



Grupo de Estudo de Comercialização, Economia e Regulação do Mercado de Energia Elétrica-GCR

Atuação estratégica do Grupo Eletrobras no processo de revisão tarifária das concessões de transmissão prorrogadas nos termos da Lei 12.783/2013

FRANCISCO DE ASSIS AVILA FARIA(1); MERIAM ABRAHAM OHANA(2); KLEBER DAVID BELINOVSKI(3); FERNANDO ARAUJO GONÇALVES PRUDENTE(4); HENRIQUE OSWALDO MASSENA REIS JUNIOR(5); ELETROBRAS(1);ELETROBRAS(2);ELETROBRAS(3);ELETROBRAS(4);ELETROBRAS(5);

RESUMO

A primeira revisão tarifária dos contratos prorrogados nos termos da MP nº 579/2012, objeto da Audiência Pública – AP nº 41/2017 - ANEEL e seus desdobramentos, colocou em pauta para discussão uma vasta gama de assuntos de significativa relevância para o segmento de transmissão, tais como custos operacionais regulatórios, banco de preços, RAP de reforços e melhorias, remuneração do capital – WACC / CAPM, dentre outros. O presente trabalho relata a atuação conjunta e integrada do Grupo Eletrobras nas tratativas referentes à revisão, resultando em redução significativa dos impactos inicialmente previstos na AP 41, além de ganhos intangíveis na integração do Grupo Eletrobras.

PALAVRAS-CHAVE

Revisão Tarifária, Transmissão, Custos Operacionais Eficientes, Eletrobras, Regulação.

1.0 - INTRODUÇÃO

O sistema de transmissão nacional, composto de aproximadamente 150 mil quilômetros de linhas de transmissão e mais de 300.000 MVA de capacidade transformação instalada, integra aos consumidores um sistema geração hidro-eólico-térmico distribuído nas diversas regiões do Brasil, de modo a possibilitar que o mesmo possa ser operado de forma coesa e coordenada, aproveitando as características idiossincráticas de cada fonte e cada região do país onde essas fontes se encontram, promovendo o aumento da confiabilidade operativa e reduzindo custos do sistema elétrico como um todo. O SIN promove interligação de 165.552 MW de potência instalada distribuída em todo o território nacional, através da utilização de linhas de transmissão em tensões de 230 kV a 750kV em corrente alternada, de 600kV e 800kV em corrente contínua. O Sistema de Transmissão da Eletrobras, ilustrado na FIGURA 1, presente em todas as regiões do Brasil, em dezembro de 2018 contribuía para esse total com aproximadamente 71.068 km de linhas de transmissão, perfazendo aproximadamente 50% da malha de transmissão do SIN, além de 254.782 MVA de capacidade de transformação instalada.

Grande parte dos ativos de transmissão do Grupo Eletrobras estão contidos nas denominadas concessões “antigas”, que foram prorrogadas nos termos da MP nº 579/2012, publicada em setembro de 2012 e posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013. Esta regulamentação impôs à Eletrobras uma abrupta redução de 65,8% em suas receitas, a qual tem causado, desde então, grande dificuldade no desempenho operacional e na capacidade de investimento das empresas Eletrobras.

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG



FIGURA 1 – Principais Linhas de Transmissão do Sistema Eletrobras em Dezembro/2018

Associada à grande redução de receitas decorrentes da MP 579, os sistemas de transmissão tem experimentado nos últimos anos a necessidade de grandes aportes financeiros devido principalmente à necessidade de investimentos em reforços e melhorias advindos do envelhecimento natural do sistema de transmissão, das mudanças tecnológicas devido ao grande crescimento da geração por fontes intermitentes, geração distribuída e principalmente, pela utilização de usinas hidrelétricas cada vez mais distantes dos centros de consumo.

