



Nota Técnica nº 205/2018-SRM/SCT/ANEEL

Em 7 de dezembro de 2018.

Processo: **48500.000703/2017-80**

**Assunto: Tratamento dos investimentos em melhorias nos sistemas de transmissão existentes, nos termos da Resolução Normativa nº 443, de 26 de julho de 2011 – Fechamento 3ª fase da Audiência Pública nº 41/2017.**

## I - DO OBJETIVO

1. A presente Nota Técnica dispõe sobre a análise de contribuições da 3ª fase da Audiência Pública – AP nº 41/2017, que versa sobre proposta de tratamento dos investimentos em melhorias realizados nos termos da Resolução Normativa nº 443, de 26 de julho de 2011, e propõe alteração da regulamentação vigente, em especial da Resolução Normativa nº 443/2011 e do Submódulo 9.7 do PRORET, aprovado por meio da Resolução Normativa nº 643/2014.

## II - DOS FATOS

2. A Resolução Normativa nº 443, de 26 de julho de 2011, estabeleceu a distinção entre melhorias e reforços em instalações de transmissão sob responsabilidade de concessionárias de transmissão.

3. A Resolução Normativa nº 643, de 16 de dezembro de 2014, estabeleceu os procedimentos para a implementação de melhorias e reforços em instalações de transmissão sob responsabilidade de concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica e as metodologias aplicáveis no cálculo da parcela adicional de Receita Anual Permitida – RAP.

4. A Resolução Normativa nº 589/2013 estabeleceu os critérios para cálculo do Valor Novo de Reposição - VNR das instalações de transmissão pertencentes aos contratos de concessão prorrogados nos termos da Lei nº 12.783/2013.

5. A Resolução Normativa nº 762/2017 definiu as regras para o cálculo das receitas anuais adicionais para os contratos supracitados, nos termos da Portaria MME nº 120/2016.

6. A Audiência Pública nº 41/2017 propôs, em diversas fases, a atualização da metodologia de revisão

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



ASSINADO DIGITALMENTE POR IVO SECHI NAZARENO, FELIPE PEREIRA

MARIA LUIZA FERREIRA CALDWELL, RAFAEL CAMBRAIA TRAJANO, HERMANO DUMONT VERONESE

JULIO CESAR REZENDE FERRAZ

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 407FE0200049DC29 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 2 da Nota Técnica nº 205/2018 – SRM/SCT/ANEEL, de 07/12/2018.

periódica da receita dos contratos de concessão de transmissão de energia elétrica, especificamente, em relação às regras para apuração da Base de Remuneração Regulatória e Outras Receitas, Custos Operacionais e Custo Médio Ponderado do Capital (*Weighted Average Capital Cost – WACC*).

7. No transcorrer da AP 041/2017 o tratamento regulatório quanto aos investimentos em melhorias foi abordado por diversas vezes, permeando a discussão quanto à identificação e valoração dos ativos que comporão a Base de Remuneração Regulatória – BRR, destacando-se a dificuldade de se compatibilizar os investimentos dessa natureza, em especial no caso de melhorias de pequeno porte, com a regra de valoração por meio do Banco de Preços Referenciais da ANEEL.

8. No dia 3 de agosto de 2018, foi emitida a Nota Técnica nº 125-SRM/SCT/ANEEL com proposta tratamento dos investimentos em melhorias de pequeno porte nos sistemas de transmissão existentes.

9. Em 13 de agosto de 2018, a 3ª fase da AP 41/2017 foi aberta com o objetivo de obter subsídios para aprimorar a proposta de regulamentação da revisão periódica das Receitas Anuais Permitidas - RAPs das instalações de transmissão, quanto aos temas de custos operacionais e investimentos em melhorias de pequeno porte, entre 15/8/2018 a 17/9/2018, prorrogado até 11/10/2018.

### III - DA ANÁLISE

10. A ANEEL recebeu oito contribuições formais referentes a investimentos em melhorias de pequeno porte das seguintes empresas: Centrais Elétricas do Norte do Brasil – Eletronorte, Eletrosul Centrais Elétricas S.A. – Eletrosul, Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras, Companhia Energética de Minas Gerais - Cemig, Energias do Brasil – EDP, Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista - Cteep, Associação Brasileira das Empresas de Transmissão de Energia Elétrica – Abrate e Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

11. A contribuição da Eletrosul apenas concorda com os pleitos da Abrate. Ressalta-se que contribuições que tenham o mesmo caráter serão elencadas uma única vez.

12. Em sequência, são analisadas as contribuições realizadas no âmbito da AP 41/2017, 3ª fase, referente a investimentos em melhorias de pequeno porte.



Fl. 3 da Nota Técnica nº 205/2018 – SRM/SCT/ANEEL, de 07/12/2018.

### III.1. GERAL

#### III.1.1. Motivações

13. A Abrate e Cemig concordam com as motivações da ANEEL para aperfeiçoamento dos regramentos referentes a melhorias de pequeno porte, no que concerne à dificuldade de valorar os investimentos em melhorias, incentivos regulatórios, excesso de atividades intrarrevisões e custo-benefício. Concordam que o processo deva ser aprimorado para dar mais agilidade a realização das atividades em melhorias, as quais seriam de grande importância sistêmica e representam baixo custo global quando comparadas com a receita total de transmissão e com os possíveis custos de indisponibilidade desses equipamentos para o Sistema Interligado Nacional – SIN. Também entendem que o reconhecimento ex-post de grande conjunto de obras a cada ciclo de reajuste tornaria o processo oneroso, pois todo o trabalho realizado gera adicional de receita provisório que será revisto na Revisão Tarifária Periódica subsequente. Por outro lado, o estabelecimento de receita ex-ante para as melhorias reduziria as atividades intrarrevisões, garantiria fluxo financeiro e previsibilidade que melhoraria as condições de financiamento das obras.

14. A Associação destaca que, ao contrário dos reforços, as melhorias de pequeno porte partiriam das necessidades das próprias concessionárias, que conheceriam suas instalações e se caracterizariam como investimento recorrente, necessário para garantir os níveis de qualidade exigidos. A Abrate reconhece que essa constatação traduziria a responsabilidade intrínseca das concessionárias na adequada prestação do serviço de transmissão, obrigação determinada em lei e nos contratos de concessão vigentes, onde as empresas deveriam estar sempre atentas às necessidades de suas instalações e cumprir a manutenção da qualidade do serviço exigidas na regulamentação setorial.

15. O ONS compartilha do mesmo entendimento explicitado na Nota Técnica nº 125-SRM/SCT/ANEEL que se deve buscar meios para maior celeridade ao reconhecimento tarifário das melhorias de pequeno porte.

#### ANÁLISE.

16. Verifica-se que as motivações da ANEEL foram, em grande medida, compreendidas e são mantidas quanto ao fechamento da AP.

#### III.1.2. Melhorias de Grande Porte

17. A Abrate discorda da proposta da ANEEL, no sentido de que propôs a inclusão das melhorias de grande porte, no bojo do aprimoramento regulatório da questão. O processo de autorização prévia de receita tem acarretado grande dificuldade para substituir o equipamento de grande porte no momento ótimo, pois o período decorrido para a autorização tem sido muito longo. Há situações em que se aguarda a emissão de autorização por vários anos, fato que deixa a transmissora e o SIN expostos ao risco de indisponibilidade do equipamento e/ou da Função de Transmissão.

