Janeiro, 16 de julho de 2015.

José Bismarck Vianna de Souza

Conselheiro-Presidente-Relator

Silvio Carlos Santos Ferreira

Conselheiro

Roosevelt Brasil Fonseca

Conselheiro

Luigi Eduardo Troisi

Conselheiro

Moacyr Almeida Fonseca

Conselheiro

[3] Deliberação 370 - 02 abr 2009

DELIBERAÇÃO AGENERSA Nº. 370 DE 31 DE MARÇO DE 2009.

CONCESSIONÁRIA CEG RIO – 2ª REVISÃO QUINQUENAL DO CONTRATO DE CONCESSÃO.

O Conselho-Diretor da Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do estado do Rio de Janeiro – AGENERSA, no uso de suas atribuições legais e regimentais, e tendo em vista o que consta no Processo Regulatório nº E-12/020.215/2007, por unanimidade,

DELIBERA:

Art. 1º - Aprovar a aplicação do método do Fluxo de Caixa Livre da Empresa, igualmente denominado Fluxo de Caixa Descontado, como metodologia para a segunda Revisão Quinquenal da Concessionária CEG RIO.

Art. 2º - Homologar a segunda Revisão Quinquenal da Concessionária CEG RIO, referente ao quinquênio compreendido entre 2008 e 2012, na forma dos Anexos 1, 2, 3, 4, 5, 5.1, 6 e 7.

Art. 3º - Determinar à CEG RIO que divulgue a estrutura tarifária aprovada aos seus Usuários com, no mínimo, 30 (trinta) dias de antecedência, na forma do art. 5º da Lei Estadual nº 2.752, de 02/07/1997, bem assim que encaminhe cópia das aludidas publicações a esta Agência Reguladora, no prazo de 05 (cinco) dias após a sua veiculação na imprensa.

Art. 4º - Aprovar a irretroatividade da aplicação das tarifas decorrentes da margem revista na presente Revisão Quinquenal.

§1º - Fica a concessionária CEG RIO autorizada a realizar a compensação financeira relativa ao período de 1º de janeiro de 2008 a 8 de maio de 2009, referente a quinquênio de 2008 a 2012, no valor de R\$ 11.257.000,00 (onze milhões duzentos e cinquenta e sete mil reais), após impostos, em moeda de dezembro de 2006, por, meio da aplicação dos percentuais de 2,00% (dois inteiros por cento) em 2010 e 3,53% (três inteiros e cinquenta e três centésimos por cento) em 2011 e 2012, a incidir nos dias 1º de janeiro de 2010, 2011 e 2012, sobre as margens vigentes em 31 de dezembro de 2009, 2010 e 2011, respectivamente.

§2º - Eventual recebimento de valor a maior ou a menor, em decorrência da compensação prevista no parágrafo anterior deverá ser objeto de análise na próxima revisão quinquenal da Concessionária CEG RIO.”

Art. 5º - Recomendar ao Poder Concedente e à CEG RIO a celebração de Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, contemplando os seguintes aspectos:

I) a alteração do §6º da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, visando a sanar a duplicidade de inclusão da reposição da depreciação dos ativos no cálculo da base remunerável da CEG RIO;

II) a alteração da fórmula prevista no §14 da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, visando a corrigir a expressão de revisão tarifária nas hipóteses de variação nos custos de aquisição do gás;

III) a alteração da estrutura tarifária, visando à inclusão de tarifas específicas para os segmentos industriais Cogeração, Climatização, Termelétrico e Consumidor Livre, bem assim a exclusão da classe GNV (gás natural veicular) sem contrato;

IV) a inclusão das metas físicas e financeiras de expansão das redes e ramais de distribuição de gás natural, implantação de GNC (gás natural comprimido) e back up de GNS (gás natural sintético); para os Municípios apresentados no cronograma constante do presente voto, visando a formalizar e regulamentar o Plano de Investimentos aprovado para o quinquênio compreendido entre 2008 e 2012.

Art. 6º - Determinar que a Concessionária CEG RIO apresente em até 30 (trinta) dias, plano plurianual de investimentos referente aos anos de 2009, 2010, 2011 e 2012 compatível com as metas físicas de expansão da rede de distribuição de gás natural aprovadas nesta Revisão Quinquenal, indicando os respectivos projetos básicos, bem assim os cronogramas físico-financeiros, com orçamentos pautados nos custos unitários estipulados pela Empresa de Obras Públicas do Estado do Rio de Janeiro – EMOP-RJ.

§1º - Todos os investimentos terão suas metas quantificadas em relação aos usuários a serem atendidos, extensão de rede a ser implantada, especificando se de baixa, média ou alta pressão, volume de gás a ser fornecido, identificando os respectivos distritos e municípios que serão atendidos;

§2º - A Concessionária CEG RIO enviará, anualmente, até 31 de outubro, o plano plurianual de investimentos atualizados para os três anos seguintes;

§3º - A Concessionária CEG RIO comprovará semestralmente os valores efetivamente despendidos no período, com os investimentos previstos no plano plurianual citado.

§4º - A Câmara Técnica de Política Econômica e Tarifária apresentará Relatório ao Conselho Diretor da AGENERSA, cotejando os investimentos anuais previstos no Fluxo de Caixa com os investimentos efetivamente comprovados, visando a manter a equação econômico-financeira no período que antecede ao reajuste anual da tarifa limite.

Art. 7º - Esta Deliberação entrará em vigor na data de sua publicação.

Rio de Janeiro, 02 de abril de 2009.

JOSÉ CARLOS DOS SANTOS ARAÚJO

Conselheiro Presidente

DARCILIA APARECIDA DA SILVA LEITE

Conselheira Relatora

SÉRGIO BURROWES RAPOSO

Conselheiro

[\[4\]](#) Deliberacao 371 - 30 abr 2009

Concessionária: CEG - 2ª Revisão Quinquenal CEG

O Conselho Diretor da Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do estado do Rio de Janeiro – AGENERSA, no uso de suas atribuições legais e regimentais, e tendo em vista o que consta no processo regulatório E-12/020.214/2007, POR MAIORIA,

DELIBERA:

Art. 1º - Aprovar a aplicação do método do Fluxo de Caixa Livre da Empresa, também denominado Fluxo de Caixa Descontado, como metodologia para a Segunda Revisão Quinquenal Tarifária da Concessionária CEG, na forma do Relatório Geral e do Relatório de Análise das Audiências Públicas da Universidade

Federal Fluminense, constante dos autos do Processo E-12/020.214/2007.

Art. 2º - Aprovar o valor de 10,22% (dez inteiros e vinte e dois centésimos por cento) para a Taxa de Remuneração de Capital na Segunda Revisão Quinquenal de Tarifas nos termos dos cálculos efetuados pela equipe técnica da AGENERSA constantes dos autos do processo E-12/020.214/2007, com as formulas estipuladas no Contrato de Concessão da CEG.

Art. 3º - Aprovar os valores de margens calculadas e as respectivas tarifas limites para a data base de 01 de dezembro de 2006, para a Concessionária CEG constantes nos Anexos a seguir discriminados:

ANEXO 1 – Projeção do Consumo entre 2008 e 2012, por segmento e faixa de consumo.

ANEXO 2 – Projeção das despesas operacionais entre 2008 e 2012

ANEXO 3 - Evolução do Imobilizado Novo da CEG, a preços de dezembro de 2006, quais sejam:

Anexo 3.1) Investimentos em valores constantes a preços de dezembro de 2006, ano a ano, desde 2008 a 2012;

Anexo 3.2) Evolução do Imobilizado, contendo:

- a) valores dos imobilizados iniciais, ano a ano, desde 2008 a 2012;
- b) os valores dos imobilizados ao final de cada ano, ano a ano, desde 2008 a 2012;
- c) os valores das depreciações anuais e das depreciações acumuladas, desde 2008 a 2012; e
- d) os valores dos investimentos depreciados, ano a ano, desde 2008 a 2012.

ANEXO 4 – Projeção de Outras Receitas da CEG, a preços de dezembro de 2006,

ANEXO 5 – Fluxo de Caixa da CEG e Margem Unitária da CEG.

ANEXO 6 – Comparativo da tarifa vigente e da tarifa revisada para janeiro de 2007.

ANEXO 7 – Evolução das margens e tarifa em fevereiro de 2009.

ANEXO 8 – Metas físicas de expansão de atendimento do sistema de distribuição de gás natural.

Art. 4º - Recomendar ao Poder Concedente a celebração de Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da CEG, que contemple os seguintes aspectos:

- a) Alteração do §6º, da Cláusula Sétima, do Contrato de Concessão da CEG, para sanar a duplicidade de inclusão da reposição da depreciação dos ativos no cálculo da base remunerável da Concessionária CEG.

- b) Alteração da fórmula constante no §14º, da Cláusula Sétima, do Contrato de Concessão da CEG, para corrigir a expressão de revisão de tarifa quando houver variação nos custos de aquisição do gás.
- c) Alteração do Anexo I, do Contrato de Concessão da CEG, que define a estrutura tarifária, visando a inclusão de tarifas específicas para os segmentos cogeração, termelétricas, consumidor livre e climatização e, exclusão do segmento GNV sem contrato.
- d) Inclusão das metas físicas de expansão de atendimento do sistema de distribuição de gás natural para as localidades apresentadas no cronograma constante do ANEXO 8.

Art. 5º - Conceder à Concessionária CEG o prazo de até 180 (cento e oitenta) dias, para apresentar uma proposta metodologia para o estabelecimento de nova estrutura tarifária, preferencialmente em forma binomial, mantendo as margens aprovadas nesta Segunda Revisão Quinquenal, que deverá ser analisada em processo regulatório próprio e submetida previamente à Audiência Pública, na forma do art. 85 do Regimento Interno da AGENERSA.

Parágrafo Único – Decorrido esse prazo sem que a Concessionária tenha se manifestado, nova proposta de alteração da estrutura tarifaria somente poderá ser apresentada nas próximas revisões quinquenais.

Art. 6º - Determinar que a Câmara de Política Econômica e Tarifária conjuntamente com a Câmara Técnica de Energia da AGENERSA estabeleça, em até 180 (cento e oitenta) dias, metodologia para desenvolvimento de um estudo completo a ser concluído em até 720 (setecentos e vinte dias) dias, a respeito dos custos das obras destinadas à instalação de infraestrutura de distribuição de gás canalizado no Estado do Rio de Janeiro, o qual deverá ser precedido de Audiência Pública, na forma do art. 85 do Regimento Interno da AGENERSA

Art. 7º - Determinar que a Concessionária CEG apresente em até 30 (trinta) dias, plano plurianual de investimentos referente aos anos de 2009, 2010, 2011 e 2012 compatível com as metas físicas de expansão da rede de distribuição de gás natural aprovados nesta Revisão Quinquenal, conforme o ANEXO 8, indicando os respectivos projetos básicos, cronogramas físico-financeiros, com orçamentos pautados nos custos unitários estipulados pela Empresa de Obras Públicas do Estado do Rio de Janeiro — EMOP-RJ.

§1º - Os investimentos terão suas metas quantificadas em relação aos usuários a serem atendidos; extensão da rede a ser implantada, especificada se de baixa, média ou alta pressão; volume de gás a ser fornecido, identificando os respectivos distritos e municípios que serão atendidos.

§2º - A Concessionária CEG enviará, anualmente, até 31 de outubro, o plano plurianual de investimentos atualizados para os três anos seguintes.

§3º - A Concessionária CEG comprovará semestralmente os valores efetivamente despendidos no período, com os investimentos previstos no plano plurianual citado.

§4º - Os custos unitários estipulados pela Empresa de Obras Públicas do Estado do Rio de Janeiro — EMOP-RJ deverão ser utilizados até decisão sobre o processo regulatório que trata o item 6º anterior.

§5º - A Câmara Técnica de Política Econômica e Tarifária cotejará os investimentos anuais previstos no Fluxo de Caixa Descontado com os efetivamente comprovados, visando manter a equação econômico-financeira no período que antecede ao reajuste anual da tarifa limite.

Art. 8º - Determinar que a Concessionária CEG apresente Relatório detalhado de novas instalações de gás canalizado até o fim do Primeiro Trimestre do ano subsequente.

§1º – Excepcionalmente para o ano anterior à conclusão desta Revisão Quinquenal, fica o prazo estendido até o final do 2º trimestre do ano subsequente.

§2º - A Concessionária deverá ter cumprido, ao final do terceiro ano, o percentual mínimo de 60% das metas projetadas.

Art. 9º - As novas tarifas fixadas nesta Revisão referentes ao período do terceiro quinquênio, iniciado em janeiro de 2008 e a se encerrar em dezembro de 2012, terão vigência imediata, sem que lhe seja atribuído efeito retroativo, em nome da segurança jurídica.

Art. 10º - Determinar que a Câmara de Política Econômica e Tarifária da AGENERSA estabeleça, em até 360 (trezentos e sessenta) dias, proposta de metodologia para consideração na margem, de um Fator de Eficiência (Fator X), que possibilite o compartilhamento de ganhos de eficiência da Concessionária CEG com o usuário, que deverá ser analisada em processo regulatório próprio e submetida previamente à Audiência Pública, na forma do art. 85 do Regimento Interno da AGENERSA.

Art. 11º – Determinar que a Câmara de Política Econômica e Tarifária da AGENERSA apure, em até 180 (cento e oitenta) dias, todos os montantes referentes a valores cobrados indevidamente dos usuários não identificados, atualizados para a data de elaboração da Nota Técnica, constantes das Deliberações AGENERSA Nº.s 016/06, 123/07, 125/07, 143/07, 136/07, 238/08, 240/08.

Art. 12º - Esta Deliberação entrará em vigor a partir da data de sua publicação.

Rio de Janeiro, 30 de abril de 2009.