Estabelecida nos termos da Lei nº 12.783/2013 e respectivos contratos de concessão, a Receita Anual Permitida – RAP das concessões renovadas tem seu valor reajustado anualmente e revisões realizadas a cada 5 anos. Prevista para 2018, a primeira revisão tarifária das concessões renovadas está sendo objeto da AP nº 41/2017, que está em sua 3ª fase, e tem como objetivo discutir o aprimoramento da regulamentação das RAPs das concessões renovadas, especificamente em relação à Base de Remuneração Regulatória – BRR, Custos Operacionais Regulatórios e Custo Médio Ponderado de Capital – WACC.

Diretamente relacionadas à Revisão Tarifária da Transmissão, existem outras importantes discussões sendo realizadas por meio de audiências e consultas públicas dentre as quais podemos destacar a atualização do banco de preços de referência, a taxa regulatória de remuneração do capital - WACC, remuneração de melhorias de pequeno porte e ativos totalmente depreciados.

Diante da complexidade e relevância do tema para a saúde financeira do Grupo Eletrobras, verificou-se a necessidade de atuação integrada das empresas de forma a maximizar os ganhos do Grupo. Em um trabalho inédito de atuação do Grupo, de acordo com o pilar estratégico de Excelência Operacional do Plano Diretor de Negócios e Gestão 2017-2021, foi realizada a criação de um grupo de trabalho composto por especialistas de todas as empresas, além da contratação de uma consultoria especializada com vistas a elaborar uma proposta de alteração regulatória que demonstrasse a inadequação da metodologia de cálculo da ANEEL para captar as peculiaridades da operação e manutenção dos ativos dos contratos prorrogados, tais como: condições regionais, condições ambientais adversas, dispersão de rede, comparação com empreendimentos licitados e a condição estratégica das empresas do Grupo Eletrobras.

O presente trabalho tem como objetivo principal apresentar os resultados obtidos pela forma inovadora e integrada das empresas do Grupo Eletrobras durante as discussões da revisão tarifária da transmissão para o ciclo 2018-2023. Serão apresentadas as diversas peculiaridades e um resumo das contribuições enviadas em cada uma das 3 fases da AP 41, seus desdobramentos em outras audiências e consultas públicas, além dos

resultados e ganhos obtidos para o grupo Eletrobras.

2.0 - AUDIÊNCIAS PÚBLICAS RELACIONADAS

2.1 Audiência Pública nº 041/2017

Em 2018 estava prevista a revisão tarifária dos contratos de concessão prorrogados. Assim, em 2017 a ANEEL incluiu a proposição de atividade N°17 na agenda regulatória para o biênio 2016/2018, que consistia na revisão do Submódulo 9.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET (Revisão Periódica das Receitas das Concessionárias de Transmissão).

Em 2012, com a renovação das concessões a metodologia de avaliação de eficiência conhecida como Análise de Envoltória de dados (DEA – *Data Envelopment Analysis*) foi utilizada na determinação do custo operacional regulatório dos contratos de transmissão prorrogados, o que resultou no estabelecimento de um nível de custo para as empresas Eletrobras de R\$ 1,3 bilhão menor que os custos praticados antes da renovação, uma redução de 43% [1].

A Análise de Envoltória de Dados é uma metodologia baseada em um problema de programação fracional onde a eficiência relativa entre as unidades tomadoras de decisão (*Decision Making Units* – DMU) é obtida pela razão entre a soma ponderada dos produtos pela soma ponderada dos insumos. Tem por objetivo medir o grau de eficiência relativa de um conjunto de DMUs, que executam a mesma atividade em relação ao uso de seus múltiplos insumos para produzir múltiplos produtos.

Os modelos DEA agregam insumos transformando-os em um insumo virtual e produtos, transformando-os em um produto virtual, resultando em uma combinação linear dos insumos e produtos originais. Os multiplicadores utilizados nesta combinação linear são calculados através de um problema de programação linear, de modo que cada DMU se beneficia da melhor combinação de multiplicadores, maximizando sua eficiência.