#### ANÁLISE.

18. Das discussões já realizadas, verificou-se que, nesse momento, investimentos em melhorias de grande porte precisam continuar sendo analisados nos moldes em que são avaliados atualmente. A partir da regra proposta, que retira de análise detalhada os investimentos em melhorias de pequeno porte, haverá maior disponibilidade para centralizar esforços nos bens que mais afetam a receita e será possível proceder a análises mais criteriosas. O regramento proposto pela ANEEL, portanto, também tem o fulcro de acelerar a autorização de



Fl. 4 da Nota Técnica nº 205/2018 – SRM/SCT/ANEEL, de 07/12/2018.

investimentos em melhorias de grande porte.

19. Conforme explicitado na Nota Técnica nº 125-SRM/ANEEL, também não fazem parte da proposta os reforços. Embora os reforços de pequeno porte também tenham sua receita estabelecida a cada ano, eles têm características distintas das observadas em melhorias de pequena monta. Já os reforços de grande porte já são avaliados previamente à realização das obras. Assim, recomenda-se não acatar a contribuição da Abrate.

### III.1.3. Responsabilidade Contratual

20. Segundo a Abrate, sob a ótica de responsabilidade contratual dos agentes de transmissão, não haveria qualquer diferença entre melhorias de pequeno e grande porte. A continuidade do serviço seria princípio fundamental em qualquer situação. Na verdade, a situação seria ainda mais agravada quando da substituição dos equipamentos de grande porte devido aos prazos necessários para a conclusão das obras e, por conseguinte, caso ocorra um sinistro entre o momento da identificação e da substituição, o tempo de indisponibilidade dos ativos e o não atendimento ao sistema elétrico será muito maior. Considerando as responsabilidades estabelecidas, a eventual aprovação da proposta da ANEEL, tratando somente das melhorias de pequeno porte, exigiria a regulamentação de isenção de responsabilidade da transmissora, caso ocorra sinistro entre o momento da identificação da necessidade de substituição e a emissão da resolução autorizativa.

### ANÁLISE.

21. A Associação pretende que as concessionárias de transmissão tenham o máximo de autonomia para gerenciamento de suas instalações com o mínimo de responsabilidade. Em suma, a Abrate almeja isenção de responsabilidade absoluta por sinistros, o que é regulatório, legal e contratualmente inviável de a ANEEL aquiescer quanto a essa posição. A regulamentação proposta pela Agência amplia a autonomia e a capacidade de gerenciamento pelas concessionárias quanto ao momento de consecução de obras. Além disso, a proposta aumenta a disponibilidade para análise de obras de grande porte, com impactos estimados na celeridade para aprovação de autorizações. Assim, como não há modificações contratuais sob discussão, mantém-se a responsabilidade das concessionárias. Recomenda-se não acatar o pleito da Abrate.

### III.1.4. Concessões Licitadas

22. Abrate e Cteep afirmam que as melhorias de pequeno porte alcançariam tanto as concessões existentes, quanto para as concessões licitadas. Assim, existiriam investimentos em sistemas de transmissão de concessionárias licitadas que não estariam cobertos pela receita ofertada no leilão, como i) instalação de chave seccionadora no barramento de transferência de reatores; ii) instalação de monitoramento online de buchas de transformadores e reatores; e iii) desgastes prematuros que fogem a responsabilidade do agente. Os casos citados nos itens i e ii teriam sido classificados pelo ONS de melhorias tipo I e, após avaliação da ANEEL, teriam tido adicional de receita estabelecido. Assim, propõem a manutenção das regras e procedimentos vigentes, conforme previsto no Aditivo do Contrato de Concessão e no Submódulo 9.7 do PRORET, para estabelecimento de adicional de receita para melhorias de pequeno porte para as concessões licitadas.

23. A Abrate prossegue, na hipótese da ANEEL não acolher o pleito anterior, em relação a possibilidade de adicional de receita para melhorias de pequeno porte para as transmissoras licitadas, que fosse estabelecido marco temporal de aplicação da proposta, ou, que seja previsto um período ou regra de transição para que as concessionárias de transmissão que se encontram na situação descrita se adaptem a nova metodologia. Regra de



Fl. 5 da Nota Técnica nº 205/2018 – SRM/SCT/ANEEL, de 07/12/2018.

transição teria sido acatada pela ANEEL, a partir das contribuições em âmbito da Audiência Pública nº 21/2014, onde foi proposto o aprimoramento da REN nº 443/2011, a partir da REN nº 643/2014.

## ANÁLISE.

24. Premissa relevante é verificar a pertinência em se estabelecer receita adicional para quaisquer intervenções necessárias classificadas como investimento e observar se já existe cobertura na RAP para esse investimento. Segundo o item 13 do Submódulo 9.7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret:

*“A parcela adicional de RAP associada a melhorias e reforços é calculada com base em parâmetros regulatórios e em custos-padrão. No caso de melhorias será avaliado se a receita atual já contempla a parcela associada ao empreendimento ou se há necessidade de estabelecimento de parcela adicional de receita”.*

25. Esse item do regulamento esclarece que, mesmo que indicado pelo planejamento setorial, ou ainda que classificada como um investimento em sistemas de transmissão, nem todas as melhorias ensejam a definição de adicional de receita. Caso notável é a reforma ou a modernização de subestações objeto de leilão. É indiscutível que a receita ofertada pela concessionária vencedora é equilibrada e suficiente para construção das instalações, bem como a prestação do serviço adequado ao longo das concessões, o que enseja, se necessário, realização de investimentos para manutenção dos níveis de qualidade e confiabilidade exigidos, por exemplo.

26. Outra questão é que tal receita não é objeto de revisão sob a ótica desses investimentos de pequena monta. Caso similar ocorria até 2012, com as receitas associadas aos contratos prorrogados (RBSE/RPC), que eram blindadas, sem aplicação de revisão tarifária. À época, para aqueles contratos, assim como para o pleito aqui apresentado pela Abrate, permanece o entendimento de que, a não ser que se trate de investimentos classificados como melhorias de grande porte ou reforços, não é devido adicional de receita por esse serviço específico. Portanto, a regra proposta pela ANEEL não se aplica às melhorias de pequeno porte realizadas por concessionárias de transmissão licitadas nas instalações concedidas por meio de leilão. Além disso, como os contratos de concessão licitados não fazem jus a adicional de RAP aparte das definições do leilão, não há que se falar em regras de transição. Recomenda-se não acatar os pleitos.

### III.1.5. Retroatividade Regramento para Melhorias Aprovadas

27. De acordo com a Abrate, a NT nº 125/2018 foi silente quanto ao momento da aplicação da nova proposta para os casos de melhorias de pequeno porte que se encontram aprovadas na vigência da metodologia atual, por meio do PMI e que ainda não teriam sido executadas. Diante desse contexto, não seria pertinente a retroatividade da metodologia proposta para alcançar melhorias de pequeno porte já aprovadas, porém ainda não executadas.