José Carlos dos Santos Araújo

Conselheiro Presidente

Ana Lúcia Sanguedo Boynard Mendonça

Conselheira (voto vencido nos artigos 2º, 3º, 8º e 10º)

Darcília Aparecida da Silva Leite

Conselheira

Sérgio Burrowes Raposo

Conselheiro

[5] DELIBERAÇÃO AGENERSA N.º 1618 DE 27 DE MAIO DE 2013.**CONCESSIONÁRIA CEG – 2ª REVISÃO QUINQUENAL DO CONTRATO DE CONCESSÃO.**

O CONSELHO DIRETOR DA AGÊNCIA REGULADORA DE ENERGIA E SANEAMENTO BÁSICO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO - AGENERSA, no uso de suas atribuições legais e regimentais, tendo em vista o que consta no Processo Regulatório n.º E-12/020.214/2007, por unanimidade,

DELIBERA:

Art. 1º - Aplicar à Concessionária CEG a penalidade de advertência, com base na Cláusula 10ª do Contrato de Concessão, c/c o artigo 19, IV, da Instrução Normativa nº001/2007, devido ao descumprimento do estabelecido no art. 3º e 6º, da Deliberação AGENERSA nº 1051/12.

Art. 2º - Determinar à Secretaria-Executiva, em conjunto com a Câmara Técnica de Energia, a lavratura do correspondente Auto de Infração, nos termos da Instrução Normativa AGENERSA/CD n.º 001/2007.

Art. 3º - Aplicar à Concessionária CEG a penalidade de multa, no montante de 0,07% (sete centésimos por cento) do seu faturamento nos últimos 12 (doze) meses anteriores à 31/12/12, com base na Cláusula 10ª do Contrato de Concessão, c/c o artigo 19, IV, da Instrução Normativa nº 001/2007, devido ao não atingimento das metas físicas e financeiras, estabelecidas na Deliberação AGENERSA nº 371/09.

Art. 4º - Determinar à Secretaria-Executiva, em conjunto com a Câmara Técnica de Política Econômica e Tarifária e a Câmara Técnica de Energia, a lavratura do correspondente Auto de Infração, nos termos da Instrução Normativa AGENERSA/CD n.º 001/2007.

Art. 5º - Determinar que o valor não investido pela Concessionária de R\$ 287.277.506,00 (duzentos e oitenta e sete milhões, duzentos e setenta e sete mil, quinhentos e seis reais), base de dezembro de 2011, seja considerado para modicidade tarifária nos trabalhos em curso da 3ª Revisão Quinquenal.

Art. 6º - Determinar que seja analisado pela CAPET e Consultoria contratada para os trabalhos da 3ª Revisão Quinquenal, ora em curso, a conta dos “investimentos diferidos” e eventual saldo seja incorporado ao montante dos investimentos não realizados, visando com isso a sua contemplação para a modicidade tarifária.

Art. 7º - Remeter aos estudos da 3ª Revisão Quinquenal, a fim de resguardar a modicidade tarifária os investimentos físicos não realizados no período de 2008-2012.

Art. 8º - Esta deliberação entrará em vigor a partir da data de sua publicação.

Rio de Janeiro, 27 de maio de 2013.

José Bismarck Vianna de Souza

Conselheiro-Presidente

Luigi Eduardo Troisi

Conselheiro

Moacyr Almeida Fonseca

Conselheiro-Relator

Roosevelt Brasil Fonseca

Conselheiro

Silvio Carlos Santos Ferreira

Conselheiro

[6] DELIBERAÇÃO AGENERSA N.º 1619 DE 27 DE MAIO DE 2013.

CONCESSIONÁRIA CEG RIO – Segunda Revisão Quinquenal Do Contrato De Concessão.

O CONSELHO DIRETOR DA AGÊNCIA REGULADORA DE ENERGIA E SANEAMENTO BÁSICO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO - AGENERSA, no uso de suas atribuições legais e regimentais, e tendo em vista o que consta no Processo Regulatório n.º E-12/020.215/2007, por unanimidade,

DELIBERA:

Art. 1º - Aplicar à Concessionária CEG RIO, a penalidade de multa, no montante de 0,07% (sete centésimos percentual) sobre o faturamento da Concessionária nos últimos 12 (doze) meses anteriores à 31/12/12, pelo descumprimento das metas físicas e financeiras do Quinquenio Revisional de 2008 a 2012, com base na Cláusula Décima inciso II do Contrato de Concessão e no artigo 19, inciso IV da Instrução Normativa nº 001/2007.

Art. 2º - Determinar à SECEX, juntamente com a CAENE e CAPET, a lavratura do correspondente Auto de Infração, conforme Instrução Normativa AGENERSA/CD n.º 001/2007.

Art. 3º - Aplicar à Concessionária CEG RIO a penalidade de advertência, pela demora no cumprimento dos artigos 3º, 7º e 8º da Deliberação AGENERSA n.º 998/2012, com base na Cláusula Décima do Contrato de Concessão, e no artigo 18, I, da Instrução Normativa n.º 001/2007,.

Art. 4º - Determinar à SECEX, juntamente com a CAENE, a lavratura do correspondente Auto de Infração, conforme Instrução Normativa AGENERSA/CD n.º 001/2007.

Art. 5º - Remeter aos estudos da 3ª Revisão Quinquenal, a fim de resguardar a modicidade tarifária, os montantes físicos dos investimentos não realizados no período de 2008-2012.

Art. 6º - Remeter aos estudos da 3ª Revisão Quinquenal, visando a modicidade tarifária em benefício dos consumidores, os montantes financeiros dos investimentos não realizados no período de 2008 – 2012 no valor de R\$ 86.601.942,00 (oitenta e seis milhões, seiscentos e um mil e novecentos e quarenta e dois reais), e a análise do valor dos “Investimentos Diferidos”, que deverá ser apurado pela CAPET e Consultoria Deloitte.

Art. 7º - A presente deliberação entrará em vigor na data de sua publicação.

Rio de Janeiro, 27 de maio de 2013.

José Bismarck Vianna de Souza

Conselheiro-Presidente-Relator

Moacyr Almeida Fonseca

Conselheiro

Roosevelt Brasil Fonseca

Conselheiro

Luigi Eduardo Troisi

Conselheiro

Silvio Carlos Santos Ferreira

Conselheiro

[7] Manifestação extraída do processo administrativo n.º E-12/001-1299/2014, p. 218-219.

[8] Extraído do Termo Aditivo firmado entre o Poder Concedente e a Concessionária CEG RIO em 04 de agosto de 2005.

[9] **DELIBERAÇÃO AGENERSA N.º 3139 DE 20 DE JUNHO DE 2017.**

CONCESSIONÁRIA CEG – VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DO TERCEIRO TERMO ADITIVO AO CONTRATO DE CONCESSÃO DA CONCESSIONÁRIA CEG.

O CONSELHO DIRETOR DA AGÊNCIA REGULADORA DE ENERGIA E SANEAMENTO BÁSICO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO - AGENERSA, no uso de suas atribuições legais e regimentais, e tendo em vista o que consta no Processo Regulatório n.º **E-12/003.120/2017**, por unanimidade,

DELIBERA:

Art. 1º - Considerar que as metas de investimentos físicos no montante de R\$ 1.108.07 milhões da CEG para o quinquênio 2013/2017 foram, pela assinatura do 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da CEG, alteradas para R\$ 977.23 milhões, devido a exclusão do valor de R\$ 130.84 milhões (valores de Dez/2011), referente ao projetado para construção dos dutos físicos para abastecer os municípios de Mangaratiba e Maricá, que, por força do 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da CEG, foram substituídos pelo direito da Concessionária em fornecer e abastecer os municípios de Mangaratiba e Maricá por GNC e/ou GNL (gasodutos virtuais);

Art. 2º - Considerar que a meta de investimento financeiro para a CEG no quinquênio 2013/2017, no valor inicial de R\$ 1.108.07 milhões, foi alterada para sofrer o abatimento de R\$ 130.84 milhões, totalizando R\$ 977.23, à preços de (moeda dez/11), tendo em vista a nova meta prevista pela assinatura do 3º Termo Aditivo.

Art. 3º - Considerar que o 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da CEG concedeu, conforme Cláusula 1.1 do referido Termo, o direito a Concessionária de substituir a construção dos gasodutos físicos de alta pressão, pela modalidade de abastecimento via GNC e/ou GNL, somente aos municípios de Mangaratiba e Maricá, e não a todos os municípios de sua área de concessão;

Art. 4º - Considerar que o 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da CEG não revogou os compromissos regulatórios assumidos nos 1º e 2º Termos Aditivos, somente alterando-os parcialmente (derrogação);

Art. 5º - Aplicar à Concessionária CEG penalidade de 0,005% (cinco milésimos por cento), com base nos artigo 19, IV da Instrução Normativa n.º 001/2007 c/c Cláusula Décima do Contrato de Concessão, no que concerne ao 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, em razão do descumprimento pela não realização de metas físicas de investimentos nos anos de 2015 e 2016, para levar GNC e/ou GNL aos municípios Mangaratiba e Maricá, previstas e não realizadas pela Concessionária, conforme Relatórios Técnicos da Câmara de Energia;

Art. 6º - Determinar à Secretaria Executiva, em conjunto com a Câmara de Política Econômica e Tarifária e Câmara de Energia, a lavratura do correspondente Auto de Infração, nos termos da Instrução Normativa AGENERSA/CD n.º 001/2007 e da Instrução Normativa AGENERSA/CD n.º 014/2010;

Art. 7º - Considerar que não haverá reequilíbrio econômico financeiro em favor da concessionária (influindo positivamente para majoração da tarifa) na próxima Revisão Tarifária (2018/2022) em virtude do pagamento de outorga compensatória no valor de R\$ 152.49 milhões, pela Concessionária ao Estado do Rio de Janeiro, para aquisição do direito em substituir a construção dos dutos físicos intermediários de alta pressão nos municípios de Mangaratiba e Maricá, por GNC e/ou GNL, sendo que o desequilíbrio contratual foi causado por iniciativa da própria Concessionária, na aquisição de um novo direito;

Art. 8º - Determinar a devolução pela Concessionária CEG de R\$ 130.84 milhões, atualizados desde dez/2011 pelo IGP-M (índice Geral de Preços), em favor do consumidor, via modicidade tarifária, influenciando negativamente no cálculo da variação da margem, por ter a CEG recebido na tarifa valores a maior no ciclo

2013/2017 a título de investimento para construção de gasodutos físicos de alta pressão nos municípios de Mangaratiba e Maricá, meta esta posteriormente alterada para menor, pela assinatura no 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da CEG;

Art. 9º - Considerar que o disposto no item 2.1.4 do 3º Termo Aditivo, veda o reequilíbrio econômico financeiro em favor somente da Concessionária, para a próxima Revisão Quinquenal, e não ao reequilíbrio econômico financeiro e a modicidade tarifária em favor do consumidor;

Art. 10º - Considerar que, em razão da não participação dos consumidores como parte da relação contratual, ou de seus representantes, no 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da Concessionária CEG qualquer cláusula restritiva do direito ao reequilíbrio econômico financeiro e modicidade tarifária em favor do consumidor e da devolução pela CEG aos consumidores dos valores recebidos a maior (no ciclo 2013-2017) na próxima revisão quinquenal, é ineficaz;

Art. 11º - Determinar que durante os trabalhos da próxima Revisão Quinquenal o presente voto seja utilizado como parâmetro para cálculo tarifários e ainda abordado pela empresa de consultoria conjuntamente com a interpretação sobre a contabilização dos valores da outorga no intangível;

Art. 12º - Encaminhar cópia do presente voto ao Poder Concedente Estadual para ciência;

Art. 13 - A presente deliberação entrará em vigor na data de sua publicação.

Rio de Janeiro, 20 de junho de 2017.

José Bismarck Vianna de Souza

Conselheiro-Presidente-Relator

Luigi Eduardo Troisi

Conselheiro

Moacyr Almeida Fonseca

Conselheiro

Silvio Carlos Santos Ferreira

Conselheiro

[\[10\]](#) DELIBERAÇÃO AGENERSA N.º 3166 DE 29 DE JUNHO DE 2017.

CONCESSIONÁRIA CEG RIO – VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DO TERCEIRO TERMO ADITIVO AO CONTRATO DE CONCESSÃO DA CONCESSIONÁRIA CEG RIO.

O CONSELHO DIRETOR DA AGÊNCIA REGULADORA DE ENERGIA E SANEAMENTO BÁSICO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO - AGENERSA, no uso de suas atribuições legais e regimentais, e tendo em vista o que consta no Processo Regulatório n.º E-12/003.121/2017, por unanimidade,

DELIBERA:

Art. 1º - Considerar que as metas de investimentos físicos no montante de R\$ 525,61 milhões da CEGRIO para o quinquênio 2013/2017 foram, pela assinatura do 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da CEG RIO, alteradas para R\$ 320.05 milhões, devido a exclusão do valor de R\$ 205.59 milhões (valores de Dez/2011), referente ao projetado para construção dos dutos físicos para abastecer os municípios de Saquarema, Angra dos Reis, Teresópolis, Nova Friburgo e Cachoeira de Macacu, sendo substituídas pelo direito da Concessionária em fornecer e abastecer a esses municípios GNC e/ou GNL (gasodutos virtuais);

Art. 2º - Considerar que a meta de investimento financeiro para a CEGRIO no quinquênio 2013/2017, no valor inicial de R\$ 525,61 milhões, foi alterada para sofrer o abatimento de R\$ 205.59 milhões, totalizando R\$ 320.05, à preços de (moeda dez/11), tendo em vista a nova meta prevista pela assinatura do 3º Termo Aditivo.