2.1.1 Primeira fase

Em 31 de julho de 2017, a Diretoria da ANEEL instaurou a 1ª Fase da AP 41, com vistas a colher subsídios para aprimorar a proposta de regulamentação da revisão periódica das RAPs das instalações de transmissão, especificamente em relação às regras para apurar a Base de Remuneração Regulatória – BRR e as Outras Receitas. As proposições iniciais da Agência nesta fase estão descritas na Nota Técnica nº 118/2017-SRM/ANEEL de 26/07/2017.

Para a apuração da BRR a ANEEL propôs que a base incremental das transmissoras prorrogadas seria composta apenas pelos ativos que entraram em operação após prorrogação das concessões, uma vez que os ativos anteriores já haviam sido avaliados nos processos de definição das indenizações. Para a valoração dos ativos da base incremental a Agência propôs a aplicação do Método do Valor Novo de Reposição - VNR utilizando, necessariamente nesta ordem: (i) o Banco de Preços de Referência da ANEEL e; (ii) o Valor contábil atualizado pelo índice contratualmente estabelecido. Também foi proposto pequenos ajustes na Base de Anuidade Regulatória e no cálculo dos Juros sobre Obras em Andamento. Para outras receitas a Agência concluiu não ser necessário nenhuma alteração.

Por fim a ANEEL também explicitou nesta Nota Técnica que para a implementação do processo de revisão tarifária das transmissoras seria imprescindível que o banco de preços de referência fosse atualizado, caso contrário poderia ser necessário adiar a revisão tarifária e aplicar seus efeitos de forma retroativa.

As contribuições das empresas Eletrobras focaram na defesa de que a revisão tarifária deveria necessariamente ocorrer em junho de 2018. Além disso, Eletronorte e Eletronsul enviaram contribuições específicas no sentido de que a Agência viesse a reconhecer os valores efetivamente despendidos pelas empresas para a realização dos investimentos na BRR.

2.1.2 Segunda Fase

Sem ter concluído a análise da primeira fase, em 26 de setembro de 2017, a Agência instaurou a 2ª Fase da AP 41, visando obter subsídios para aprimorar a proposta de regulamentação da revisão periódica das receitas anuais permitidas das instalações de transmissão em relação às regras de Custos Operacionais Regulatórios e Custo Médio Ponderado de Capital - WACC. A proposta da ANEEL, contida nas Notas Técnicas nº 160/2017-SRM/ANEEL e 164/2017-SRM/ANEEL, indicava uma redução significativa dos custos operacionais regulatórios dos ativos de transmissão prorrogados do Grupo Eletrobras para aproximadamente R\$ 2 bilhões, que representaria uma redução adicional R\$ 646 milhões (redução de 24,83%).

Dessa forma, nesta fase a ANEEL manteve a utilização de métodos de benchmarking na definição de custos operacionais regulatórios, realizando uma análise comparativa entre os custos praticados pelas empresas e da análise extraindo-se uma referência com a qual os custos praticados por cada empresa pudessem ser comparados, atribuindo assim um nível de eficiência a cada uma.

Em relação ao último estudo de eficiência realizado em 2012, a metodologia utilizada pela ANEEL para a apuração das eficiências das empresas na 2ª fase AP41 foi aprimorada no sentido de considerar a contabilização da compensação de potência reativa, a compensação para linhas de circuito duplo e a inserção da variável qualidade no primeiro estágio do modelo DEA.

Nesta segunda fase a proposta elaborada pela Eletrobras reverteria a redução proposta pela ANEEL de R\$ 646 milhões para um ganho de R\$ 705 milhões em relação ao valor atual dos custos operacionais regulatórios. A contribuição da Eletrobras se baseou principalmente nos seguintes pontos: (i) desconsiderar da base de dados as empresas licitadas e Celg-GT; (ii) Ajustar o insumo (custo operacional) incluindo nele os custos com parcela variável e aplicando o ajuste regional de salários apenas sobre a parcela relativa às atividades meio; (iii) corrigir as variáveis de produto de forma a refletir as funções de transmissão; iv) realização de ajuste de segundo estágio para os fatores ambientais; v) para efeito de normalização, considerar a média das eficiências das transmissoras com escores acima de 50%; e vi) manutenção da margem de lucro de 10% sobre os custos operacionais regulatórios estabelecida na prorrogação das concessões.