## ANÁLISE.

28. Desde 2015, em atendimento à regulamentação vigente, a receita homologada anualmente para as concessionárias de transmissão possui em sua composição parcela de receita para remuneração dos investimentos efetivamente realizados em melhorias de pequeno porte. Processualmente, as obras em operação comercial até 31 de dezembro do ano anterior, se informadas à ANEEL até 1º de fevereiro subsequente, seriam examinadas nos reajustes anuais realizados em junho. Por conseguinte, após análise a RAP é acrescida anualmente das novas receitas decorrentes das intervenções realizadas e energizadas no ano anterior, aprovadas pela Agência. Esse





Fl. 6 da Nota Técnica nº 205/2018 – SRM/SCT/ANEEL, de 07/12/2018.

procedimento, conforme regra atual, persistirá até que todos os investimentos realizados no ciclo de RAP vigente (entre quatro ou cinco anos) sejam objeto de revisão periódica da Receita Anual Permitida – RAP, quando incorporarão a Base de Remuneração Regulatória - BRR.

29. Assim, a anuidade proposta na nova regulamentação pode ser utilizada de forma ampla no momento da revisão periódica, quando todos os ativos da concessionária são submetidos à revisão, conforme regras e critérios do Submódulo 9.1 do PRORET.

30. Portanto, compreende-se que a partir da próxima revisão periódica (cujos efeitos se dão a partir de julho de 2018) a metodologia proposta pela Agência não será retroativa às melhorias de pequeno porte. No entanto, permanece válida a premissa da retroatividade para os investimentos realizados no período compreendido entre a data da revisão anterior e a revisão em processamento, respeitados os prazos máximos previstos no Submódulo 9.1.



ASSINADO DIGITALMENTE POR IVO SECHI NAZARENO, FELIPE PEREIRA

MARIA LUIZA FERREIRA CALDWELL, RAFAEL CAMBRAIA TRAJANO, HERMANO DUMONT VERONESE

JULIO CESAR REZENDE FERRAZ

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 407FE0200049DC29 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>

Fl. 7 da Nota Técnica nº 205/2018 – SRM/SCT/ANEEL, de 07/12/2018.

### III.2. RECEITA EX-ANTE

31. A Abrate coaduna com a visão da ANEEL de que o estabelecimento de uma receita pré-definida, vigente durante o ciclo tarifário, com posterior reconhecimento dos investimentos efetivamente realizados, seria o procedimento adequado para o tratamento de investimentos desta natureza para concessões prorrogadas e equiparadas. A ANEEL estaria, de maneira acertada, propondo solução para a aprovação de montante de receita prévia à época das revisões tarifárias, para vigência ao longo do ciclo, bem como, a consequente reavaliação global da realização do investimento autorizado pelas empresas, em vez de análise dispendiosa item a item autorizado pelo valor contábil, em consonância com o anseio das transmissoras expressados em várias oportunidades. Com relação a não retroatividade do cálculo da RAP Melhorias, a Abrate entende que esse seria procedimento adequado.

32. A Eletrobrás sugeriu aplicar a anuidade (ex-ante), mas que, na revisão periódica subsequente, fossem apuradas eventuais diferenças entre o que foi concedido na revisão tarifária anterior (anuidade regulatória) e o que foi efetivamente realizado em investimentos prudentes no período entre as revisões. Eventuais diferenças seriam neutralizadas via compensações financeiras na RAP com a devida atualização monetária e a remuneração pelo custo de oportunidade do segmento de transmissão. Assim, não haveria incentivos à declaração de investimentos superiores à real necessidade de melhoria das instalações. Quanto à prudência dos investimentos, eles seriam avaliados quando da composição da Base de Remuneração Regulatória - BRR. Esse mecanismo manteria o objetivo de redução de custos de transação e também sanaria possíveis deficiências na projeção dos investimentos futuros. Essa sistemática seria assemelhada à adotada pela ANEEL no 2º CRTP, quando da definição dos investimentos para o cálculo do Fator X.

33. A Cemig pleiteia, ainda, a retirada de comando determinando a retroatividade da RAP autorizada durante o ciclo tarifário do Submódulo 9.7 do Proret, pois essa determinação não seria aderente à regulação por incentivos.

### ANÁLISE.

34. Verifica-se que não houve contribuições contrárias à definição de anuidades regulatórias ex-ante de RAP referente a investimentos em melhorias de pequeno porte. Assim, mantém-se o posicionamento de que as anuidades sejam definidas a priori, válidas para o ciclo de receitas subsequente. Questões específicas dos critérios de cálculo serão abordadas em outros tópicos.

35. Quanto à proposta da Eletrobrás, cabe lembrar que é função da ANEEL a aplicação de regulamentos que estimulem regulação por incentivos. A adoção de propostas que visam considerar o custo efetivamente realizado pelas concessionárias aproxima-se de uma regulação por custos, que não é o objetivo da norma. Especialmente em um segmento que já possui consolidado Banco de Preços de Referência para valoração de investimentos. Essa discussão já foi realizada em diversas Audiências Públicas instauradas pela Agência e, mais recentemente, na primeira fase da AP nº 41/2017, que estabeleceu que, apenas em casos excepcionais, teriam aplicados em sua valoração o custo contábil fiscalizado, sendo o Banco de Preços a regra. Permitir que custos contábeis sejam repassados aos consumidores, independentemente da comparabilidade com outras referências disponíveis ou da construção de parâmetros regulatórios, é incongruente com a regulação por incentivos, e pode induzir a aumentos persistentes nas tarifas dos consumidores.

36. Por outro lado, lembra-se que, no momento da revisão periódica, esses investimentos comporão a Base de Remuneração Regulatória, tal como feito com os demais investimentos da concessionária, estabelecendo-se para o ciclo seguinte uma nova anuidade para fins de melhorias de pequeno porte. Com isso, a definição da receita previamente ao ciclo pode conferir a correta sinalização para realização dos investimentos, mas com a consequente





Fl. 8 da Nota Técnica nº 205/2018 – SRM/SCT/ANEEL, de 07/12/2018.

realimentação da regra ao longo do prazo de concessão. Em suma, a regra é flexível o suficiente para permitir o reposicionamento das anuidades a cada ciclo de receitas com validade para frente (sem retroatividade), mas anuidades de ciclos anteriores não são revisitadas.

37. Por fim, destaca-se que a sistemática aludida no Fator X não é mais aplicada. Recomenda-se não acatar o pleito da Eletrobrás, mas acatar o pleito da Cemig quanto à retirada da retroatividade aplicável às melhorias de pequeno porte a partir do próximo ciclo de revisões tarifárias. Observar que não se propõe nessa Audiência Pública alteração quanto a melhorias de grande porte ou reforços.



ASSINADO DIGITALMENTE POR IVO SECHI NAZARENO, FELIPE PEREIRA

MARIA LUIZA FERREIRA CALDWELL, RAFAEL CAMBRAIA TRAJANO, HERMANO DUMONT VERONESE

JULIO CESAR REZENDE FERRAZ

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 407FE0200049DC29 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>

Fl. 9 da Nota Técnica nº 205/2018 – SRM/SCT/ANEEL, de 07/12/2018.

### III.3. DEFINIÇÃO DE RECEITAS COM BASE HISTÓRICA

38. A Abrate afirma que o nível de investimentos do ciclo anterior não explicaria, em grande medida, os investimentos necessários para os próximos anos. Sustenta que, com a edição da Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013, o período compreendido entre 2013 a 2017 teria sido restritivo e fraco de execução de investimentos pelas concessionárias, resultando em valores de investimentos inferiores a necessidade real de substituição de equipamentos, fosse por vida útil regulatória esgotada, fosse por outras razões de engenharia. Além disso, a necessidade de investimentos teria característica sazonal, não permitindo uma exatidão para a hipótese de valores recorrentes.