Art. 3º - Considerar que o 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da CEG RIO concedeu, conforme Cláusula 1.1 do referido Termo, o direito a Concessionária de substituir a construção dos gasodutos físicos de alta pressão, pela modalidade de abastecimento via GNC e/ou GNL, somente aos municípios de Saquarema, Angra dos Reis, Teresópolis, Nova Friburgo e Cachoeira de Macacu, e não a todos os municípios de sua área de concessão;

Art. 4º - Considerar que o 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da CEG RIO não revogou os compromissos regulatórios assumidos nos 1º e 2º Termos Aditivos, somente alterando-os parcialmente (derrogação);

Art. 5º - Aplicar à Concessionária CEG RIO penalidade de 0,005% (cinco milésimos por cento), com base nos artigo 19, IV da Instrução Normativa n.º 001/2007 c/c Cláusula Décima do Contrato de Concessão, no que concerne ao 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, em razão do descumprimento pela não realização de metas físicas de investimentos nos anos de 2015 e 2016, para levar GNC e/ou GNL aos municípios Saquarema, Angra dos Reis, Teresópolis, Nova Friburgo e Cachoeira de Macacu, previstas e não realizadas pela Concessionária, conforme Relatórios Técnicos da Câmara de Energia;

Art. 6º - Determinar à Secretaria Executiva, em conjunto com a Câmara de Política Econômica e Tarifária e Câmara de Energia, a lavratura do correspondente Auto de Infração, nos termos da Instrução Normativa AGENERSA/CD n.º 001/2007 e da Instrução Normativa AGENERSA/CD n.º 014/2010;

Art. 7º - Considerar que não haverá reequilíbrio econômico financeiro em favor da concessionária (influido positivamente para majoração da tarifa) na próxima Revisão Tarifária (2018/2022) em virtude do pagamento de outorga compensatória no valor de R\$ 239.61 milhões, pela Concessionária ao Estado do Rio de Janeiro, para aquisição do direito em substituir a construção dos dutos físicos intermediários de alta pressão nos municípios de Saquarema, Angra dos Reis, Teresópolis, Nova Friburgo e Cachoeira de Macacu, por GNC e/ou GNL, sendo que o desequilíbrio contratual foi causado por iniciativa da própria Concessionária, na aquisição de um novo direito;

Art. 8º - Determinar a devolução pela Concessionária CEG RIO de R\$ 205.59 milhões, atualizados desde dez/2011 pelo IGP-M (índice Geral de Preços), em favor do consumidor, via modicidade tarifária, influido negativamente no cálculo da variação da margem, por ter a CEG RIO recebido na tarifa valores a maior no ciclo 2013/2017 a título de investimento para construção de gasodutos físicos de alta pressão nos municípios de Saquarema, Angra dos Reis, Teresópolis, Nova Friburgo e Cachoeira de Macacu, meta esta posteriormente alterada para menor, pela assinatura no 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da CEG RIO;

Art. 9º - Considerar que o disposto no item 2.1.4 do 3º Termo Aditivo, veda o reequilíbrio econômico financeiro em favor somente da Concessionária, para a próxima Revisão Quinquenal, e não ao reequilíbrio econômico financeiro e a modicidade tarifária em favor do consumidor;

Art. 10º - Considerar que, em razão da não participação dos consumidores como parte da relação contratual, ou de seus representantes, no 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da Concessionária CEG RIO qualquer cláusula restritiva do direito ao reequilíbrio econômico financeiro e modicidade tarifária em favor do consumidor e da devolução pela CEG RIO aos consumidores dos valores recebidos a maior (no ciclo 2013-2017) na próxima revisão quinquenal, é ineficaz;

Art. 11º - Determinar que durante os trabalhos da próxima Revisão Quinquenal o presente voto seja utilizado como parâmetro para cálculo tarifários e ainda abordado pela empresa de consultoria conjuntamente com a interpretação sobre a contabilização dos valores da outorga no intangível;

Art. 12º - Encaminhar cópia do presente voto ao Poder Concedente Estadual para ciência;

Art. 13 - A presente deliberação entrará em vigor na data de sua publicação.

Rio de Janeiro, 29 de junho de 2017.

José Bismarck Vianna de Souza

Conselheiro-Presidente-Relator

Luigi Eduardo Troisi

Conselheiro

Moacyr Almeida Fonseca

Conselheiro

Silvio Carlos Santos Ferreira

Conselheiro

[\[11\]](#) **DELIBERAÇÃO AGENERSA N.º 3.206 DE 29 DE AGOSTO DE 2017.**

CONCESSIONÁRIA CEG – VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DO TERCEIRO TERMO ADITIVO AO CONTRATO DE CONCESSÃO DA CONCESSIONÁRIA CEG.

O CONSELHO DIRETOR DA AGÊNCIA REGULADORA DE ENERGIA E SANEAMENTO BÁSICO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO - AGENERSA, no uso de suas atribuições legais e regimentais, e tendo em vista o que consta no Processo Regulatório n.º E-12/003.120/2017 (apenso: E-

12/003/636/2014), por unanimidade,

DELIBERA:

Art. 1º - Conhecer os Embargos interpostos pela Concessionária CEG em face da Deliberação AGENERSA/CD n.º 3.139/2017, de 20/06/2017, tendo em vista o preenchimento dos requisitos extrínsecos do recurso, para, no mérito, negar-lhe provimento, mantendo-se na íntegra a Deliberação ora embargada.

Art. 2º - A presente deliberação entrará em vigor na data de sua publicação.

Rio de Janeiro, 29 de agosto de 2017.

José Bismarck Vianna de Souza

Conselheiro-Presidente-Relator

Luigi Eduardo Troisi

Conselheiro

Moacyr Almeida Fonseca

Conselheiro

Silvio Carlos Santos Ferreira

Conselheiro

Tiago Mohamed

Conselheiro

[\[12\]](#) **DELIBERAÇÃO AGENERSA N.º 3.287 DE 18 DE DEZEMBRO DE 2017.**

CONCESSIONÁRIA CEG – VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DO TERCEIRO TERMO ADITIVO AO CONTRATO DE CONCESSÃO DA CONCESSIONÁRIA CEG.

O CONSELHO DIRETOR DA AGÊNCIA REGULADORA DE ENERGIA E SANEAMENTO BÁSICO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO - AGENERSA, no uso de suas atribuições legais e regimentais, e tendo em vista o que consta no Processo Regulatório n.ºE-12/003.120/2017, por unanimidade,

DELIBERA:

Art. 1º - Conhecer o recurso interposto pela Concessionária CEG em face da Deliberação AGENERSA nº 3.199/2017, integrada pela Deliberação AGENERSA nº 3.206/2017 eis que tempestivo, e, no mérito, negar-lhe provimento ante a ausência de vício de legalidade na deliberação ora recorrida, dando cumprimento, assim, aos princípios da função social e da boa-fé objetiva do contrato.

Art. 3º - A presente deliberação entrará em vigor na data de sua publicação.

Rio de Janeiro, 18 de dezembro de 2017.

José Bismarck Vianna de Souza

Conselheiro-Presidente

Silvio Carlos Santos Ferreira

Conselheiro-Relator

Luigi Eduardo Troisi

Conselheiro

Tiago Mohamed

Conselheiro

José Carlos dos Santos Araújo

Conselheiro

[13] DELIBERAÇÃO AGENERSA N.º 3.314 DE 25 DE JANEIRO DE 2018.

CONCESSIONÁRIA CEG – VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DO TERCEIRO TERMO ADITIVO AO CONTRATO DE CONCESSÃO DA CONCESSIONÁRIA CEG.

O CONSELHO DIRETOR DA AGÊNCIA REGULADORA DE ENERGIA E SANEAMENTO BÁSICO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO - AGENERSA, no uso de suas atribuições legais e regimentais, e tendo em vista o que consta no Processo Regulatório n.ºE-12/003.120/2017, por unanimidade,

DELIBERA:

Art. 1º - Conhecer os Embargos opostos pela Concessionária CEG, porque tempestivos, para, no mérito, negar-lhes provimento, mantendo-se íntegra a Deliberação nº 3.287/2017.

Art. 2º - Alterar, por autotutela, o artigo 3º da Deliberação AGENERSA nº 3.139/2017, para que passe a constar a seguinte redação:

Art. 3º - Considerar que o 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da CEG concedeu, conforme Cláusula 1.1 do referido Termo, o direito a Concessionária de substituir a construção dos gasodutos físicos de alta pressão, pela modalidade de abastecimento via GNC e/ou GNL, somente aos municípios de Mangaratiba e Maricá, e não a todos os municípios de sua área de concessão, conforme os termos descritos abaixo;

I – A Concessionária CEG, pelo Contrato de Concessão, possui exclusividade para a distribuição de gás canalizado para os municípios do Rio de Janeiro, Belford Roxo, Duque de Caxias, Guapimirim, Itaboraí, Itaguaí, Japeri, Magé, Mangaratiba, Maricá, Nilópolis, Niterói, Nova Iguaçu, Paracambi, Queimados, São Gonçalo, Tanguá, Seropédica e São João de Meriti.

II – A Concessionária CEG, em virtude da assinatura do Terceiro Termo Aditivo, adquiriu o direito de fornecer gás, via GNC e/ou GNL, para atender a demanda dos municípios de Mangaratiba e Maricá, sem a necessidade de construção de dutos de alta pressão.

III – A Concessionária CEG poderá vir a fornecer gás via GNC e/ou GNL para os municípios de sua área de concessão, diversos dos previstos pelo Terceiro Termo Aditivo (Mangaratiba e Maricá), para todos os municípios da Concessão, desde que celebre Termo Aditivo ao Contrato de Concessão mediante pagamento de outorga ao Poder Concedente.

IV – As declarações/informações prestadas pela Concessionária CEG ao público e as autoridades, que contrariem as determinações contidas na presente interpretação do Contrato de Concessão e Termos Aditivos não validadas pelo Ente Regulador.

Art. 3º - A presente deliberação entrará em vigor na data de sua publicação.

Rio de Janeiro, 25 de janeiro de 2018.

José Bismarck Vianna de Souza

Conselheiro-Presidente

Luigi Eduardo Troisi

Conselheiro

Silvio Carlos Santos Ferreira

Conselheiro-Relator

Tiago Mohamed

Conselheiro

José Carlos dos Santos Araújo

Conselheiro

[\[14\]](#) **DELIBERAÇÃO AGENERSA N.º 3.207 DE 29 DE AGOSTO DE 2017.**

CONCESSIONÁRIA CEG RIO – VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DO TERCEIRO TERMO ADITIVO AO CONTRATO DE CONCESSÃO DA CONCESSIONÁRIA CEG RIO.

O CONSELHO DIRETOR DA AGÊNCIA REGULADORA DE ENERGIA E SANEAMENTO BÁSICO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO - AGENERSA, no uso de suas atribuições legais e regimentais, e tendo em vista o que consta no Processo Regulatório n.º E-12/003.121/2017, por unanimidade,

DELIBERA:

Art. 1º - Conhecer os Embargos interpostos pela Concessionária CEG em face da Deliberação AGENERSA/CD n.º 3.166/2017, de 29/06/2017, tendo em vista o preenchimento dos requisitos extrínsecos do recurso, para, no mérito, negar-lhe provimento, mantendo-se na íntegra a Deliberação ora embargada.

Art. 2º - A presente deliberação entrará em vigor na data de sua publicação.

Rio de Janeiro, 29 de agosto de 2017.

José Bismarck Vianna de Souza

Conselheiro-Presidente-Relator

Luigi Eduardo Troisi

Conselheiro

Moacyr Almeida Fonseca

Conselheiro

Silvio Carlos Santos Ferreira

Conselheiro

Tiago Mohamed

Conselheiro

[15] DELIBERAÇÃO AGENERSA N.º 3.288 DE 18 DE DEZEMBRO DE 2017.

CONCESSIONÁRIA CEG RIO – VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DO TERCEIRO TERMO ADITIVO AO CONTRATO DE CONCESSÃO DA CONCESSIONÁRIA CEG RIO.

O CONSELHO DIRETOR DA AGÊNCIA REGULADORA DE ENERGIA E SANEAMENTO BÁSICO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO - AGENERSA, no uso de suas atribuições legais e regimentais, e tendo em vista o que consta no Processo Regulatório n.ºE-12/003.121/2017, por unanimidade,

DELIBERA:

Art. 1º - Conhecer o recurso interposto pela Concessionária CEG RIO em face da Deliberação AGENERSA nº 3.166/2017, integrada pela Deliberação AGENERSA nº 3.207/2017 eis que tempestivo, e, no mérito, negar-lhe provimento ante a ausência de vício de legalidade na deliberação ora recorrida, dando cumprimento, assim, aos princípios da função social e da boa-fé objetiva do contrato.

Art. 3º - A presente deliberação entrará em vigor na data de sua publicação.

Rio de Janeiro, 18 de dezembro de 2017.

José Bismarck Vianna de Souza

Conselheiro-Presidente

Silvio Carlos Santos Ferreira

Conselheiro-Relator

Luigi Eduardo Troisi

Conselheiro

Tiago Mohamed

Conselheiro

José Carlos dos Santos Araújo

Conselheiro

[16] DELIBERAÇÃO AGENERSA N.º 3.315 DE 25 DE JANEIRO DE 2018.

CONCESSIONÁRIA CEG RIO – VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DO TERCEIRO TERMO ADITIVO AO CONTRATO DE CONCESSÃO DA CONCESSIONÁRIA CEG RIO.

O CONSELHO DIRETOR DA AGÊNCIA REGULADORA DE ENERGIA E SANEAMENTO BÁSICO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO - AGENERSA, no uso de suas atribuições legais e regimentais, e tendo em vista o que consta no Processo Regulatório n.ºE-12/003.121/2017, por unanimidade,

DELIBERA:

Art. 1º - Conhecer os Embargos opostos pela Concessionária CEG RIO, porque tempestivos, para, no mérito, negar-lhes provimento, mantendo-se íntegra a Deliberação nº 3.288/2017.