Apesar da previsão contratual estabelecendo uma Revisão Tarifária Periódica das receitas das empresas de transmissão prorrogadas para o ano de 2018 e dos protestos das Empresas Eletrobras e de outras transmissoras nas contribuições da primeira fase, a ANEEL inovou e decidiu por estabelecer uma Revisão Tarifária Provisória devido a complexidade do tema e do atraso na atualização do banco de preços. A revisão provisória estabeleceu que: (i) na componente econômica da RBSE fosse adotada a atualização da base blindada (depreciações, desmobilizações e correção monetária) e a atualização da receita; e (ii) para os demais componentes, somente a atualização monetária. Dessa forma, a revisão tarifária definitiva foi postergada para 2019 com efeitos retroativos a 2018.

Em relação ao WACC a Agência deliberou pela manutenção do custo de capital vigente para o segmento de transmissão, de forma que a discussão da metodologia fosse realizada simultaneamente com o segmento de distribuição em uma nova audiência pública. Nesta mesma decisão também foram aprovadas as propostas da Agência para a BRR e outras receitas, com algumas pequenas alterações marginais contemplando algumas contribuições dos agentes.

2.1.3 Terceira Fase

As Notas Técnicas de abertura [2][3] da 3ª fase aumentaram o custo operacional regulatório em 21,86%, indo de R\$ 2 bilhões para R\$ 2,3 bilhões, em comparação com a nota técnica de abertura da segunda fase [4]. Este aumento foi resultado do aceite da maior parte das contribuições enviadas pela Eletrobras na 2ª fase. Na terceira fase, as empresas Eletrobras enviaram contribuições buscando um O&M regulatório que foi estimado pela consultoria contratada em R\$ 2,79 bilhões.

As contribuições da Eletrobras na 3ª fase para o primeiro estágio do DEA tiveram como base: (i) evidências estatísticas de que as empresas CELG G&T 2013, ALUPAR_HOL 2014, ALUPAR_HOL 2016, CELEO_HOL

2016 e CTEEP_HOL 2015 constituem-se em *outliers*, sendo solicitada sua exclusão; (ii) extensa análise sobre as restrições aos pesos do modelo, o regulador se equivocou ao definir as restrições de *trade-off* entre produtos, propondo a substituição das restrições aos pesos de *trade-off* entre produtos por restrições de *trade-off* entre insumo e produtos, com limites equivalentes aos estabelecidos pela ANEEL; e (iii) que uma vez que as empresas licitadas passaram por leilões nos quais o preço ótimo da mão de obra já é implícito, o ajuste do PMSO referente à equiparação regional de salário fosse restrito às empresas existentes.

Para o segundo estágio do DEA, a Eletrobras mostrou que a combinação de múltiplos modelos univariados compostos cada um por uma das variáveis ambientais relevantes, além de abranger um espectro maior de componentes ambientais, seria capaz de gerar um ajuste nos moldes da proposta da ANEEL, mas que considerasse a influência do ambiente. Mostrou ainda que a divisão em subgrupos de tamanho mínimo de 2/3 da amostra original para o ajuste de segundo estágio não tem poder discriminatório do ponto de vista da severidade ambiental. Então, propôs que os subgrupos tivessem tamanhos mínimos de 1/2 da amostra.

A Eletrobras ainda reivindicou a manutenção da margem de lucratividade de 10%, concedida às empresas na renovação das concessões; e sugeriu um mecanismo para atenuar o impacto da transição dos custos operacionais regulatórios propostos que promovesse: (i) a recomposição imediata do equilíbrio econômico-financeiro para os que se encontram inferiores aos novos parâmetros de eficiência (desequilíbrio); e (ii) uma transição gradual e limitada a 5% a.a. para as concessionárias que se encontram com Custos Operacionais em patamar superior ao obtido com os novos parâmetros de eficiência.