39. De acordo com a Abrate, anualmente, as empresas cadastrariam no Sistema de Gerenciamento dos Planos de Melhorias e Reforços (SGPMR) as obras a serem realizadas em melhorias, as quais seriam, após análise do ONS, publicadas no Plano de Modernização das Instalações (PMI), que corresponderia a plano executivo mínimo de obras em melhorias. Ao longo dos anos, as empresas ampliariam os investimentos previstos, de acordo com a maior exatidão de seu planejamento. Os investimentos já cadastrados no plano seriam superiores ao proposto pela ANEEL para o ciclo tarifário.

40. Além disso, na hipótese de a ANEEL considerar que os investimentos reconhecidos no período de 2013 a 2018 sejam *proxy* adequada para o próximo ciclo, a Abrate solicita que a Agência considere a totalidade de investimentos realizados no período e que somente serão reconhecidos durante o processo de revisão da RAP, com destaque para as melhorias autorizadas ou planejadas até 31/12/2012, mas que entraram em operação após 01/01/2013.

41. Segundo a Cteep, o montante de seus Ativos Totalmente Depreciados - ATD, até 2022, para substituição de equipamentos, somariam R\$ 2,2 bilhões. O valor teria sido calculado após a seleção dos ativos considerados de pequeno porte, a partir de Tipos de Unidade de Cadastro – TUC, com informações disponibilizadas no Relatório de Controle Patrimonial – RCP de 2017, que consolida anualmente as informações do Ativo Imobilizado em Serviço – AIS. Com essas informações, a Cteep teria projetado a depreciação de cada um desses ativos até o próximo ciclo de revisão tarifária, considerando as respectivas taxas de depreciação conforme Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE.

42. A Cteep entende que considerar apenas os investimentos reconhecidos pela ANEEL em melhorias, e não os realizados, tornaria menor a confiabilidade dos dados, visto que o não reconhecimento de receita para determinada obra se daria por insignificantes equívocos de cadastro e por questões meramente burocráticas. Propôs adequação da base de dados utilizada, para que se considere todos os investimentos realizados, excluído do histórico o período de 2013 a 2015. Requereu a utilização da média dos investimentos realizados nos anos de 2016 a 2018, em vez da regressão proposta pela ANEEL, e a utilização de dados de melhorias cadastrados no SGPMR para os anos 2019. Assim, requereu que o cálculo fosse definido a cada ano, considerando dados constantes do SGPMR, conforme planejamento das transmissoras.

43. O ONS ressaltou a condição conjuntural do sistema detalhada na Nota Técnica ONS DPL-REL-170/2018, em que teria sido apresentado o quantitativo de equipamentos em fim de vida útil, assim como a estimativa dos investimentos necessários para substituição desses equipamentos. De acordo com estimativas preliminares do ONS, existiria grande volume de melhorias de pequeno porte a ser realizado nos próximos anos, com investimentos na ordem de R\$ 9 bilhões. Para a viabilização da implantação das melhorias, o ONS propôs que fossem analisados mecanismos transitórios de modo a equacionar esse fato conjuntural.

44. Segundo a Eletrobrás, para ilustrar a potencial necessidade de investimentos em pequenas melhorias



Fl. 10 da Nota Técnica nº 205/2018 – SRM/SCT/ANEEL, de 07/12/2018.

dos próximos anos, as concessionárias de transmissão possuiriam cerca de R\$ 10 bilhões de Ativos Totalmente Depreciados relacionados à bens classificáveis como investimentos em pequenas melhorias. Entretanto, o montante dos investimentos em melhorias de pequeno porte por ano proposto pela ANEEL seria de cerca de R\$ 120 milhões. Assim, seriam necessários 83 anos para a substituição de todos esses ativos. Nesse contexto, sugeriu aplicação de anuidade a partir dos investimentos previstos no PMI. Diante da valoração advinda deste planejamento, a ANEEL calcularia a anuidade a ser considerada na RAP.

45. De acordo com a Cemig-GT, para o período de 2018 a 2022, a transmissora implantaria ou planejaria implantar melhorias de pequeno porte, cujos investimentos totalizariam R\$ 315 milhões, representando valor médio anual de R\$ 63 milhões, a valores de junho/2018. O valor seria cerca de 12 vezes o montante de investimentos proposto pela ANEEL. O valor total planejado pela Cemig-GT para implantação de investimentos em melhorias de pequeno porte para o período de 2018 a 2022 deve ser integralizado no PMI, à medida que o início dos projetos que compõem essa carteira se aproxime.

## ANÁLISE.

46. A REN nº 643/2014 estabeleceu os procedimentos para a implementação de melhorias e reforços em instalações de transmissão sob responsabilidade de concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica e as metodologias aplicáveis no cálculo da parcela adicional de RAP. Assim, existia (e ainda existe) regra para que as empresas, no período, apresentassem investimentos em melhorias com respectiva contrapartida de receitas. Cabe às empresas, contudo, apresentarem as informações aos órgãos de planejamento e ao Regulador, tempestivamente, para a consecução de investimentos. Por exemplo, a Eletronorte, entre 2015 e 2017, apresentou investimentos de melhorias de pequeno porte de aproximadamente R\$ 5 milhões. Assim, não foi apresentada no plano a necessidade de investimentos bilionários de melhorias de pequeno porte, em que pese esse ser o foco de sua contribuição da presente Audiência Pública. Mesmo que a Portaria MME nº 120, que regulamentou o pagamento dos ativos associados à RBSE/RPC, tenha sido publicada em 2016, já existia regra que permitisse a remuneração das melhorias de pequeno porte em instalações existentes, ou seja, estas poderiam ter sido apresentadas adequadamente para avaliação do planejamento e do Regulador.

47. Em relação à sazonalidade de investimentos de 2013 a 2017, que, segundo a tese, contaminaria a noção de que os dados do passado poderiam ser base de avaliação para o futuro, entendemos que há uma questão relevante a ser discutida. Se em dezembro de 2012 mais de 20% da base de ativos de suas concessões estava totalmente depreciada, é razoável supor que os investimentos já eram necessários naquela época e, para tanto, deveriam ser indicados nos relatórios de planejamento setorial. Sendo assim, não se trata de uma questão sazonal, mas contínua a todo o período da concessão.

48. Também há incongruências na argumentação da Cteep. A empresa afirma que os dados do passado não poderiam servir de parâmetro para definições futuras. Todavia, se o forem, deveriam ser desconsiderados da análise o período de 2013 a 2015, mantendo apenas o período 2016 a 2018 na análise. Observa-se uma ponderação casuística: o agente não foi capaz de demonstrar de forma inequívoca porque o período de 2013 a 2015 deveria ser descartado. Na falta de fundamentação, recomenda-se não acatar a contribuição.

Em relação a utilizar o SGPMR para determinar a anuidade de melhorias de pequeno porte, verifica-se que não deve ser acatada. A premissa básica da REN 443/2011 é que, ao estabelecer a distinção entre reforços e melhorias, as regras aplicam-se, apenas, a **investimentos** em instalações de transmissão, sob a ótica dos Manuais de Contabilidade e de Controle Patrimonial do Setor Elétrico. Essa afirmação, embora incontestável, torna-se relevante à medida que inúmeras solicitações recentes para o reconhecimento de receita adicional de melhorias esbarram na elemental distinção de investimentos e despesas. Assim, mantém-se o entendimento de que, sob



Fl. 11 da Nota Técnica nº 205/2018 – SRM/SCT/ANEEL, de 07/12/2018.

nenhuma hipótese, serão objeto de avaliação as intervenções que se classificam como despesas, cujos valores estão regulatoriamente tratados nos custos operacionais eficientes, no caso das concessionárias prorrogadas, equiparadas ou desverticalizadas, bem como nos custos operacionais advindos da receita ofertada nos leilões de transmissão realizados pela ANEEL.