Art. 2º - Alterar, por autotutela, o artigo 3º da Deliberação AGENERSA nº 3.166/2017, para que passe a constar a seguinte redação:

Art. 3º - Considerar que o 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da CEG RIO concedeu, conforme Cláusula 1.1 do referido Termo, o direito a Concessionária de substituir a construção dos gasodutos físicos de alta pressão, pela modalidade de abastecimento via GNC e/ou GNL, somente aos municípios de Saquarema, Angra dos Reis, Teresópolis, Nova Friburgo e Cachoeira de Macacu, e não a todos os municípios de sua área de concessão, conforme os termos descritos abaixo;

I – A Concessionária CEG RIO, pelo Contrato de Concessão, possui exclusividade para a distribuição de gás canalizado nas Regiões Norte Fluminense, Noroeste Fluminense, nas Baixadas Litorâneas, Serrana, no Médio Paraíba, Centro Sul a na Baía de Ilha Grande, todas do Estado do Rio de Janeiro.

II – A Concessionária CEG RIO, em virtude da assinatura do Terceiro Termo Aditivo, adquiriu o direito de fornecer gás, via GNC e/ou GNL, para atender a demanda dos municípios de Saquarema, Angra dos Reis, Teresópolis, Nova Friburgo e Cachoeira de Macacu, sem a necessidade de construção de dutos de alta pressão.

III – A Concessionária CEG RIO poderá vir a fornecer gás via GNC e/ou GNL para os municípios de sua área de concessão, diversos dos previstos pelo Terceiro Termo Aditivo (Saquarema, Angra dos Reis, Teresópolis, Nova Friburgo e Cachoeira de Macacu), para todos os municípios da Concessão, desde que celebre Termo Aditivo ao Contrato de Concessão mediante pagamento de outorga ao Poder Concedente.

IV – As declarações/informações prestadas pela Concessionária CEG RIO ao público e as autoridades, que contrariem as determinações contidas na presente interpretação do Contrato de Concessão e Termos Aditivos não validadas pelo Ente Regulador.

Art. 3º - A presente deliberação entrará em vigor na data de sua publicação.

Rio de Janeiro, 25 de janeiro de 2018.

José Bismarck Vianna de Souza

Conselheiro-Presidente

Luigi Eduardo Troisi

Conselheiro

Silvio Carlos Santos Ferreira

Conselheiro-Relator

Tiago Mohamed

Conselheiro

José Carlos dos Santos Araújo

Conselheiro

[17] Pelo Princípio da Competitividade há de se resguardar o caráter competitivo do certame, sendo vedada a adoção de medidas que o comprometam, no intuito de alcançar sua finalidade precípua, que é alcançar a proposta mais vantajosa para a Administração.

[18] “Art. 54. Os contratos administrativos de que trata esta Lei regulam-se pelas suas cláusulas e pelos preceitos de direito público, aplicando-se-lhes, supletivamente, os princípios da teoria geral dos contratos e as disposições de direito privado.

§ 1o Os contratos devem estabelecer com clareza e precisão as condições para sua execução, expressas em cláusulas que definam os direitos, obrigações e responsabilidades das partes, em conformidade com os termos da licitação e da proposta a que se vinculam.”

[19] ARAGÃO, Alexandre Santos de. Curso de Direito Administrativo. Rio de Janeiro: Editora Forense Ltda., 2013, p. 455.

[20] DELIBERAÇÃO ASEP-RJ/CD Nº 611 DE 26 DE ABRIL DE 2005.

CONCESSIONÁRIA CEG RIO.

REVISÃO QÜINQÜENAL.

O CONSELHO DIRETOR DA AGÊNCIA REGULADORA DE SERVIÇOS PÚBLICOS CONCEDIDOS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO - ASEP-RJ, no uso de suas atribuições legais e regimentais, tendo em vista o que consta no Processo Regulatório nº E-04/077.488/2002,

DELIBERA:

Art. 1º - Por UNANIMIDADE, aprovar a aplicação do método do Fluxo de Caixa Livre da Empresa, também denominado Fluxo de Caixa Descontado, como metodologia para a Revisão Qüinqüenal Tarifária da Concessionária CEG RIO, na forma do Relatório Geral e do Relatório de Análise das Audiências Públicas da Universidade Federal Fluminense, constante dos autos do Processo E-04/077.488/2002.

Art. 2º - Por UNANIMIDADE, aprovar o dia primeiro de janeiro de cada ano civil como data base para reajuste anual das margens, a vigorar a partir de janeiro de 2003, de acordo com os termos do inciso III, da Cláusula Quatorze combinado com o § 3º, da Cláusula Sétima, do Contrato de Concessão da CEG RIO.

Art. 3º - Por MAIORIA, aprovar os valores de margens calculadas e as respectivas tarifas limites para a data base de 01 de dezembro de 2001, para a Concessionária CEG RIO constantes nos Anexos de nºs: 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 11-A e 11-B, 12 e 12-A, 13 e 13-A, 14 e 15, a seguir discriminados:

ANEXO 2 – Evolução do Imobilizado Novo da CEG RIO, a preços de dezembro de 2001, quais sejam:

- a) os investimentos em valores constantes a preços de dezembro de 2001, ano a ano, desde 1998 até 2007;
- b) os valores dos imobilizados iniciais, ano a ano, desde 1998 até 2007;
- c) os valores dos imobilizados ao final de cada ano, ano a ano, desde 1998 até 2007;
- d) os valores das depreciações anuais e das depreciações acumuladas após a privatização, desde 1998 até 2007; e
- e) os valores dos investimentos depreciados, ano a ano, desde 1998 até 2007.

ANEXO 3 – Projeção de Outras Receitas da CEG RIO, a preços de dezembro de 2001, quais sejam:

- a) os dados da projeção de clientes apontados no Relatório Final Revisado da FEC/UFF, ano a ano, desde 2001 até 2007;
- b) os dados de receitas de atividades correlatas apontados no Relatório Final Revisado da FEC/UFF, ano a ano, desde 2001 até 2007, segundo os critérios estabelecidos na Tabela referida no caput;
- c) não considerar no fluxo de caixa descontado as receitas financeiras, na forma apontada pelo Relatório Final Revisado da FEC/UFF;

d) considerar como 25% a ser abatido das receitas das atividades correlatas, após serem subtraídos os impostos e contribuições conforme legislação vigente, restando 75% como receita a ser considerada para a modicidade

tarifária.

ANEXO 4 – Fluxo de Caixa da CEG RIO e Apropriação de Recursos.

ANEXOS 5, 6, 7, 8, respectivamente, Fluxo de Caixa da CEG RIO e apreciação de Recursos, Origem dos Novos Recursos para Investimentos da CEG RIO, Tarifas Calculadas para a CEG RIO – Demais Regiões (dez. 2001), Margens e Tarifas da CEG RIO (jan. 2003), Margens Calculadas para a CEG RIO.

ANEXO 9 – Evolução da Base Remunerável da CEG RIO, a preços de dezembro 2001, cuja Tabela foi estabelecida com base na utilização dos valores dos investimentos contidos no ANEXO 2 e no ANEXO 3.

ANEXO 10 – FCLE da CEG-RIO apresentada no VOTO REVISOR.

ANEXOS 11, 11-A E 11-B – Margem Unitária da CEG RIO, Ajuste de Margem e Margem Líquida, Ajuste de Margem Setorial apresentada no VOTO REVISOR.

ANEXOS 12 - EVOLUÇÃO DAS TARIFAS CALCULADAS E PRATICADAS PELA CEG RIO DEMAIS REGIÕES 01/12/2001 A 01/05/2005 e ANEXO 12-A TARIFAS CERAMISTAS DEMAIS REGIÕES.

ANEXO 13 - EVOLUÇÃO DAS TARIFAS CALCULADAS E PRATICADAS PELA CEG RIO DE 01/12/2001 A 01/05/2005 (CABIÚNAS) e ANEXO 13-A TARIFAS SETORES SALINEIRO, BARRILHISTA E CERAMISTA REGIÃO DE CABIÚNAS, devidamente corrigidas na forma do contrato de concessão.

ANEXO 14 - COMPARATIVO TARIFAS CEG E CEG RIO, DEMAIS REGIÕES, para 01 de janeiro de 2005.

ANEXO 15 - TARIFAS CEG RIO DEMAIS REGIÕES E CABIÚNAS a serem praticados a partir de 01/05/2005, devidamente corrigidas na forma do Contrato de Concessão e com os valores do Gás Natural residencial, comercial e Industrial similares aos praticados pela CEG.

Art. 4º Por UNANIMIDADE, recomendar ao Poder Concedente a celebração de Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da CEG RIO, que contemple os seguintes aspectos:

a) Por UNANIMIDADE, alteração do §6º, da Cláusula Sétima, do Contrato de Concessão da CEG-RIO, para sanar a duplicidade de inclusão da reposição da depreciação dos ativos no cálculo da base remunerável da Concessionária CEG RIO.

b) Por UNANIMIDADE, alteração da fórmula constante no §14º, da Cláusula Sétima, do Contrato de Concessão da CEG RIO, para corrigir a expressão de revisão de tarifa quando houver variação nos custos de aquisição do gás.

c) Por MAIORIA, alteração do Anexo I, do Contrato de Concessão da CEG RIO, que define a estrutura tarifária, visando a inclusão de tarifas específicas para os segmentos industriais salineiro, ceramista e barrilhista.

d) Por UNANIMIDADE, inclusão das metas físicas de expansão das redes e ramais de distribuição de gás natural para os municípios apresentados no cronograma constante dos Anexos 1A e 1 B.

Art. 5º - Por UNANIMIDADE, determinar que a Concessionária CEG RIO apresente, em até 60 (sessenta) dias, plano plurianual de investimentos referente aos anos de 2005, 2006 e 2007, compatível com as metas físicas de expansão da rede de distribuição de gás natural (Anexos 1A e 1B), indicando os respectivos projetos básicos, cronogramas físico-financeiros, com orçamentos pautados nos custos unitários estipulados pela Empresa de Obras Públicas do Estado do Rio de Janeiro — EMOPRJ.

§1º - Por UNANIMIDADE, os investimentos terão suas metas quantificadas em relação aos usuários a serem atendidos; extensão da rede a ser implantada, especificada se de baixa, média ou alta pressão; volume de gás a ser fornecido, identificado os respectivos distritos e municípios que serão atendidos.

§2º - Por UNANIMIDADE, a Concessionária CEG RIO enviará, anualmente, até 31 de outubro, o plano plurianual de investimentos atualizados para os três anos seguintes.

§3º - Por UNANIMIDADE, a Concessionária CEG RIO comprovará semestralmente os valores efetivamente despendidos no período, com os investimentos previstos no plano plurianual citado.

§4º - Por UNANIMIDADE, a Câmara Técnica de Política Econômica e Tarifária cotejará os investimentos anuais previstos no Fluxo de Caixa Descontado com os efetivamente comprovados, visando manter a equação econômico-financeira no período que antecede ao reajuste anual da tarifa limite.

Art. 6º - Por UNANIMIDADE, determinar a contratação de instituição de emérita especialização para acompanhar a implantação dos investimentos relacionados no cronograma físico-financeiro apresentado pela Concessionária CEG RIO em seu plano plurianual de investimentos, que será compatível com as metas físicas de expansão da

rede de distribuição de gás natural, conforme Anexos 1A e 1B.

Art. 7º - Por UNANIMIDADE, determinar à Concessionária CEG RIO a apresentação, em 90 (noventa) dias, de plano de contas próprio, especificando todas as receitas e despesas, separando-as da Concessionária CEG.

§1º - Por UNANIMIDADE, determinar que a Concessionária CEG RIO especifique em rubrica contábil as despesas com pessoal próprio, com pessoal terceirizado e ainda com pessoal da Concessionária CEG, que comprovadamente efetuou serviços para a CEG RIO.

Art. 8º - Por UNANIMIDADE, determinar à Concessionária CEG RIO que encaminhe no prazo de 90 (noventa dias) os critérios a serem estabelecidos para autorização de atendimento direto pelo produtor aos consumidores que queiram adquirir mais de 100 mil metros cúbicos de gás canalizado por dia, conforme preconizado pelo §18º da Cláusula Sétima, do Contrato de Concessão.

Art. 9º - Por MAIORIA, aprovar a irretroatividade da aplicação das tarifas aprovadas, tendo em vista que a questão do marco temporal inicial do novo patamar tarifário achase “sub judice”, por força de ação judicial ajuizada pela Concessionária perante a 1ª Vara da Fazenda Pública da Comarca da Capital - Processo nº. 2004.001.040232-5 -,

tendo sido proferidas, até o presente momento, duas decisões pela 10ª Câmara Cível do Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro – Processo nº. 2004.002.12004 – o que ocorreu em sede de recursos de Agravo Regimental e de Agravo de Instrumento, no sentido de determinar essa não retroatividade do resultado da revisão tarifária ao início do quinquênio correspondente. Desta forma a revisão tarifária somente operará efeitos prospectivos, ou seja, vigorantes a partir da data da publicação da decisão da Agência neste processo de Revisão Tarifária Quinquenal da CEG RIO, enquanto pendente de decisão judicial.

Art. 10 - Por MAIORIA, recomendar ao Poder Concedente a assinatura de Termo Aditivo para programar os investimentos para o abastecimento da região costeira do Município de Saquarema, através de passagem de dutos pelo Município de Maricá, com investimentos a serem quantificados e aportados no biênio 2007/2008, tendo em

vista a exploração futura das reservas de gás do bloco BS 500, da Petrobrás, nos próximos 4 (quatro) anos, reservas estas frontais aos municípios de Maricá e Saquarema

Art. 11 - Por MAIORIA, recomendar que a Concessionária CEG RIO promova estudos de viabilidade econômica e jurídica para proceder à sua fusão com a Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro – CEG, empresas do mesmo conglomerado empresarial, com vistas à otimização da atividade de distribuição de gás canalizado no

Estado do Rio de Janeiro, realizada pelas referidas companhias, observadas as disposições do art. 27 da Lei nº. 8.987/95, dos itens 3.6.12 e 4.4 do Edital de Venda PED/ERJ nº. 02/97 e da Cláusula Dezesseis dos Contratos de Concessão da CEG RIO e CEG.

Art. 12 - A presente Deliberação entra em vigor na data de sua publicação.