Como resultado da 3ª fase da AP41, publicado por meio das notas técnicas de encerramento [5] [6] reconheceu um adicional de reajuste tarifário de R\$ 102 milhões (aumento de 7,31%), indo de R\$ 2,3 bilhões para R\$ 2,45 bilhões.

Em relação ao tema da RAP Melhoria, ainda constante na 3ª fase da AP41, a Nota Técnica de abertura [7] estabeleceu um investimento anual de R\$ 96 milhões para a realização de melhorias de pequeno porte. Para a definição deste valor a ANEEL realizou uma análise de regressão dos gastos de investimento realizados em melhorias de pequeno porte pelas transmissoras entre 2015 e 2018.

Em sua contribuição, o argumento central da Eletrobras foi que a base de dados utilizada subestima a projeção de investimento nestas melhorias para o período de julho de 2018 a junho de 2022, devido principalmente ao fato de, com a edição da Lei nº 12.783/2013, o período compreendido entre 2013 a 2017 foi restritivo e fraco de execução de investimentos pelas concessionárias, devido às dificuldades financeiras impostas pela medida. Como alternativa a Eletrobras propôs a utilização dos investimentos em melhorias publicados no Plano de Modernização das Instalações (PMI), que corresponderia a plano executivo mínimo de obras em melhorias.

O pleito não foi aceito pela Agência, sob o argumento que o PMI possui uma série de inconsistências, apesar de este ser um instrumento de planejamento relevante, inclusive por poder ser utilizado como parâmetro da prudência de investimentos. Entretanto, a ANEEL realizou uma série de pequenas correções em sua metodologia como resultado das contribuições enviadas. Assim a Nota Técnica de encerramento [8] estabeleceu um investimento anual de R\$ 140 milhões (aumento de 45,23%) para a realização de melhorias de pequeno porte.

2.2 Outras Audiências e Consultas Públicas relacionadas

Além da AP 41 propriamente dita, existem ainda outras importantes discussões relacionadas diretamente com a Revisão Tarifária da Transmissão, com expressiva participação da Eletrobras, dentre as quais podemos citar:

2.2.1 Audiência Pública nº 31/2018 – Banco de Preços de Referência

A AP nº 31/2018 tratou da atualização do Banco de Preços de referência, utilizado para valorar a Base de Remuneração Regulatória – BRR das transmissoras. A Eletrobras não enviou contribuição conjunta, entretanto participou de diversas reuniões com o Regulador, seja diretamente com as empresas ou via Associações, nesse caso ABRATE e ABDIB, resultando, no entanto, em uma redução na média dos valores do Banco de Preços.

2.2.2 Consulta Pública nº 015/2018 e Audiência Pública nº 009/2019 - WACC

Na Consulta Pública nº 15/2018 referente à Taxa de Regulatória de Remuneração do Capital (WACC Regulatório) para os segmentos de Geração, Transmissão, e Distribuição a ANEEL apresentou três alternativas metodológicas para tratar a questão, a saber: (i) manter os métodos WACC/CAPM vigentes, com aprimoramentos pontuais; (ii) manter WACC/CAPM, mas com possibilidade de alterações substanciais na forma de estimar os parâmetros; ou (iii) não mais utilizar WACC/CAPM.

Através de uma análise que considerou os riscos de cada segmento, riscos comuns aos segmentos de GTD, remuneração de ativos antigos e novos e ativos totalmente depreciados (ATD), a Eletrobras enviou contribuição no sentido de que não é adequado discutir sobre métodos e alternativas: i) sem que sejam apurados todos os riscos da cadeia de energia elétrica; ii) sem antes definir os princípios e objetivos que devem nortear a regulação do setor; iii) sem considerar o ambiente regulatório atual de incertezas quanto aos direitos e deveres dos agentes (em discussão na CP MME nº 033/2017); iv) sem considerar o ambiente incerto do País; e v) dissociada dos valores que sua aplicação podem resultar.