49. Da mesma forma, supor a verificação de planos de investimento anualmente para definição da anuidade de melhorias não é razoável. Uma das principais motivações da proposta é aumentar a autonomia dos concessionários e acelerar a forma pela qual as receitas são definidas para melhorias de pequeno porte, desse modo atribuir à ANEEL a competência de analisar todos os anos planos de investimentos em melhorias aumentaria a quantidade de processos e reduziria a celeridade no repasse de receitas. Esse processo seria ainda mais custoso que o processo vigente de observar diretamente os investimentos para atribuição individual de receitas por módulo de melhorias, o que vai de encontro ao objetivo que se está buscando com essa alteração regulatória. Recomenda-se não acatar a contribuição.

50. Em relação à valoração de investimentos em pequeno porte da Cteep e Cemig, não foi demonstrado como as empresas chegaram as tais cifras bilionárias. Lembra-se que, em 2018, quatro anos após a edição da REN nº 643/2014, o volume de investimentos realizados em melhorias de pequeno porte anual ainda é da ordem de R\$ 142 milhões, ou seja, bastante aquém dos volumes bilionários propalados pelos concessionários. Do mesmo modo, a Eletrobrás não apresentou como chegou ao valor de R\$ 10 bilhões de Ativos Totalmente Depreciados relacionados à bens classificáveis como investimentos em pequenas melhorias. De toda sorte, não é razoável supor que haverá a substituição de todos os ativos totalmente depreciados, se eles estiverem executando plenamente suas funções.

51. Quanto à contribuição da Cteep acerca da vida útil dos ativos, a empresa alega que durariam muito além do que a vida útil regulatória definida no MCPSE. Seguindo a lógica de que os ativos em operação duram muito mais do que a definição regulatória do MCPSE, não se requer que sejam substituídos imediatamente assim que atingida a vida útil regulatória. Assim, se os valores pleiteados fossem conferidos sem discricção, os concessionários não utilizarão esses valores para realizar todas as trocas estimadas assim que a vida útil regulatória for atingida, podendo utilizar tais recursos para outros fins. Além disso, não é objeto da presente Audiência Pública o eventual tratamento remuneratório de custos de Ativos Totalmente Depreciados que permaneçam em operação.

52. Quanto à contribuição do ONS, existem restrições nos números apresentados pelo Operador. Primeiramente, o montante de R\$ 9,4 bilhões inclui valores de melhorias e reforços de pequeno porte, sem discriminar quanto equivaleria a reforços e quanto equivaleria a melhorias, o que dificulta a sua aplicação, pois a metodologia discutida nesta fase da AP não inclui os reforços. Além disso, apenas 15% dos investimentos estariam indicados no PMI (ou Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão – PAR, já que o ONS incluiu os reforços na análise), ou seja, 85% das substituições não foram formalmente indicadas para o Operador, o que dificulta aferir a necessidade de investimentos no volume alegado. Por fim, o Operador afirma ter utilizado o Banco de Preços de Referência ANEEL vigente para valorar o montante de investimentos de pequeno porte. Contudo, como observado na Audiência Pública nº 31/2018, o Banco de Preços de Referência ANEEL está em média sobrevalorado na ordem de 41%. Há casos de equipamentos com valores dez vezes maiores no banco de Preços do que o efetivamente adquirido pelas empresas.

53. Finalmente, em relação a utilizar o PMI como *proxy* para determinar os investimentos futuros em melhorias de pequeno porte, as áreas técnicas da ANEEL tiveram reunião com a Abrate e suas associadas, no dia 03/12/2018, para tratar de problemas com envolvendo o plano, tais como: “Descrição da obra no PMI insuficiente”, “Erros materiais no PMI” e “Inconsistência de enquadramento da obra ao longo do processo de aprovação da mesma”, etc. Pelo que foi apresentado pela associação, conforme apresentação digital proferida haveria erros no



Fl. 12 da Nota Técnica nº 205/2018 – SRM/SCT/ANEEL, de 07/12/2018.

preenchimento das informações que consubstanciam o PMI por desatenção, entendimentos distintos, realização de obras diferentemente do previsto e dificuldades de interlocução com o ONS. Assim, espera-se que, antes mesmo da eventual adoção de planos futuros no montante necessário para o próximo ciclo em investimentos de melhorias de pequeno porte, que este seja objeto de reflexão, entre agentes e ONS, de modo a compatibilizar os pleitos aqui apresentados ao processo de reconhecimento de investimentos em melhorias de pequeno porte.

54. Conforme definido na reunião do dia 03/12/2018, o correto é que os concessionários promovam o devido saneamento das informações no PMI junto ao ONS e ampliem a interlocução com essa entidade. Embora se compreenda que o PMI é instrumento de planejamento relevante, inclusive por poder ser utilizado como parâmetro da prudência de investimentos, entende-se que atualmente ele ainda não deve servir como métrica de definição da anuidade regulatória para melhorias de pequeno porte. Por outro lado, na medida em que os concessionários promovam as medidas necessárias para uma melhor consolidação das informações, o PMI pode servir de parâmetro para a metodologia na próxima revisão, em 2022.

55. De todo modo, sugere-se aperfeiçoamento no regramento. Na abertura da AP, foram expostos valores considerando o efeito do Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura – REIDI, aplicável somente a melhorias de grande porte e reforços, o que não é o caso, e desconsiderando o efeito de alguns pedidos de reconsideração acatados, fatores que serão revertidos na memória de cálculo do fechamento da AP.

56. Adicionalmente, compreende-se que os valores solicitados pelas empresas nos processos de autorização de investimentos em melhorias podem ser utilizados como base para a definição dos investimentos em melhorias de pequeno porte entre 2015 e 2018, o que é diferente da abertura da AP, em que foi considerado os investimentos homologados entre 2015 e 2018. Essa diferença tenta melhorar a aproximação com a definição futura (via PMI) e aproximar a anuidade do percentual de melhorias de pequeno porte em relação ao total de investimentos, observado em histórico mais recente (dois últimos anos).

57. A Tabela 1 compara as três bases possíveis para a definição da anuidade de investimentos em melhorias: utilizando a média dos investimentos em melhorias de pequeno porte do PMI; o valor homologado pela ANEEL entre 2015 e 2018; e valor solicitado pelas empresas entre 2015 e 2018.

**Tabela 1 – Bases possíveis**

Concessionários	PMI média ano	Reconhecido ano	Solicitado ano (selecionado)
CHESF	64.682.953,31	37.300.279,00	42.836.012,11
CEEE-GT	1.988.973,25	3.263.938,49	5.716.409,74
CELG G&T	3.239.437,54	635.043,49	592.760,05
CEMIG-GT	10.199.604,54	13.524.645,22	22.577.025,43
COPEL-GT	900.949,33	3.232.484,14	7.389.512,39
CTEEP	21.080.223,04	24.659.043,74	48.765.645,06
ELETRONORTE	6.727.015,80	2.358.061,39	2.358.061,39
ELETROSUL	796.253,13	6.810.196,23	7.204.236,92
FURNAS	14.532.430,81	43.416.875,41	46.149.587,03
<b>Total</b>	<b>124.147.840,75</b>	<b>135.200.567,11</b>	<b>183.589.250,13</b>

58. Os resultados finais serão apresentados na próxima seção.



Fl. 13 da Nota Técnica nº 205/2018 – SRM/SCT/ANEEL, de 07/12/2018.