Rio de Janeiro, 26 de abril de 2.005.

João Paulo Dutra de Andrade

Conselheiro-Presidente

(vencido nos art. 3º; item “c” do art. 4º; art. 9; art. 10; art. 11)

Darcília Aparecida da Silva Leite

Conselheira

Francisco José Reis

Conselheiro

(vencido no art. 9º)

José Carlos dos Santos Araújo

Conselheiro

[21] CARVALHO FILHO, José dos Santos. Manual de Direito Administrativo. São Paulo: Editora Atlas S.A., 2014, p. 371.

[22] Art. 3º Constituem objetivos fundamentais da República Federativa do Brasil:

I - construir uma sociedade livre, justa e solidária;

II - garantir o desenvolvimento nacional;

III - erradicar a pobreza e a marginalização e reduzir as desigualdades sociais e regionais;

IV - promover o bem de todos, sem preconceitos de origem, raça, sexo, cor, idade e quaisquer outras formas de discriminação.



Documento assinado eletronicamente por **José Carlos dos Santos Araújo, Conselheiro**, em 15/03/2021, às 13:23, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento nos art. 21º e 22º do [Decreto nº 46.730, de 9 de agosto de 2019](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.fazenda.rj.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=6, informando o código verificador **14615965** e o código CRC **1FB9EDCB**.

Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia e Relações Internacionais

ADMINISTRAÇÃO VINCULADA

SECRETARIA DE ESTADO DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO, ENERGIA E RELAÇÕES INTERNACIONAIS
AGÊNCIA REGULADORA DE ENERGIA E SANEAMENTO BÁSICO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO
CONSELHO-DIRETOR

ATOS DO CONSELHO-DIRETOR

DELIBERAÇÃO AGENERSA Nº 4198 DE 10 DE MARÇO DE 2021

CONCESSIONÁRIA CEG - 4ª REVISÃO QUINQUENAL TARIFÁRIA.

O CONSELHO-DIRETOR DA AGÊNCIA REGULADORA DE ENERGIA E SANEAMENTO BÁSICO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO - AGENERSA, no uso de suas atribuições legais e regimentais, tendo em vista o que consta no Processo Regulatório SEI nº E-12/003/124/2017, por maioria dos votos, com abstenção do Conselheiro Rafael Augusto Penna Franca e voto divergente e vencido do Conselheiro José Carlos dos Santos Araújo,

DELIBERA:

Art. 1º - Por oportuno, faz-se importante registrar que o presente processo é objeto de ação judicial, sob o Processo nº 0290848-46.2020.8.19.0001, que tramita na 1ª Vara da Fazenda Pública do Rio de Janeiro e cujo autor é a concessionária CEG. Outrossim, comunico a tramitação do processo TCE-RJ nº 113.462-9/14, na Corte de Contas do Estado do Rio de Janeiro, que versa sobre o 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, cujos efeitos impactam diretamente na revisão tarifária. Acrescento ainda que, conforme suas atribuições legais e regimentais, este Conselho-Diretor, em cumprimento às determinações legais e judiciais realizará todas as adequações e/ou alterações que se fizerem necessárias ao seu tempo.

Art. 2º - Considerando que o processo de revisão quinquenal possui relevância significativa, sendo o processo regulatório mais importante a tramitar na Agência e considerando que o descumprimento dos prazos para entrega da proposta inicial da concessionária acarretaram em atrasos na aplicação do reposicionamento das margens, no presente caso em desfavor dos consumidores, pois pelas análises do Grupo de Trabalho é possível auferir que as margens praticadas no 5º ciclo revisional (2018-2022) estão superiores ao seu patamar de equilíbrio, sugiro ao Conselho-Diretor aplicar à concessionária CEG a penalidade de multa, no valor de 0,1% (um décimo por cento) do seu faturamento nos últimos 12 (doze) meses anteriores à prática da infração, com base na Cláusula Décima do Contrato de Concessão e no art. 19, inciso IV da Instrução Normativa AGENERSA/CD nº 001, de 04/09/2007, em razão de não ter cumprido o prazo estipulado no contrato de concessão para entrega da proposta de revisão tarifária. Ressalto que tal medida não foi adotada anteriormente a fim de evitar que a concessionária promovesse a paralisação do processo por via judicial, o que acarretaria maiores atrasos, e por consequência, maiores prejuízos aos usuários.

Art. 3º - Diante do exposto e considerando estarem satisfeitos os requisitos do contrato de concessão, em especial a cláusula 7ª que trata da revisão quinquenal, considerando que o método do fluxo de caixa foi adotado e aprovado nas revisões tarifárias anteriores, considerando que na presente revisão a fórmula de cálculo foi sugerida pela consultoria da UFF e pelo Grupo de Trabalho e considerando ainda a necessidade de cumprimento leis federais e estaduais e que o serviço adequado deve satisfazer as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas, sugiro ao Conselho-Diretor a adoção do método de fluxo de caixa descontado e da fórmula paramétrica proposta pelo Grupo de Trabalho, para fins de aferição do equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Art. 4º - Considerando os comandos contratuais de atualização monetária pelas variações do IGP-M e a determinação de envio da proposta de revisão tarifária no penúltimo semestre de cada quinquênio, sugiro ao Conselho-Diretor a adoção da data-base de dezembro de 2016 para os valores considerados no fluxo de caixa da 4ª Revisão Quinquenal.

Art. 5º - Diante do exposto e considerando que os custos operacionais relativos aos procedimentos comerciais não são incorridos pela Concessionária, quando da atuação no mercado livre, sugiro ao Conselho-Diretor adotar como encargos de comercialização o percentual de 1,9% até a fixação pela AGENERSA de outro percentual.

Art. 6º Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor adotar as determinações contidas na Deliberação AGENERSA nº 4.034/2019, referente às questões tarifárias para o novo agente livre abastecido por ramal dedicado, para efeito no presente processo.

Art. 7º - Considerando que as alterações promovidas pela Deliberação AGENERSA nº 4.142/2020 não impactam, de imediato e diretamente, os agentes envolvidos na concessão e que a fixação da TUSD-E carece de definições técnicas, sugiro ao Conselho-Diretor adotar os efeitos da redação da mencionada deliberação no presente processo.

Art. 8º - Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor a alteração da nomenclatura da estrutura tarifária vigente com a inclusão dos autoprodutores e autoimportados nas margens fixadas para os agentes livres.

Art. 9º - Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor aprovar a taxa de remuneração igual a 9,43% a.a. para o ciclo tarifário 2018-2022, calculada pela consultoria da UFF e pelo Grupo de Trabalho da AGENERSA já que a metodologia adotada possui adequação técnica, aderência ao disposto no contrato de concessão e pelo valor alcançado estar dentro do intervalo entendido pela procuradoria desta Agência como adequado aos preceitos jurídicos vigentes e por ser mais conservador quando comparado às propostas da concessionária.

Art. 10 - Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor recomendar ao Poder Concedente a alteração da metodologia de cálculo da taxa de remuneração para o custo médio ponderado (WACC), por ser mais adequada ao ambiente regulatório vigente no Brasil e pelo fato da concessionária utilizar capital de terceiros em suas operações de financiamento.

Art. 11 - Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor adotar as projeções de demanda sugeridas pelo Grupo de Trabalho da AGENERSA (Anexo 01).

Art. 12 - Considerando que a proposta da consultoria da UFF trará impactos positivos para concessão, na medida em que possibilitará o ajuste da demanda, dos valores projetados com os efetivamente realizados e considerando as recomendações da procuradoria da AGENERSA, diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor a abertura de processo específico para tratar do tema. Sugiro ainda ao Conselho-Diretor recomendar ao Poder Concedente a adoção dos sistemas de repasse (gatilhos).

Art. 13 - Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor acompanhar a projeção das margens não reposicionada propostas pelo Grupo de Trabalho, uma vez que a aplicação de descontos na margem do segmen-

to termelétrico, sugerida pela consultoria da UFF, demanda estudos adicionais para avaliação dos impactos econômico-financeiro em toda a concessão.

Art. 14 - Diante do exposto, considerando que o Grupo de Trabalho validou os cálculos apresentados pela concessionária e considerando que a procuradoria da AGENERSA entende pela previsão contratual, proponho ao Conselho-Diretor aprovar os valores relativos às atividades correlatas em conformidade com o sugerido pela consultoria da UFF e pelo Grupo de Trabalho da AGENERSA.

Art. 15 - Diante do exposto, com base na análise técnica realizada pela consultoria da UFF e o posicionamento da procuradoria da AGENERSA sobre o tema, sugiro ao Conselho-Diretor a abertura de processo regulatório específico para definição de método e parâmetros eficazes para avaliação das perdas da concessionária. Também sugiro ao Conselho-Diretor que a concessionária implante a diminuição das perdas, ano a ano, no percentual de 10% do valor observado no período anterior, se estabelecendo como referência o percentual inicial de perdas de 1,5%, correspondente à média das perdas projetadas pela consultoria da UFF para o ciclo revisional 2018-2022.

Art. 16 - Sugiro ainda ao Conselho-Diretor a aplicação da penalidade de multa à concessionária CEG, no valor de 0,1% (um décimo por cento) do seu faturamento nos últimos 12 (doze) meses anteriores à prática da infração, com base na Cláusula Décima do Contrato de Concessão e no art. 19, inciso IV da Instrução Normativa AGENERSA/CD nº 001, de 04/09/2007, em razão da não utilização de procedimentos eficientes no combate à redução das perdas no ciclo tarifário de 2013-2017, que por consequência, oneraram a concessão.

Art. 17 - Sugiro também ao Conselho-Diretor recomendar ao Poder Concedente a alteração do limite máximo de perdas, fixados no contrato de concessão, para patamares mais eficientes.

Art. 18 - Com base no exposto e considerando que as projeções do OPEX sugeridas pelo Grupo de Trabalho da AGENERSA foram devidamente analisadas e são mais conservadoras em relação à modicidade tarifária quando comparadas as projeções da consultoria da UFF, proponho ao Conselho-Diretor adotar os valores de OPEX sugeridos pelo Grupo de Trabalho no cálculo do reposicionamento tarifário (Anexo 02).

Art. 19 - Recomendo ainda ao Conselho-Diretor a instauração de processo regulatório específico para desenvolvimento de indicadores de performance relativos aos custos e despesas operacionais.

Art. 20 - Diante do exposto, em observância aos pareceres emendados pelo Grupo de Trabalho e pela procuradoria da AGENERSA, sugiro ao Conselho-Diretor ratificar as determinações contidas na Deliberação AGENERSA nº 3.139/2017, integrada pelas Deliberações AGENERSA nº 3.206 e 3.287, de 2017 e nº 3.314/2018, de forma a considerar a meta de investimento financeiro para a CEG no quinquênio 2013/2017 totalizando R\$ 977,23 milhões, a preços de moeda dez/11.

Art. 21 - Diante do exposto, em observância aos pareceres emendados pelo Grupo de Trabalho e pela procuradoria da AGENERSA sobre a devolução de tarifa devido à alteração promovida pelo 3º Termo Aditivo, sugiro ao Conselho-Diretor acatar as determinações contidas na Deliberação AGENERSA nº 3.139/2017, integrada pelas Deliberações AGENERSA nº 3.206 e 3.287, de 2017 e nº 3.314/2018, de forma a considerar a devolução, pela Concessionária CEG, do montante financeiro de R\$ 182,84 milhões (data-base dez/2016), em favor do consumidor, via modicidade tarifária, reduzindo as tarifas do ciclo revisional 2018 -2022.

Art. 22 - Com base no exposto e considerado as sugestões dos órgãos técnico e jurídico desta Agência, sugiro ao Conselho-Diretor não considerar os intangíveis decorrentes do pagamento da outorga compensatória na base de ativos da concessão, para efeitos de recomposição tarifária no processo da 4ª Revisão Quinquenal, uma vez que no entendimento desta Reguladora não houve sobrepreço ou ágio quando do pagamento do valor da outorga.

Art. 23 - No entanto, persistindo às dúvidas sobre o montante a ser considerado e a metodologia de inclusão na base de remuneração de ativos e visando assegurar à Concessionária o direito à indenização no intangível pelo pagamento da outorga compensatória ao Estado, proponho ao Conselho-Diretor recomendar ao Poder Concedente a definição do valor e do intangível a ser incluído na base de ativos da concessão, para efeitos de recomposição tarifária e a definição da metodologia de inclusão desses valores na referida base.

Art. 24 - Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor aplicar à concessionária CEG a penalidade de multa, no valor de 0,1% (um milésimo por cento) do seu faturamento nos últimos 12 (doze) meses anteriores à prática da infração, com base na Cláusula Décima do Contrato de Concessão e no art. 19, inciso IV da Instrução Normativa AGENERSA/CD nº 001, de 04/09/2007, em razão do descumprimento do plano de investimentos no quinquênio 2013-2017, no valor de R\$ 95 milhões (moeda dez/16) a VPL de 2018, conforme atestado pela própria concessionária ao longo do processo revisional.

Art. 25 - Sugiro também, ao Conselho-Diretor, que os montantes relativos às metas financeiras dos investimentos não realizados no período 2013-2017 sejam devolvidos aos consumidores.

Art. 26 - Com base no exposto e em função do princípio da segurança jurídica e considerando que a CEG não demonstrou ter havido desequilíbrio econômico-financeiro desfavorável à concessionária no período de 2013-2017, ou contrário, realizou lucro, sugiro ao Conselho-Diretor negar o pedido da concessionária CEG de aplicação da metodologia de cálculo do saldo de investimentos não realizados, elaborada pela FGV e em substituição a metodologia de cálculo proposta pela Deloitte, no ciclo revisional citado, de forma que os efeitos da alteração metodológica não retroajam às decisões emanadas na 3ª Revisão Quinquenal.

Art. 27 - Outrossim, diante do exposto e com base nos argumentos anteriormente debatidos, sugiro ao Conselho-Diretor aprovar a metodologia de cálculo do saldo dos investimentos não realizados proposta pela FGV Projetos, acrescida da capitalização do valor até o presente ciclo revisional, conforme entendimento da UFF e do Grupo de Trabalho da AGENERSA.