Após analisar as manifestações dos agentes a respeito das alternativas metodológicas propostas na Consulta Pública nº 15/2018, na Audiência Pública nº 09/2019 a ANEEL propõe que a Taxa Regulatória de Remuneração do Capital seja calculada mantendo-se o WACC/CAPM e que sejam implementadas alterações na forma de estimação dos parâmetros. A Eletrobras enviou contribuição abordando os seguintes tópicos: (i) ausência de tratamento para riscos relevantes; (ii) janela de dados para cálculo do retorno da NTN-B; (iii) janela de dados para cálculo do beta; (iv) janela de dados para cálculo do prêmio de risco de mercado; (v) aperfeiçoamentos no cálculo do custo do capital de terceiros; (vi) Remuneração para os ativos oriundos de obrigações especiais e para os ativos totalmente depreciados; (vii) Vigência das Alterações Propostas e (viii) atualização do Custo Médio Ponderado de Capital.

2.2.3 Consultas Públicas nº 005/2019 e 006/2019 – Melhorias de Pequeno Porte e ATD

Há ainda outras discussões abertas no âmbito da consolidação dos regulamentos da transmissão. Nesse caso, cita-se as Consultas Públicas nº 005/2019 e 006/2019, cujo objeto é o tratamento dos investimentos em melhorias de pequeno porte e dos Ativos Totalmente Depreciados – ATD, respectivamente, que podem impactar consideravelmente as receitas das transmissoras.

3.0 - GESTÃO E ATUAÇÃO DA REGULAÇÃO DA ELETROBRAS

Historicamente as empresas Eletrobras atuaram de forma independente na defesa de seus direitos empresariais junto à ANEEL, entretanto a partir das novas diretrizes corporativas implantadas através do Plano Diretor de Negócios e Gestão – PDNG 2017 / 2021, as empresas Eletrobras, por intermédio da coordenação das Assessorias de Regulação de Geração e Transmissão na Eletrobras Holding, passaram atuar de forma coordenada e conjunta, com o objetivo de maximizar ganhos para o grupo Eletrobras, quando do tratamento de assunto de significativa relevância para o grupo.

O PDNG 2017 / 2021 da Eletrobras Holding estabeleceu três pilares estratégicos: Excelência Operacional, Disciplina Financeira e Governança e Conformidade. Dentre as iniciativas do primeiro pilar constava a de se obter incremento da RAP de transmissão dos ativos renovados. Desta forma esse assunto passou a ter a devida importância estratégica, demandando assim uma atuação conjunta das Empresas Eletrobras em busca do melhor resultado Global, inclusive para a revisão tarifária da transmissão do ciclo 2018-2023. O PDNG vigente, 2019-2023, continua contemplando como estratégica a atuação regulatória visando o aumento de receita para a Companhia.

A estrutura da Regulação na Eletrobras Holding está dividida em duas assessorias lotadas nas Diretorias de Geração e Transmissão. A atuação das áreas de Regulação na Eletrobras tem como objetivo orientar e integrar as práticas organizacionais da Holding e das empresas Eletrobras. Em recente revisão, a Política de Regulação da Eletrobras tem como premissas as seguintes diretrizes básicas: (i) atuação pautada pela produção de resultados que promovam aumento de receita, redução de custos e o aumento de rentabilidade dos

investimentos; (ii) atuação coordenada em temas afetos a duas ou mais empresas; (iii) atuação proativa junto aos órgãos reguladores e fiscalizadores, além de associações setoriais representativas.

4.0 - RESULTADOS

O grupo Eletrobras representa aproximadamente 65% de todo o Custo Operacional das concessões renovadas e desde a MP 579 o grupo trabalha em significativo déficit na rubrica PMSO. Após a análise das 3 fases da AP41, por meio da NT204[5] e NT012[6], o custo operacional regulatório para o Grupo Eletrobras foi fixado em aproximadamente R\$2,45 bilhões, o que corresponde a 64,45% do custo operacional praticado pela empresa, conforme pode ser observado na Tabela 01. A fim de se enquadrar ao novo cenário econômico imposto à empresa, a atual Diretoria, em cumprimento ao PDNG 2017-2017 e posteriores, vem empreendendo sucessivas ações no âmbito de implementar reduções em custos operacionais, tais como: redução de funções gratificadas, reestruturação operacional, compartilhamento de serviços e infraestrutura, planos de desligamento incentivados, redução de direitos trabalhistas, entre outros.