### III.4. MEMÓRIAS DE CÁLCULO

#### III.4.1. Base de Dados

59. Por meio da carta CE-CRR-0188/2018, a Eletronorte informou que os valores de Receita da empresa que constam na Nota Técnica nº 125/2018-SRM/SCT/ANEEL não estão de acordo com as Melhorias que constam na Lista de Módulos, em Anexo 1, obtida com base na Resolução Homologatória nº 2.408/2018.

60. Adicionalmente, a Eletronorte apontou que existiriam Recursos Administrativos interpostos pela empresa, por meio das correspondências CE-CRR-0128/2018, de 09/07/2018, e CE-CRR-0130/2018, de 16/07/2018, referentes às Resoluções Homologatórias 2.408/2018 e 2.407/2018, respectivamente.

61. A Eletronorte avalia que, em duas das tabelas da memória de cálculo, não constavam os valores de RAP atribuída à empresa. Além disso, a empresa aponta que, em uma das tabelas da memória de cálculo os valores de RAP atribuídas a Furnas e Eletrosul, no ano de 2018, ocorreram inconsistências em função de vinculação inadequada entre planilhas, impactando a RAP proposta pela ANEEL.

62. Finalmente, a CEMIG alertou a Agência de que o valor da equação na memória de cálculo não correspondeu ao valor que foi exposto na Nota Técnica nº 125/2018-SRM/SCT/ANEEL:

$$\text{Valor na memória de cálculo} \\ \text{Inv}_{\text{mel}} (\%) = 0,0004669 \times \left[ \frac{\text{Base Líquida}}{\text{AIS}} \right]^{-0,500923} \quad [1]$$

$$\text{Valor na Nota Técnica} \\ \text{Inv}_{\text{mel}} (\%) = 0,00004669 \times \left[ \frac{\text{Base Líquida}}{\text{AIS}} \right]^{-0,500923} \quad [2]$$

#### ANÁLISE.

63. Observou-se que o primeiro pleito da Eletronorte é pertinente, pois houve incongruência dos dados da empresa na Nota Técnica e na Resolução Homologatória. Assim, optou-se por utilizar, na base dados, os valores constantes da Resolução Homologatória. Todos os valores de investimentos e receitas analisados foram colocados na mesma data-base. Recomenda-se acatar o pleito.

64. Segundo a avaliação da SCT, os recursos aludidos pela Eletronorte ainda não foram deliberados pela Diretoria da ANEEL, mas, mesmo se aceitos, terão impacto marginal nos valores de Receita divulgados pela Agência. Recomenda-se não acatar o pleito.

65. Observou-se que houve vinculação inadequada de valores das duas empresas, embora a tabela em alusão não acarrete problemas na equação final. De todo modo, a questão foi sanada. Recomenda-se acatar o pleito.

66. Quanto ao pleito da Cemig, ele é pertinente, pois houve incompatibilidade entre os dois arquivos. Contudo, como alguns pleitos da Eletronorte foram acatados, os valores finais deverão ser ajustados.



Fl. 14 da Nota Técnica nº 205/2018 – SRM/SCT/ANEEL, de 07/12/2018.

### III.4.2. Cálculos

67. A EDP ressalta que a simplificação seria possível e desejável, em especial devido à pequena monta das melhorias e do esforço requerido para sua avaliação por parte de empresas e regulador. Devido ao reduzido número de observações, contudo, não seria recomendável o uso de equação econométrica para estimar o valor das melhorias, pleiteando que as melhorias fossem estimadas com base na média dos últimos anos com informação disponível.

68. A Eletrobrás afirma que, apesar da reprodutibilidade da regressão, a pequena quantidade de dados utilizados não permitiria fazer uma extrapolação geral a partir de seus resultados. Outro ponto relevante seria que a regressão apresentaria um coeficiente de determinação (R<sup>2</sup>) muito baixo, de apenas 0,046, o que evidenciaria o seu baixo poder explicativo e que comprometeria o poder preditivo da equação. Além disso, a presença de *outliers* seria crítico em regressões com número reduzido de amostras: a Cemig-GT apresentaria uma relação de investimento em pequenas melhorias sobre o AIS 110% superior à média das outras oito concessionárias. Assim, a série de dados utilizada não teria uniformidade, o que comprometeria os resultados obtidos na regressão.

69. De acordo com a Abrate, o p-valor associado ao teste hipótese da significância conjunta do modelo seria de 57,65%. Da mesma maneira, o expoente, cujo valor seria de -0,500923, teria p-valor associado de 57,65%. Logo, o modelo e o coeficiente estimando não seria estatisticamente significativo, de modo que a regressão não deveria ser utilizada.

70. Segundo a Abrate, no primeiro ano não foi considerada nenhuma remuneração e foi reembolsada a quota de reintegração associada ao investimento realizado. No segundo ano em diante, a remuneração foi calculada com base no AIS depreciado e a quota de reintegração reembolsada. A metodologia correta deveria considerar a Base de Remuneração Líquida – BRL do ano e a Taxa de Remuneração de Capital – WACC vigente. A BRL seria a Base de Remuneração Bruta – BRB subtraída da depreciação acumulada. Quanto ao valor da quota de reintegração a ser considerada, deveria ser igual à depreciação da BRB.

71. Além disso, a Abrate teria verificado que a base de cálculo aplicada a CEEE-GT estaria em desacordo com o utilizado para as demais concessionárias.

72. De acordo com a Cteep, para o caso da CEEE, no primeiro ano teria sido considerada remuneração calculada com base na BRL e reembolsada a quota de reintegração associada ao investimento realizado. No primeiro ano, para a obtenção da Remuneração líquida, foi considerada a BRB, menos a depreciação acumulada (R\$ 0,00), resultando em uma BRL de R\$ 2.918.084,79, aplicando-se sobre esta o percentual de WACC vigente, tendo como resultado a remuneração líquida de R\$ 193.760,83, somando-se a esta a quota de reintegração, que corresponde a depreciação do ano em referência. Seguindo a mesma premissa utilizada no primeiro ano, para o segundo ano o **correto seria utilizar** a BRB (AIS + Investimento), menos a depreciação acumulada (R\$ 89.293,39), que resultaria em uma BRL de R\$ 5.746.876,19, sobre a qual se aplicaria a WACC vigente, resultando uma remuneração líquida de R\$ 381.592,58, à qual se somaria a depreciação do segundo no valor de R\$ 178.586,79. Ocorre que a BRL do segundo ano foi obtida utilizando premissa diferente, qual seja, com base no AIS, menos a depreciação acumulada no segundo ano, sobre a qual se aplicou a WACC vigente e reembolsada a quota de reintegração. Sendo assim, torna-se necessária a correção dos anos dois a cinco, para que siga a mesma premissa utilizada no primeiro ano.