Art. 28 - Sugiro ainda, ao Conselho-Diretor que a devolução, aos usuários, dos investimentos não realizados em função da alteração promovida pelo 3º Termo Aditivo, se dê pela metodologia exarada no artigo 8º da Deliberação AGENERSA nº 3.139/2017.

Art. 29 - Diante do exposto, me filio aos cálculos realizados pelo Grupo de Trabalho, devidamente fundamentados nas decisões desta Agência e proponho ao Conselho-Diretor para que seja compensado, no ano de 2018 do fluxo de caixa, o valor de R\$ 95 milhões como saldo de investimentos não realizados, contribuindo para a modicidade tarifária.

Art. 30 - Diante das conclusões emanadas pela consultoria da UFF, após análise minuciosa dos investimentos realizados no ciclo tarifário 2013-2017, sugiro ao Conselho-Diretor abertura de processo regulatório específico para estudo dos custos de investimentos praticados pela concessionária e para a definição de custos médios unitários razoáveis e balizados com os custos de mercado, a fim de se criar parâmetros de referência para avaliação dos valores realizados e os projetados na próxima revisão quinquenal.

Art. 31 - Com base nas conclusões da consultoria da UFF, proponho

também ao Conselho-Diretor aplicar à concessionária CEG a penalidade de multa, no valor de 0,1% (um décimo por cento) do seu faturamento nos últimos 12 (doze) meses anteriores à prática da infração, com base na Cláusula Décima do Contrato de Concessão e no art. 19, inciso IV da Instrução Normativa AGENERSA/CD nº 001, de 04/09/2007, em razão da realização dos investimentos com custos superiores aos projetados.

Art. 32 - Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor a aprovação, para o período de 2020 a 2022, das metas financeiras do plano de investimentos encaminhado pela concessionária na sua proposta complementar, considerando ainda a implementação da estrutura de abastecimento de pelo menos 120 novos postos de GNV, devendo essas metas serem estabelecidas em conjunto com a Secretaria de Desenvolvimento Econômico, Emprego e Relações Internacionais (Anexo 03).

Art. 33 - Quanto ao período de 2018 a 2019, sugiro ao Conselho-Diretor adotar como metas financeiras de investimento os valores efetivamente realizados, conforme Deliberações AGENERSA nºs 3.303/2017, 3.327/2018, 3.416/2018 e 3.663/2018 e orientação do Grupo de Trabalho e da Procuradoria da Agência.

Art. 34 - Adicionalmente, sugiro ao Conselho-Diretor a aprovação das metas físicas para o período 2018-2022, constantes no plano de investimentos encaminhado pela concessionária na sua proposta complementar (Anexo 04).

Art. 35 - Sugiro ainda ao Conselho-Diretor da AGENERSA que a Concessionária CEG apresente previamente à AGENERSA os investimentos que superarem o valor de R\$ 2.000.000,00 (dois milhões de reais - data base dez/2016 atualizado), fazendo-o com os respectivos cronogramas físico-financeiros e orçamentos pautados nos custos unitários estipulados pela Empresa de Obras Públicas do Estado do Rio de Janeiro, EMOP RJ, quantificando as metas em relação aos usuários a serem atendidos; extensão da rede a ser implantada (com especificação se de baixa, média ou alta pressão); e volume de gás a ser fornecido, identificando os respectivos Distritos e Municípios que serão atendidos e que informe a esta AGENERSA o início e final das obras constantes dos correspondentes Projetos Executivos.

Art. 36 - Por fim, sugiro ao Conselho-Diretor da AGENERSA que os investimentos que superam o valor de R\$ 1.200.000,00 (um milhão e duzentos mil reais)/ano, para atendimento de um único cliente, só poderão ser realizados com o financiamento exclusivo da Concessionária e/ou do cliente, não podendo ser considerado nos cálculos das margens de distribuição e repassados a tarifa.

Art. 37 Diante do exposto e seguindo as recomendações da consultoria da UFF e do Grupo de Trabalho, proponho ao Conselho-Diretor adotar os valores referentes à base de remuneração de ativos inicial e final propostas pelo Grupo de Trabalho da AGENERSA, em coerência com as determinações emanadas no presente voto, que determinam a exclusão dos efeitos do 3º Termo Aditivo na base de remuneração de ativos, no processo da 4ª Revisão Quinquenal (Anexo 05).

Art. 38 - Sugiro também, ao Conselho-Diretor, a contratação de empresa de consultoria externa para realização de estudos e validação da base de ativos da concessão. Caso se verifique inconsistências, o ajuste deverá ser feito na próxima revisão quinquenal.

Art. 39 - Sugiro ainda ao Conselho-Diretor que o alinhamento dos bens reversíveis e não reversíveis seja efetivado no próximo ciclo revisional.

Art. 40 - Para tanto, recomendo ao Conselho-Diretor a abertura de processo específico para a definição de requerimentos de informações contábeis regulatórias para a classificação, valoração e correta depreciação dos ativos e para o aprimoramento das regras contábeis regulatórias a serem adotadas no plano de contas das concessionárias de distribuição de gás, a fim de sanar as pendências apontadas durante a realização dos trabalhos, conforme sugestões da consultoria da UFF, do Grupo de Trabalho e da Procuradoria da AGENERSA.

Art. 41 - Nesse sentido proponho ao Conselho-Diretor da AGENERSA o julgamento, com a maior brevidade possível, do processo regulatório que versa sobre o plano de contas da concessionária CEG.

Art. 42 - Em observância às considerações da consultoria da UFF e da procuradoria da AGENERSA sobre a inclusão da depreciação do imobilizado do ciclo anterior, sugiro ao Conselho-Diretor recomendar ao Poder Concedente a alteração do § 6º, da Cláusula Sétima, do Contrato de Concessão da CEG, para sanar a duplicidade de inclusão da reposição da depreciação dos ativos no cálculo da base remunerável da Concessionária CEG.

Art. 43 - Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor a adoção no fluxo de caixa da concessão os valores de depreciação sugeridos pelo Grupo de Trabalho e juros sobre capital próprio propostos pela consultoria da UFF e ratificados pelo Grupo de Trabalho da AGENERSA.

Art. 44 - Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor aprovar a compensação da retroatividade tarifária, referente ao ciclo revisional 2013-2017, na quantia de R\$ 25,18 milhões (moeda Dez.2016), em favor da modicidade tarifária, a ser incluído, no ano de 2018, no fluxo de caixa da concessão.

Art. 45 - Diante do exposto e conforme adotado pela Consultoria da UFF e pelo Grupo de Trabalho, sugiro ao Conselho-Diretor adotar no ano de 2018, no fluxo de caixa da concessão a compensação do desequilíbrio causado pela obrigação de gratuidade das ligações via celular no Call Center, no valor de R\$ 1.570.000,00, base dez/2016, a favor da concessionária CEG.

Art. 46 - Diante do exposto e conforme considerado pela Consultoria da UFF e pelo Grupo de Trabalho, sugiro ao Conselho-Diretor incluir, no ano de 2018, no fluxo de caixa da concessão a compensação do montante de R\$ 2,08 milhões, base dez/2016 referente às medidas adotadas pela concessionária após o incidente na localidade Fazenda Datofogo.

Art. 47º - Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor aprovar o fluxo de caixa elaborado pelo Grupo de Trabalho da AGENERSA, pelo qual foi obtido um índice de reposicionamento $m = 0,8653$ (Anexo 06).

Art. 48 - Considerando ainda as determinações contidas no corpo do voto do Processo nº SEI-22/0007/00204/2020, complementado pela Deliberação AGENERSA nº 4.164/2021, referente à atualização tarifária de janeiro de 2021 e a aplicação do reajuste contratual pelo IGP-M de 24,52%, de forma gradual e parcelada ao longo do ano de 2021, nos percentuais 4,0% em fevereiro e 6,2% em maio, agosto e novembro, sugiro ao Conselho-Diretor que no prazo de 10 dias, a CA-PET adeque a estrutura ora aprovada, incorporando os efeitos do escalonamento do reajuste das margens fixados naquele processo.

Art. 49 - Considerando que a conclusão do presente ciclo revisional se dará em aproximadamente 1 (um) ano e 10 (dez) meses e que a compensação do valor recebido a maior exclusivamente no presente quinquênio acarretaria um impacto significativo nas receitas da concessionária, sugiro ao Conselho-Diretor que o montante financeiro recebido a maior seja compensado nos períodos subsequentes até o término do próximo quinquênio, ou seja, nas margens a vigerem no período compreendido entre abril de 2021 a dezembro de 2027. Essa compensação deverá ser realizada pela aplicação do fator redutor nas margens de distribuição ora aprovadas.

Art. 50 - Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor que determine a CAPET, no prazo de 15 dias, o cálculo do montante recebido a maior, no período compreendido entre janeiro de 2018 a março de 2021, conforme metodologia adotada nos processos da 2ª e da 3ª Revisões Quinquenais.

Art. 51 - Sugiro ainda ao Conselho-Diretor que a CAPET, com base no montante recebido a maior pela concessionária, calcule o fator redutor a ser aplicado nas margens de distribuição, no período de abril de 2021 a dezembro de 2027.

Art. 52 - Também recomendo que, após a definição do fator redutor das margens, a CAPET atualize a estrutura tarifária vigente, fazendo constar o índice de reposicionamento das margens (m), o fator redutor das margens (f) e a parcela relativa ao IGP-M aprovada no processo de atualização tarifária com vigência em janeiro de 2021, para aprovação do Conselho-Diretor.

Art. 53 - Adicionalmente, sugiro ao Conselho-Diretor a abertura de processo regulatório específico para o acompanhamento das compensações tarifárias a serem realizadas, no período de abril de 2021 a dezembro de 2027, pela concessionária, para eventual necessidade de recomposição do equilíbrio econômico-financeiro.

Art. 54 - Diante do exposto e considerando que a alteração da estrutura tarifária deve ser elaborada de acordo com as diretrizes emanadas pelo Poder Concedente e com base em estudos econômicos sobre a competitividade e seus impactos no mercado de gás e considerando ainda que no pleito encaminhado à AGENERSA a concessionária não demonstrou sua fundamentação teórica, sugiro ao Conselho-Diretor manter a estrutura das margens atualmente vigentes.

Art. 55 - Diante do exposto e considerando a relevância do tema, que deve ser analisado pela AGENERSA de forma a avaliar os impactos e a abrangência das medidas sugeridas, recomendo ao Conselho-Diretor da AGENERSA a abertura de processo regulatório específico para tratar das adequações propostas as tarifas sociais vigentes, de forma a não impactar ainda mais os prazos de conclusão do presente processo revisional.

Art. 56 - Por se tratar do tema complementar, sugiro ao Conselho-Diretor que a definição da Tarifa Especial/Experimental na Fazenda Botafogo, abordada inicialmente no Processo nº E-12/003/203/2016, seja remetida ao processo regulatório específico, a ser aberto na AGENERSA, para tratar das adequações propostas para as tarifas sociais vigentes.

Art. 57 - Em complemento, sugiro ainda ao Conselho-Diretor acatar os argumentos da Defensoria Pública, representada pelo NUDECON e determinar a criação de Grupo de Trabalho, no prazo de até 30 dias, visando a proposição de diretrizes, mediante critérios razoáveis e técnicos, para o aumento do número de usuários beneficiados com a tarifa social. A meta mínima a ser alcançada ainda neste quinquênio, ou seja, até dezembro de 2022 tem como limite mínimo o dobro do número de usuários hoje beneficiados pela tarifa social MCMV e Morar Carioca. As compensações financeiras decorrentes da ampliação da base de clientes beneficiados com a tarifa social deverão ser realizadas na próxima revisão quinquenal. Os estudos com a apresentação do relatório final deverão ser concluídos em até 180 dias.

Art. 58 - Diante do exposto, proponho ao Conselho-Diretor recomendar ao Poder Concedente a inclusão de cláusula expressa no contrato de concessão, definindo a metodologia de cálculo do Fator X e a sua aplicação nas margens de distribuição.

Art. 59 - Diante do exposto e considerando a sugestão do Grupo de Trabalho sobre o Fator K, de que a "separação dos mercados térmicos dos não térmicos nos processos revisionais, permitindo uma maior previsibilidade dos estudos revisionais" sugiro ao Conselho-Diretor a abertura de processo regulatório específico para realização de estudo a fim de introduzir mecanismo regulatório que torne neutros os efeitos tarifários para as concessionárias e os consumidores dos desvios da demanda termelétrica observada em relação à projetada.

Art. 60 - Proponho ainda ao Conselho-Diretor que recomende ao Poder Concedente a inclusão de cláusula expressa no contrato de concessão incluindo o Fator K no ajuste das demandas.

Art. 61 - Esta Deliberação entrará em vigor na data de sua publicação.