Tabela 1 – Custo Operacional Regulatório

Empresa	Praticado	Vigente ANEEL	NT 126 [2]- NT141 [3]	NT 204 [5] - NT012 [6]
FURNAS	1.278.420	891.626	969.969	939.763
CHESF	1.044.909	738.878	640.864	777.598
ELETROSUL	525.174	568.890	257.463	269.410
ELETRONORTE	948.375	400.550	412.134	460.469
ELETROBRAS	3.796.878	2.599.944	2.280.431	2.447.239
Custo Operacional Regulatório / Custo Operacional Praticado				64,45%
CTEEP	462.153	749.534	604.382	619.621
CEMIG-GT	154.472	222.630	229.768	207.039
CEEE-GT	249.825	262.614	245.107	311.397
CELG G&T	44.390	26.506	39.010	53.325
COPEL-GT	163.620	172.555	118.103	125.036
Total (Todas)	4.871.338	4.033.783	3.516.800	3.763.657
RAP Eletrobras / RAP Total				65,02%

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANEEL.

Dos estudos de benchmarking realizados pela ANEEL e apresentados no âmbito da 2ª fase da AP 41, a fim de levantar os custos operacionais eficientes para a realização de comparações entre as empresas objeto da revisão tarifária, o grupo Eletrobras, teve outra significativa redução, sendo a eficiência inicial do grupo calculada em 46,37% - NT164[4], bem abaixo dos estudos realizados em 2012 – NT383[1] – quando sua eficiência operacional foi calculada em 61,65%. Após análise e aceitação das contribuições apresentadas pela Eletrobras e demais agentes envolvidos, a eficiência do grupo Eletrobras foi reposicionada, tendo sua eficiência recalculada em 60,36%, conforme Tabela 02 abaixo.

Tabela 2 – Eficiência Operacional Normalizada – AP nº 41/2017

Empresa	NT383 [1]	NT164 [4]	NT126 [2]	NT141[3]	NT204 [5]	NT012 [6]
CHESF	55,70%	44,35%	55,53%	56,35%	74,42%	74,42%
ELETRONORTE	45,70%	32,96%	43,10%	43,65%	43,77%	43,77%

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

ELETROSUL	95,90%	43,56%	47,39%	47,72%	51,30%	51,30%
FURNAS	49,30%	64,60%	70,35%	70,83%	71,93%	71,93%
Média Eletrobras	61,65%	46,37%	54,09%	54,64%	60,36%	60,36%
Média Geral	76,86%	70,66%	78,07%	78,53%	92,30%	92,83%

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANEEL.

Tal resultado mostrou a efetividade das contribuições enviadas, sendo que tal desempenho representou um acréscimo de 25,22% no valor do recusto operacional regulatório proposto inicialmente pela ANEEL, o que, em termos financeiros aumentou em aproximadamente R\$ 500 milhões anualmente para o grupo Eletrobras, conforme exposto na Tabela 03.

Tabela 3 – Evolução do Custo Operacional Regulatório – AP nº 41/2017

Empresa	NT 164 [4]	NT126 [2]	NT141 [3]	NT204 [5]	NT012 [6]	Variação Total
CHESF - 061/2001	511.859	640.863	650.357	777.597	777.597	51,92%
ELETRONORTE – CC 058/2001	315.162	412.134	417.472	415.113	460.469	46,11%
ELETROSUL – CC 057/2001	236.664	257.463	259.266	269.409	269.409	13,84%
FURNAS – CC 062/2001	890.680	969.969	976.694	919.519	939.762	5,51%
Eletrobras	1.954.366	2.280.430	2.303.791	2.381.640	2.447.239	25,22%
Total	3.105.145	3.516.800	3.544.828	3.698.057	3.763.657	21,21%

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANEEL.