73. Para as demais transmissoras, haveria erro no primeiro ano, que, equivocadamente, não seguiu a mesma premissa do primeiro ano da CEEE-GT. Assim, utilizando como exemplo o caso da Cteep, no primeiro ano, não foi considerada nenhuma remuneração e foi somente reembolsada a quota de reintegração associada ao investimento realizado. Em outras palavras, a BRL, que deveria ser o resultado da BRB menos depreciação acumulada (R\$ 0,00), constou como zero, restando à Cteep somente a quota de reintegração. Do segundo ano em



Fl. 15 da Nota Técnica nº 205/2018 – SRM/SCT/ANEEL, de 07/12/2018.

diante a remuneração foi calculada com base no AIS depreciado e reembolsado a quota de reintegração. Conforme acima exposto, a metodologia correta deve considerar no primeiro ano, como base para cálculo da remuneração líquida a BRL do valor investido no próprio ano e o WACC vigente. Quanto ao valor da quota de reintegração a ser considerado, esse deve ser igual a depreciação do investimento realizado no próprio ano. Para os anos subseqüentes, a remuneração líquida deve ser calculada pela BRL - composta pela BRB (AIS mais o investimento realizado no próprio ano), menos a depreciação acumulada - multiplicada pelo WACC vigente, devendo ser adicionada parcela da quota de reintegração que é igual à depreciação do ano. Desta forma, utilizando-se os mesmos parâmetros de valor do investimento e taxa de depreciação utilizados pela ANEEL, a RAP calculada que era de R\$ 5,5 milhões, passa para R\$ 7,5 milhões.

## ANÁLISE.

74. O pleito da EDP de não utilizar uma regressão, mas a média disponível nos últimos anos, para o estabelecimento da anuidade regulatória por concessionário não é razoável. Primeiramente, é recomendável que métricas comparativas entre as empresas, no que couber, sejam utilizadas na medida do possível para evitar que as metodologias sejam definidas unicamente na esteira da regulação por custos. Adicionalmente, o estabelecimento de regressão permite diferenciar a anuidade regulatória entre empresas que têm a base de ativos mais depreciada e que, por conseguinte, se espera necessitem de mais recursos proporcionalmente. Essa é premissa importante da proposta em discussão: como tratam-se de instalações mais antigas, a necessidade de investimentos em melhorias para manutenção da qualidade do serviço apresenta-se de forma mais premente. Recomenda-se não acatar o pleito da empresa.

75. Para as contribuições da Abrate e Eletrobras que propõe aumentar os fatores de explicação da regressão, foram aperfeiçoados com os dados corrigidos no fechamento da AP (conforme destacado na seção anterior). Além disso, a Copel apresentou comportamento, na regressão muito diferente das demais empresas. Os valores solicitados anualmente pela empresa foram muito além do reconhecido pela ANEEL (em alguns casos, chegando a oito vezes), sem contar a falta de informação de investimento em melhorias de pequeno porte cadastradas no PMI<sup>1</sup>. Desse modo, pela distorção que ela traz à regressão, opta-se por retirá-la da amostra.

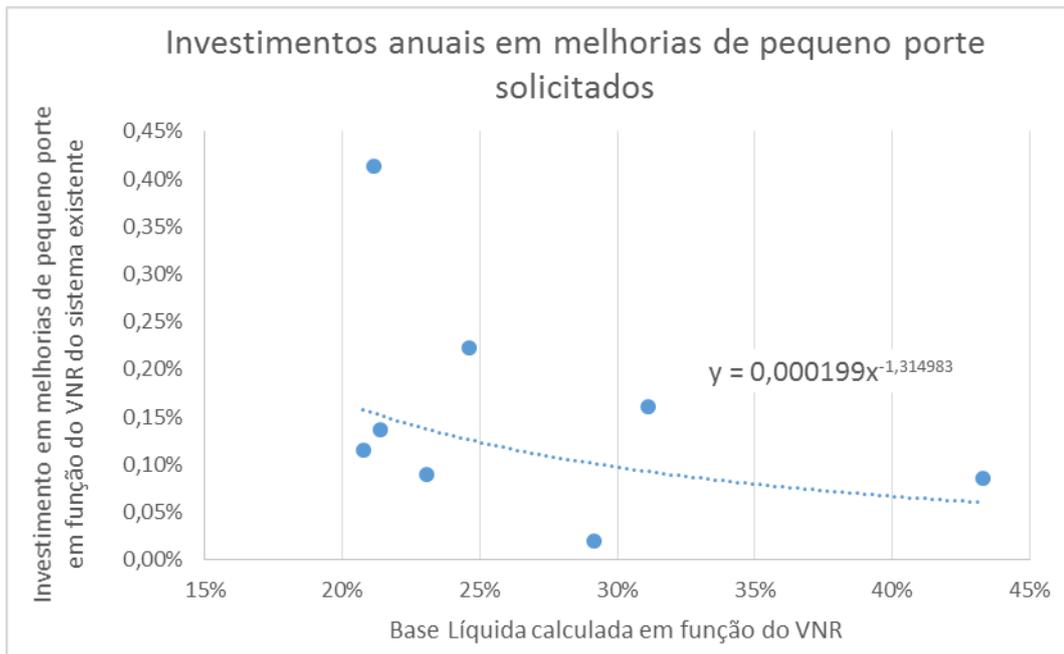
76. O resultado está no Gráfico 1, de modo que, no eixo vertical, tem-se o percentual do investimento médio aprovado em melhorias de pequeno porte calculado em função do VNR<sup>2</sup> e, no eixo horizontal, o percentual da Base Líquida calculado em função do VNR dessas instalações. Todas as informações estão referenciadas à data de 1º de julho de 2017 e os valores do Ativo Imobilizado em Serviço - AIS e Base Líquida foram os mesmos adotados na REN nº 762/2017.

<sup>1</sup> O caso da Copel é um dos mais extremos, em que não teve valores de investimento em melhorias de pequeno porte cadastradas no PMI 2017-2020.

<sup>2</sup> VNR: Valor Novo de Reposição. Para as concessionárias prorrogadas, especificamente em relação aos ativos remunerados via RBSE/RPC, foram publicados Despachos da ANEEL para homologação da BRR, nos termos da Lei nº 12.783/2013, da Portaria MME nº 267/2013 e da REN nº 589/2013. Esses valores foram os insumos adotados na regulamentação da Portaria MME nº 120/2016, dada pela REN nº 762/2017.



Fl. 16 da Nota Técnica nº 205/2018 – SRM/SCT/ANEEL, de 07/12/2018.



**Gráfico 1: Relação dos investimentos em melhorias solicitados e AIS frente à depreciação dos bens.**

77. Como resultado, a regressão obtida fornece, para determinado AIS e nível de depreciação acumulada, o percentual de investimentos necessários na realização de melhorias de pequeno porte. Essa equação pode ser utilizada de forma ampla no momento da revisão periódica, quando todos os ativos da concessionária são submetidos à revisão, conforme regras e critérios do Submódulo 9.1 do PRORET:

$$\text{Inv}_{\text{mel}} (\%) = 0,000199 \times \left[ \frac{\text{Base Líquida}}{\text{AIS}} \right]^{-1,314983} \quad [1]$$

$$\text{Inv}_{\text{mel}} (\text{R}\$) = \text{Inv}_{\text{mel}} (\%) \times \text{AIS} \quad [2]$$

Onde:

AIS: dado pelo Valor Novo de Reposição - VNR associado aos ativos, corresponde ao valor individual do bem a preços atuais; e

Base Líquida: VNR deduzido da parcela de depreciação, do valor líquido de obrigações especiais e do índice de aproveitamento depreciado.