Rio de Janeiro, 10 de março de 2021

TIAGO MOHAMED MONTEIRO
Conselheiro-Presidente

SILVIO CARLOS SANTOS FERREIRA
Conselheiro-Relator

JOSÉ CARLOS DOS SANTOS ARAÚJO
Conselheiro
(voto vencido)

RAFAEL AUGUSTO PENNA FRANCA
Conselheiro
(abstenção)

VLADIMIR PASCHOAL MACEDO
Conselheiro

ANEXO 01 - PROJEÇÃO DA DEMANDA

CEG	Demanda Projetada (Milhões m³/ano)					Total
	2018	2019	2020	2021	2022	
Mercado						
Residencial (*)	116	116	116	116	115	579
Comercial	52	5	54	54	55	221
Climatização	7	7	7	7	6	33
Geração Distribuída	1	1	1	3	4	10
Cogeração	97	98	100	99	98	492

GNV	912	923	936	953	973	4.696
Industrial	348	347	346	346	347	1.733
Vidreiras	80	80	80	79	79	398
Petroquímico	-	-	-	-	-	0
Térmicas	-	-	-	-	-	0
Térmicas CL, AP e AI (**)	2.137	1.736	1.838	1.772	1.895	9.378
Total Vendas Projetada	3.748	3.312	3.477	3.429	3.573	17.540

ANEXO 02 - PROJEÇÃO DO OPEX

PROPOSTA GT						
CEG - OPEX (mil.RS/ano) - Moeda de Dez/16						
Itens	2018	2019	2020	2021	2022	Total 2018-2022
DESPESAS OPERACIONAIS	226.077	186.299	173.065	176.114	179.406	940.960
Aluguéis	9.033	3.706	4.000	4.000	4.000	24.739
Manutenção e Conservação	39.425	35.648	33.155	33.422	33.936	175.586
- Bens Imóveis e Construções	5.991	5.538	5.702	5.865	6.026	29.122
- Equipamento de Informática	4.063	3.810	3.184	3.184	3.184	17.425
- Veículos	1.438	1.323	855	855	855	5.326
- Instalações Técnicas	24.588	21.571	19.907	19.912	20.166	106.142
- Manutenção e Vistoria de Rede de AP e MBP	9.856	8.227	6.336	6.336	6.336	37.091
- Emergência	9.841	8.758	9.018	9.275	9.529	46.420
- Manutenção de Instalações Industriais	4.891	4.586	4.553	4.301	4.301	22.631
- Outro Imobilizado	3.345	3.406	3.507	3.607	3.706	17.570
Utilidades e Serviços	14.243	13.495	12.085	12.276	12.464	64.563
- Energia Elétrica, Água, Gás e Combustíveis	7.683	6.171	6.354	6.535	6.714	33.457
- Telefone e Outras Comunicações	6.506	6.999	5.397	5.397	5.397	29.696
- Correio	1.057	982	1.011	1.040	1.068	5.158
- Material de Escritório	526	336	345	355	365	1.928
- Outros	-1.529	-993	-1.022	-1.051	-1.080	-5.676
Serviços Gerais, Corporativos e Royalties	26.538	28.233	25.224	25.792	26.382	132.169
- Serviços Gerais	13.187	11.060	11.387	11.711	12.032	59.378

- Serviços Gerais	13.187	11.060	11.387	11.711	12.032	59.378
- Serviços Corporativos	12.607	16.381	13.021	13.242	13.488	68.739
- Royalties	744	792	816	839	862	4.053
Serviços Profissionais Independentes	16.264	13.611	10.992	11.287	11.579	63.734
- Auditorias	898	758	501	501	501	3.158
- Assessorias Técnicas	438	269	127	127	127	1.088
- Jurídicos	8.194	6.404	4.000	4.114	4.227	26.938
- Outros Serviços	6.735	6.181	6.364	6.545	6.724	32.549
Publicidade, Propaganda e Relações Públicas	7.873	6.767	6.000	6.171	6.340	33.152
Seguros	2.690	2.523	2.597	2.597	2.597	13.004
Despesas de Viagem, Transporte e Fretes	1.478	862	887	913	938	5.078
- Despesas de Viagem	1.318	741	763	785	806	4.413
- Transportes e Fretes	160	121	124	128	132	665
Gastos de Atividade Comercial	31.514	20.032	20.000	20.000	20.000	111.546
Gastos Serviço a Cliente	44.219	43.045	39.658	40.768	41.866	209.557
- Leitura de Medidores	16.058	13.059	13.446	13.829	14.208	70.600
- Cobrança Bancária	9.143	9.648	9.934	10.217	10.497	49.437
- Inspeções Periódicas	1.118	1.071	1.102	1.134	1.165	5.590
- Serviços de Teleatendimento	7.419	7.226	7.440	7.652	7.861	37.597
- Controle de Qualidade de Leitura, Inspeções e Outras	8.313	6.032	6.210	6.387	6.562	33.504
- Custo de Atendimento ao Cliente	1.029	5.213	707	707	707	8.363
- Controle de Qualidade de Serviços	1.141	796	819	843	866	4.464
Outros Serviços Exteriores	15.599	12.846	13.226	13.603	13.976	69.249
- Subscrições, documentos e Outros Serviços	12.375	9.585	9.868	10.150	10.428	52.406
- Colaborações Externas	3.224	3.261	3.357	3.453	3.548	16.843
- Custo do Pessoal Expatriado	0	0	0	0	0	0
Outros	15.860	4.511	4.191	4.205	4.219	32.988
- Outros Gastos de Exploração	14.298	486	500	514	528	16.326
- Tributos	1.563	4.026	3.691	3.691	3.691	16.662
Gastos de GNC	1.340	1.019	1.049	1.079	1.109	5.596
DESPESAS DE PESSOAL	127.597	92.184	94.913	97.618	100.293	512.606
OUTRAS DESPESAS	52.960	54.179	55.783	57.373	58.945	279.239
- Provisões	10.844	10.844	11.165	11.483	11.798	56.134
- Perdas de Gás	41.113	42.375	43.630	44.873	46.103	218.094
- Custos de odorizantes	1.003	960	988	1.016	1.044	5.011
Total - OPEX	406.634	332.662	323.760	331.105	338.644	1.732.805
Base de Clientes	945.909	978.841	1.011.718	1.044.486	1.077.037	
Incremento da base de clientes		1,0348152	1,0335877	1,0323885	1,0311646	
		3,07%	2,96%	2,85%	2,74%	

ANEXO 03 - PLANO DE INVESTIMENTOS 2018-2022 - METAS FINANCEIRAS

PROPOSTA GT						
CEG: INVESTIMENTOS PROJETADOS PARA O 5º QUINQUÊNIO						
(Valores em mil R\$ - dez/2016)						
	2018	2019	2020	2021	2022	TOTAL 5Q
TOTAL INVESTIMENTOS MATERIAIS	136.169,17	129.529,31	174.685,33	162.730,03	155.251,63	758.365,47
Redes	69.500,05	65.475,55	96.466,60	83.301,76	83.166,46	397.910,42
Novas Redes AP	2.574,63	3.145,51	11.527,47	827,18	2.621,14	20.695,92
Novas Redes MP/BP	23.929,67	18.462,17	31.081,52	32.956,05	32.609,12	139.038,52
Renovação Redes MP/BP	40.854,73	41.235,81	52.990,17	48.628,03	47.110,50	230.819,23

Outros	2.141,04	2.632,06	867,45	890,51	825,69	7.356,75
Ramais	13.120,41	11.042,52	22.880,25	23.690,05	24.362,94	95.096,17
Novos Ramais	10.478,58	8.067,91	18.886,02	19.695,81	20.368,71	77.497,02
Renovação de Ramais	2.641,83	2.974,61	3.919,40	3.919,40	3.919,40	17.374,65
Outros - Ramais	0,00	0,00	74,83	74,83	74,83	224,49
Construção de ERMs	1.825,51	2.455,05	4.672,69	6.555,25	1.959,61	17.468,11
Instalações Auxiliares de Rede	14.277,56	11.173,47	15.439,21	14.409,08	9.664,46	64.963,77
Outros Investimentos Materiais	37.445,65	39.382,72	35.226,58	34.773,89	36.098,16	182.927,01
Aquisição de Medidores	25.496,66	25.633,70	22.844,23	23.484,28	23.869,67	121.328,54
Instalações	5.533,38	2.821,10	9.798,80	10.045,78	10.300,23	38.499,28

ANEXO 04 - PLANO DE INVESTIMENTOS 2018-2022 -
METAS FÍSICAS

CEG	Metas Físicas													
	2018	Redes				Ramais			Estações de ERM's e GNC's	Instalações Auxiliares de Rede	O outros Investimentos			Imaterial
		Município (m/ud)	AP	MP / BP	Renovação	O outros	Novos Ramais	Renovação			O outros	Aquisição de Medidores	Instalações Comunitárias	
	ml	ml	ml	Especificação	unid.	unid.	Especificação	unid.	Especificação	unid.	unid.	Especificação		
CEG - Belford Roxo	1.207	7.831	-	-	-	186	-	-	1	-	994	1.670	-	-
CEG - Duque de Caxias	-	3.374	-	-	-	239	-	-	-	-	1.406	1.904	-	-
CEG - Guapimirim	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEG - Itaboraí	-	689	-	-	-	58	-	-	-	-	287	493	-	-
CEG - Itaguaí	-	208	-	-	-	18	-	-	-	-	100	171	-	-
CEG - Magé	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEG - Mesquita	-	87	-	-	-	11	-	-	-	-	61	56	-	-
CEG - Nilópolis	-	333	-	-	-	31	-	-	-	-	155	178	-	-
CEG - Niterói	-	12.765	-	-	-	351	-	-	1	-	3.624	3.108	-	-
CEG - Nova Iguaçu	-	1.284	-	-	-	97	-	-	-	-	817	975	-	-
CEG - Paracambi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEG - Queimados	-	2.496	-	-	-	178	-	-	-	-	880	1.945	-	-
CEG - Rio de Janeiro	622	45.234	11.428	-	-	3.355	1.013	-	3	-	56.785	28.649	-	-
CEG - São Gonçalo	-	2.958	-	-	-	235	-	-	-	-	1.719	1.956	-	-
CEG - São João de Meriti	-	1.893	-	-	-	139	-	-	-	-	370	877	-	-
CEG - Seropédica	-	11.752	-	-	-	1	-	-	-	-	1	-	-	-
CEG - Japeri	-	7.496	-	-	-	60	-	-	1	-	189	409	-	-
CEG - Maricá	-	94	-	-	-	9	-	-	0	-	9	-	-	-
CEG - Mangaratiba	-	2.651	-	-	-	56	-	-	-	-	174	370	-	-
CEG - Tanguá	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEG - VÁRIOS	-	130	3.156	-	-	-	81	-	3	-	-	-	-	-

CEG	Metas Físicas													
	2019	Redes				Ramais			Estações de ERM's e GNC's	Instalações Auxiliares de Rede	O outros Investimentos			Imaterial
		Município (m/ud)	AP	MP / BP	Renovação	O outros	Novos Ramais	Renovação			O outros	Aquisição de Medidores	Instalações Comunitárias	
	ml	ml	ml	Especificação	unid.	unid.	Especificação	unid.	Especificação	unid.	unid.	Especificação		
CEG - Belford Roxo	-	6.375	-	-	-	189	-	-	2	-	845	1.540	-	-
CEG - Duque de Caxias	-	5.288	-	-	-	282	-	-	3	-	1.318	2.105	-	-
CEG - Guapimirim	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEG - Itaboraí	-	906	-	-	-	76	-	-	-	-	400	710	-	-
CEG - Itaguaí	-	120	-	-	-	11	-	-	-	-	57	89	-	-
CEG - Magé	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEG - Mesquita	-	703	-	-	-	13	-	-	-	-	61	71	-	-
CEG - Nilópolis	-	837	-	-	-	38	-	-	-	-	161	226	-	-
CEG - Niterói	-	10.333	-	-	-	401	-	-	-	-	4.318	3.848	-	-
CEG - Nova Iguaçu	-	1.123	-	-	-	85	-	-	-	-	603	755	-	-

CEG - Paracambi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEG - Queimados	436	2.020	-	-	-	-	-	-	-	-	142	-	-	-	-	591	1.356
CEG - Rio de Janeiro	45.476	32.724	-	-	-	-	-	-	-	-	3.543	1.541	-	2	-	58.098	29.980
CEG - São Gonçalo	-	3.192	-	-	-	-	-	-	-	-	257	-	-	-	-	2.053	2.348
CEG - São João de Meriti	-	2.347	-	-	-	-	-	-	-	-	169	-	-	-	-	455	1.103
CEG - Seropédica	207	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEG - Japeri	-	563	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-	-	-	4	-
CEG - Maricá	-	51.578	-	-	-	-	-	-	-	-	12	-	1	-	-	12	-
CEG - Mangaratiba	-	44	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-	-	-	4	-
CEG - Tanguá	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEG - VÁRIOS	-	143	2.661	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100	1	-	-	-

CEG	Metas Físicas																
	2020	Redes				Ramais			Estações de ERM's e GNC's	Instalações Auxiliares de Rede	O outros Investimentos			Imaterial			
		Município (m/ud)	AP	MP / BP	Renovação	O outros	Novos Ramais	Renovação			O outros	Aquisição de Medidores	Instalações Comunitárias		O outros		
	ml	ml	ml	Especificação	unid.	unid.	Especificação	unid.	Especificação	unid.	unid.	Especificação					
CEG - Belford Roxo	-	2.669	-	-	-	192	-	-	0	-	-	-	-	867	1.578	-	-
CEG - Duque de Caxias	191	4.046	-	-	-	288	-	-	1	-	-	-	-	1.350	2.159	-	-
CEG - Guapimirim	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEG - Itaboraí	-	928	-	-	-	78	-	-	-	-	-	-	-	412	732	-	-
CEG - Itaguaí	-	129	-	-	-	12	-	-	-	-	-	-	-	59	94	-	-
CEG - Magé	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEG - Mesquita	-	106	-	-	-	13	-	-	-	-	-	-	-	62	74	-	-
CEG - Nilópolis	-	896	-	-	-	40	-	-	1	-	-	-	-	166	233	-	-
CEG - Niterói	-	11.474	-	-	-	415	-	-	-	-	-	-	-	4.450	3.965	-	-
CEG - Nova Iguaçu	-	4.286	-	-	-	90	-	-	-	-	-	-	-	624	777	-	-
CEG - Paracambi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEG - Queimados	-	2.080	-	-	-	146	-	-	-	-	-	-	-	610	1.399	-	-
CEG - Rio de Janeiro	1.364	43.985	32.724	-	-	3.652	1.541	-	2	-	-	-	-	59.225	30.865	-	-
CEG - São Gonçalo	-	3.291	-	-	-	265	-	-	-	-	-	-	-	2.117	2.420	-	-
CEG - São João de Meriti	-	3.882	-	-	-	175	-	-	-	-	-	-	-	469	1.131	-	-
CEG - Seropédica	2.230	-	-	-	-	1	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
CEG - Japeri	-	19	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	2	-	-	-