5.0 - CONCLUSÃO

Por intermédio da Assessoria de Regulação da Transmissão, com o devido apoio da alta administração da Eletrobras e subsidiárias, o grupo Eletrobras no âmbito da AP41/2017 envidou esforços em um trabalho integrado e objetivo, no qual foram elaboradas as contribuições nas diversas fases audiência pública e realizadas diversas interações presenciais juntos à ANEEL, sempre de forma objetiva e focada nos maiores ganhos possíveis para o grupo Eletrobras.

As contribuições enviadas pela Eletrobras, associadas às interações de todos os agentes e associações do setor de transmissão, resultou em uma evolução considerável no reconhecimento dos custos operacionais para o grupo Eletrobras, mostrando que, a interação proporcionada pela ANEEL por meio de suas audiências públicas, associada a uma atuação consistente dos agentes, promove um resultado que melhor expressa o momento econômico vivido pelo setor, mantendo a máxima regulatória da modicidade tarifária, sem entretanto prejudicar a capacidade financeira e operacional das empresas de transmissão.

Devido a diversidade e complexidade do tema, o grande impacto das decisões na capacidade financeira das empresas e os diversos desdobramentos ocorridos, a ANEEL inovou no processo, e responsavelmente realizou uma revisão provisória no ano de 2018, sendo a revisão definitiva transferida para o ano de 2019, sendo que, ainda são discutidos temas como taxa regulatória de remuneração do capital (WACC), banco de preços de referência, vida útil regulatória dos ativos, remuneração adequada de reforços e melhorias. A exemplo da AP 41, como frutos de uma incipiente unidade empresarial, em todos esses temas as empresas Eletrobras tem atuado de forma conjunta e focada em ganhos maiores para o grupo.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) Nota Técnica nº 383/2012-SRE/ANEEL

(2) Nota Técnica nº 126/2018-SRM/ANEEL

(3) Nota Técnica nº 141/2018-SRM/ANEEL

(4) Nota Técnica nº 164/2017-SRM/ANEEL

(5) Nota Técnica nº 204/2018-SRM/ANEEL

(6) Nota Técnica nº 012/2019-SRM/ANEEL

(7) Nota Técnica nº 125/2018-SRM/SCT/ANEEL

(8) Nota Técnica nº 205/2018-SRM/SCT/ANEEL

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Francisco de Assis Avila Faria - Especialista em Gestão Estratégica da Inovação Tecnológica pela Unicamp (2012). Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade de Uberaba (2008). Possui experiência profissional em Operação de Usinas e Subestações – Usina de Itumbiara (Furnas - 1999 a 2003); Proteção, Controle e Automação de Subestações (Cemig Distribuição S.A – 2003 a 2009) e Gestão de Projeto de P&D e Regulação em Transmissão de Energia Elétrica (Eletrobras – desde 2009).



Fernando Araujo Gonçalves Prudente - Pós Graduado em Marketing (MBA - 2005), Graduado em Administração de Empresas – Universidade de Brasília – UnB (2003). Com experiência profissional em Marketing e Planejamento Estratégico, desde 2009 na Eletrobras atuando nas áreas de Auditoria Interna (até 2015) e Regulação (desde 2015 até atualmente).



Kleber David Belinovski - Possui Graduação (2008) e Mestrado (2010) em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Uberlândia – UFU, e atualmente é engenheiro eletricista na Eletrobras, atuando na área de regulação de transmissão de energia elétrica.



Henrique Oswaldo Massena Reis Júnior - Nascido no Rio de Janeiro, RJ em 14 de janeiro de 1982. Doutorado em Economia (2016): IE-UFRJ, Mestrado em Ciências Econômicas (2010): UERJ e Graduação (2006) em Ciências Econômicas: IE-UFRJ. Empresa: Centrais Elétricas Brasileiras – ELETROBRAS – Analista da Regulação da Transmissão.