CEG - Maricá	107			10					11			
CEG - Mangaratiba	50			5					5			
CEG - Tanguá												
CEG - VÁRIOS	143	4.316					100	1				

CEG	Metas Físicas												
	2021	Redes				Ramais			O outros Investimentos				
		Município (m/ud)	AP	MP/BP	Renovação	O outros	Novos Ramais	Renovação	O outros	Estações de ERM's e GNC's	Instalações Auxiliares de Rede	Aquisição de Medidores	Instalações Comunitárias
	ml	ml	ml	Especificação	unid.	unid.	Especificação	unid.	Especificação	unid.	unid.	Especificação	Inmaterial
CEG - Belford Roxo		2.737			196			0			889	1.620	
CEG - Duque de Caxias	300	6.093			296			2			1.384	2.209	
CEG - Guapimirim													
CEG - Itaboraí		967			81						427	757	
CEG - Itaguaí		132			13						62	97	
CEG - Magé													
CEG - Mesquita		108			13						64	75	
CEG - Nilópolis		431			39						169	238	
CEG - Niterói		11.075			429						4.588	4.086	
CEG - Nova Iguaçu	150	4.386			92			2			638	799	
CEG - Paracambi													
CEG - Queimados		2.134			149						627	1.438	
CEG - Rio de Janeiro	100	45.056	32.724		3.772	1.541					60.393	31.786	
CEG - São Gonçalo		5.774			279			2			2.187	2.499	
CEG - São João de Meriti		2.827			179						479	1.158	
CEG - Seropédica													
CEG - Japeri		19			2						2		
CEG - Maricá		113			11						11		
CEG - Mangaratiba		50			5						5		
CEG - Tanguá													
CEG - VÁRIOS		143	2.617					100	1				

CEG	Metas Físicas													
	2022	Redes				Ramais			O outros Investimentos					
		Município (m/ud)	AP	MP/BP	Renovação	O outros	Novos Ramais	Renovação	O outros	Estações de ERM's e GNC's	Instalações Auxiliares de Rede	Aquisição de Medidores	Instalações Comunitárias	O outros
	ml	ml	ml	Especificação	unid.	unid.	Especificação	unid.	Especificação	unid.	unid.	Especificação	Inmaterial	
CEG - Belford Roxo		2.807						201			0		913	1.663
CEG - Duque de Caxias	500	4.913						301					1.418	2.264
CEG - Guapimirim														
CEG - Itaboraí		995						83					441	782
CEG - Itaguaí		135						13					63	99
CEG - Magé														
CEG - Mesquita		114						14					66	78
CEG - Nilópolis		441						40					173	244
CEG - Niterói		8.021						442					4.730	4.211
CEG - Nova Iguaçu	200	1.220						93			1		656	821
CEG - Paracambi														
CEG - Queimados		2.194						154					646	1.482
CEG - Rio de Janeiro	1.100	46.418	32.724					3.896	1.541		3		61.600	32.736
CEG - São Gonçalo		12.734						289			5		2.251	2.575
CEG - São João de Meriti		2.531						183					490	1.187
CEG - Seropédica														
CEG - Japeri		19						2					2	
CEG - Maricá		119						11					12	
CEG - Mangaratiba		57						5					6	
CEG - Tanguá														
CEG - VÁRIOS		74	2.741							100	1			

PROPOSTA GT

ANEXO 05 - BASE DE REMUNERAÇÃO DE ATIVOS

CEG - Evolução da Base de Ativos (R\$ mil/Ano)						
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Imobilizado até 4Q Inicial	3.199.380,00	3.118.150,00	2.951.072,57	2.784.206,76	2.617.526,02	2.453.179,73
Reposicao da Dep. Imobilizado 4Q	80.240,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Depreciação Imobilizado Inicial	161.470,00	167.077,43	166.865,81	166.680,74	164.346,29	162.633,22
Imobilizado até 4Q Final	3.118.150,00	2.951.072,57	2.784.206,76	2.617.526,02	2.453.179,73	2.290.546,51
Imobilizado 5Q Inicial	0,00	271.158,78	404.150,09	544.402,53	706.578,57	850.753,06
(+) Investimentos	275.754,69	144.049,05	157.161,95	184.784,67	172.741,88	165.371,62

(-) Depreciação Investimentos	4.595,91	11.057,73	16.909,51	22.608,62	28.567,40	34.202,63
Imobilizado 5Q Final	271.158,78	404.150,09	544.402,53	706.578,57	850.753,06	981.922,05
Imobilizado Total Inicial	3.199.380,00	3.389.308,78	3.355.222,67	3.328.609,29	3.324.104,60	3.303.932,79
Imobilizado Total	3.389.308,78	3.355.222,67	3.328.609,29	3.324.104,60	3.303.932,79	3.272.468,56
Diferido até 4Q Inicial	19.453,46	2.764,04	0,00	0,00	0,00	0,00
Diferido até 4Q Final	2.764,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Diferido Total Inicial	19.453,46	2.764,04	0,00	0,00	0,00	0,00
Diferido Total Final	2.764,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Intangível Inicial	26.456,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Amortização Intangível	26.456,63					
Intangível Final	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Intangível inicial 4ºQ (3º Aditivo Contratual)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Amortização dos gasodutos não obrigatórios	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Depreciação intangível 4ºQ (3º Aditivo contratual)	0,00					
Intangível final 4ºQ (3º Aditivo contratual)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Base Remunerável Inicial	3.218.833,46	3.392.072,82	3.355.222,67	3.328.609,29	3.324.104,60	3.303.932,79
Base Remunerável Final	3.392.072,82	3.355.222,67	3.328.609,29	3.324.104,60	3.303.932,79	3.272.468,56

ANEXO 06 - FLUXO DE CAIXA - CÁLCULO DO REPOSICIONAMENTO DAS MARGENS DE DISTRIBUIÇÃO

II = 0,66* Custos e Despesas Operacionais	268,38	219,56	213,68	218,53	223,50	886,49
III = 0,66*Receitas Correlatas	14,79	14,96	15,17	15,43	15,70	58,35
IV = 0,34*Depreciação	61,51	62,48	64,36	65,59	66,92	245,89
V = 0,34*Juros s/ Capital Próprio	34,22	38,44	42,97	42,97	42,97	153,51
VI = Investimentos	144,05	144,15	184,78	172,74	165,37	618,87
VII = Recuperação da Retroatividade	25,18					
VIII = Compensação das Deliberações	3,65					
IX = Base Inicial de Ativos Regulatórios	3.392,07					
X = Base Final de Ativos Regulatórios	0,00	0,00	0,00	0,00	3.272,47	2.085,42
XI = Compensação de Investimentos não realizados	95,06					86,87
XII = Devolução tarifa recebida p/invest suprimidos III TA	182,84					
$m = [IX + VP(II) - VP(III) - VP(IV) - VP(V) + VP(VI) + VP(VII) + VP(VIII) - VP(X) - VP(XI) - VP(XII)] / VP(I)$						
m =	0,8653194					
						Taxa de Remuneração:
						9,43%

CÁLCULO DE m						
Em R\$ milhões	Ano					Valor
	2018	2019	2020	2021	2022	Presente
I = 0,66*Margem Não Reposicionada	662,08	564,83	649,00	650,80	653,59	2.442,32

DELIBERAÇÃO AGENERSA Nº 4199 DE 10 DE MARÇO DE 2021

CONCESSIONÁRIA CEG RIO - 4ª REVISÃO QUINQUENAL TARIFÁRIA.

O CONSELHO-DIRETOR DA AGÊNCIA REGULADORA DE ENERGIA E SANEAMENTO BÁSICO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO - AGENERSA, no uso de suas atribuições legais e regimentais, tendo em vista o que consta no Processo Regulatório SEI nº E-12/003/125/20217, por maioria dos votos, com abstenção do Conselheiro Rafael Augusto Penna Franca e voto divergente e vencido do Conselheiro José Carlos dos Santos Araújo,

DELIBERA:

Art. 1º - Por oportuno, faz-se importante registrar que o presente processo é objeto de ação judicial, sob o Processo nº 0290848-46.2020.8.19.0001, que tramita na 1ª Vara da Fazenda Pública do Rio de Janeiro e cujo autor é a concessionária CEG RIO. Outrossim, comunico a tramitação do Processo TCE-RJ nº113.660-3/14, na Corte de Contas do Estado do Rio de Janeiro, que versa sobre o 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, cujos efeitos impactam diretamente na revisão tarifária. Acrescento ainda que, conforme suas atribuições legais e regimentais, este Conselho-Diretor, em cumprimento às determinações legais e judiciais realizará todas as adequações e/ou alterações que se fizerem necessárias ao seu tempo.

Art. 2º - Considerando que o processo de revisão quinquenal possui relevância significativa, sendo o processo regulatório mais importante a tramitar na Agência e considerando que o descumprimento dos prazos para entrega da proposta inicial da concessionária acarretaram em atrasos na aplicação do reposicionamento das margens, no presente caso em desfavor dos consumidores, pois pelas análises do Grupo de Trabalho é possível auferir que as margens praticadas no 5º ciclo revisional (2018-2022) estão superiores ao seu patamar de equilíbrio, sugiro ao Conselho-Diretor aplicar à concessionária CEG RIO a penalidade de multa, no valor de 0,1% (um décimo por cento) do seu faturamento nos últimos 12 (doze) meses anteriores à prática da infração, com base na Cláusula Décima do Contrato de Concessão e no art.19, inciso IV da Instrução Normativa AGENERSA/CD nº 001, de 04/09/2007, em razão de não ter cumprido o prazo estipulado no contrato de concessão para entrega da proposta de revisão tarifária. Ressalto que tal medida não foi adotada anteriormente a fim de evitar

que a concessionária promovesse a paralização do processo por via judicial, o que acarretaria maiores atrasos, e por consequência, maiores prejuízos aos usuários.

Art. 3º - Diante do exposto e considerando estarem satisfeitos os requisitos do contrato de concessão, em especial a cláusula 7ª que trata da revisão quinquenal, considerando que o método do fluxo de caixa foi adotado e aprovado nas revisões tarifárias anteriores, considerando que na presente revisão a fórmula de cálculo foi sugerida pela consultoria da UFF e pelo Grupo de Trabalho e considerando ainda a necessidade de cumprimento leis federais e estaduais e que o serviço adequado deve satisfazer as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas, sugiro ao Conselho-Diretor a adoção do método de fluxo de caixa descontado e da fórmula paramétrica proposta pelo Grupo de Trabalho, para fins de aferição do equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Art. 4º - Considerando os comandos contratuais de atualização monetária pelas variações do IGP-M e a determinação de envio da proposta de revisão tarifária no penúltimo semestre de cada quinquênio, sugiro ao Conselho-Diretor a adoção da data-base de dezembro de 2016 para os valores considerados no fluxo de caixa da 4ª Revisão Quinquenal.

Art. 5º - Diante do exposto e considerando que os custos operacionais relativos aos procedimentos comerciais não são incorridos pela Concessionária, quando da atuação no mercado livre, sugiro ao Conselho-Diretor adotar como encargos de comercialização o percentual de 1,9% até a fixação pela AGENERSA de outro percentual.

Art. 6º - Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor adotar as determinações contidas na Deliberação AGENERSA nº 4.034/2019, referente às questões tarifárias para o novo agente livre abastecido por ramal dedicado, para efeito no presente processo.

Art. 7º - Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor adotar os efeitos da redação da Deliberação AGENERSA nº 4.142/2020 no presente processo.

Art. 8º - Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor a alteração da nomenclatura da estrutura tarifária vigente com a inclusão dos auto-

produtores e autoimportados nas margens fixadas para os agentes livres.

Art. 9º - Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor aprovar a taxa de remuneração igual a 9,43% a.a. para o ciclo tarifário 2018-2022, calculada pela consultoria da UFF e pelo Grupo de Trabalho da AGENERSA já que a metodologia adotada possui adequação técnica, aderência ao disposto no contrato de concessão e pelo valor alcançado estar dentro do intervalo entendido pela procuradoria desta Agência como adequado aos preceitos jurídicos vigentes e por ser mais conservador quando comparado às propostas da concessionária.

Art. 10 - Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor recomendar ao Poder Concedente a alteração da metodologia de cálculo da taxa de remuneração para o custo médio ponderado (WACC), por ser mais adequada ao ambiente regulatório vigente no Brasil e pelo fato da concessionária utilizar capital de terceiros em suas operações de financiamento.

Art. 11 - Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor adotar as projeções de demanda sugeridas pelo Grupo de Trabalho da AGENERSA (Anexo 01).

Art. 12 - Considerando que a proposta da consultoria da UFF trará impactos positivos para concessão, na medida em que possibilitará o ajuste da demanda, dos valores projetados com os efetivamente realizados e considerando as recomendações da procuradoria da AGENERSA, diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor a abertura de processo específico para tratar do tema.

Art. 13 - Sugiro ainda ao Conselho-Diretor recomendar ao Poder Concedente a adoção dos sistemas de repasse (gatilhos).

Art. 14 - Diante do exposto, sugiro ao Conselho-Diretor acompanhar a projeção das margens não reposicionada para o ciclo revisional 2018-2022, estimadas pelo Grupo de Trabalho, uma vez que a aplicação de descontos na margem do segmento termelétrico, sugerida pela consultoria da UFF, demanda estudos adicionais para avaliação dos impactos econômico-financeiro em toda a concessão.

Art. 15 - Diante do exposto, considerando que o Grupo de Trabalho validou os cálculos apresentados pela concessionária e considerando que a procuradoria da AGENERSA entende pela previsão contratual, proponho ao Conselho-Diretor aprovar os valores relativos às atividades correlatas em conformidade com o sugerido pela consultoria da UFF e pelo Grupo de Trabalho da AGENERSA.

Id: 2304988