78. Em relação aos fluxos de remuneração da BRL e BRB, há, de fato, pontos de ajuste nos cálculos:

- Deve-se considerar, no final do período, o investimento anual estabelecido pelas equações (1) e (2);
- A Base Bruta anual é crescente, pela adição dos investimentos anuais. É sobre essa base que incide a taxa média de depreciação, para o cálculo da quota de reintegração; e
- A Base Líquida é dada pela soma dos investimentos dos anos anteriores (AIS) e o investimento em cada ano. Aplica-se o WACC sobre a base líquida anual, para definição da remuneração líquida.

79. O Gráfico 2 apresenta o montante acumulado das receitas de melhorias para as concessionárias prorrogadas. Como é esperado, a receita é crescente com o decorrer do tempo, já que anualmente se adiciona ao valor vigente da RMEL as novas receitas de melhorias de pequeno porte executadas até dezembro do ano anterior.



Fl. 17 da Nota Técnica nº 205/2018 – SRM/SCT/ANEEL, de 07/12/2018.

Assim, a receita homologada no último reajuste tarifário, por exemplo, acumula as receitas calculadas nos anos de 2015, 2016 e 2017, além daquelas calculadas no próprio ano de 2018. Todas essas receitas serão revisadas na data-base de julho de 2018.

80. Para fins de comparação, o gráfico também apresenta o percentual da receita atribuída às melhorias de pequeno porte (RMEL) em relação à receita econômica homologada para as instalações remuneradas via RBSE ou RPC, nos termos da Portaria MME nº 120, de 2016, da Resolução Normativa nº 762, de 2017, e da Resolução Homologatória nº 2.258, de 2017. Essa receita, apesar de calculada apenas em 2017, refere-se à remuneração (econômica) dos ativos alcançados pelo §2º do artigo 15 da Lei nº 12.783, de 2013, e que estavam em operação comercial na data-base de dezembro de 2012. Conforme expresso na seção anterior, os valores foram ajustados em relação à abertura da AP, haja vista os efeitos do REIDI, da aceitação de recursos interpostos e da atualização monetária da receita para junho de 2018.

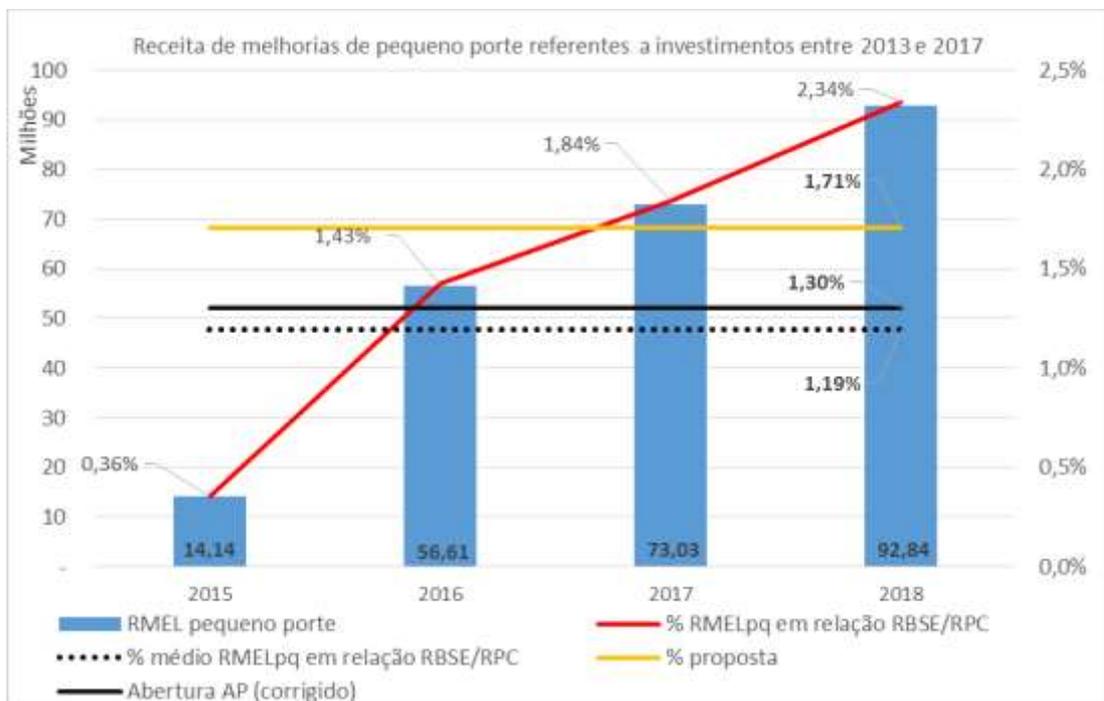


Gráfico 2: Receita de melhorias homologada pela ANEEL para os investimentos realizados entre 2013 e 2017.

81. A comparação percentual das melhorias de pequeno porte especificamente com a receita econômica da RBSE/RPC das concessionárias prorrogadas é realizada por duas razões: (i) a quase totalidade das melhorias de pequeno porte executadas por essas empresas é realizada nos ativos remunerados via RBSE/RPC, que são mais antigos; e (ii) demonstra, como esperado, o baixo impacto na receita decorrente do reconhecimento das melhorias desse porte frente à receita do sistema que, de fato, requer as intervenções. Depreende-se do gráfico que as receitas do período 2015-2018, se anualizadas, equivalem a um percentual médio de **1,19%** da RBSE/RPC associada aos ativos em análise.

82. A equação proposta na abertura da AP, aplicada à situação atual, equivale a 1,30% da RBSE/RPC associada aos ativos em análise, enquanto a proposta de fechamento equivale, em média, a **1,71% da RBSE/RPC** associada aos ativos em análise. Para tal simulação foi mantido o custo de capital atualmente vigente, de 6,64% depois de impostos, que foi, inclusive, aplicado no caso das autorizações anuais de melhorias de pequeno porte realizadas entre 2013 e 2017.



Fl. 18 da Nota Técnica nº 205/2018 – SRM/SCT/ANEEL, de 07/12/2018.

83. Há uma questão que merece destaque: as receitas vigentes para melhorias de pequeno porte foram calculadas, desde 2015, considerando o ciclo revisional de julho de 2013 a junho de 2018 e de acordo com as regras dispostas no Submódulo 9.7. Isso significa que as parcelas de receita foram estimadas em perfil decrescente, anualmente, até a data da próxima revisão (julho de 2018) e anualizadas para os anos de aplicação.

84. Ocorre que a revisão tarifária de 2018 ocorreu em caráter provisório, conforme decisão da Diretoria proferida no Voto do Diretor-Relator que encerrou a primeira fase da AP 41/2017, de 22 de maio de 2018, e posteriormente publicada na Resolução Homologatória 2.048, de 26 de junho de 2018. Desse modo, diante da impossibilidade de se recalculá-la, nesse momento, as receitas atribuídas aos reforços e melhorias autorizados, decidiu-se pela prorrogação dos valores vigentes, atualizados pelo IPCA. Caso fossem recalculados, estariam em patamar inferior ao vigente. Nesse sentido, a comparação entre a receita vigente e proposta, apresentada no Gráfico 2, pode levar a conclusões equivocadas, caso não sejam contextualizadas as fórmulas de cálculo de cada uma delas.

85. Em todo caso, pode-se afirmar que o nível de investimentos estimado para o próximo ciclo (2018-2023) a partir das fórmulas [1] e [2] é compatível com os pleitos realizados pelas concessionárias prorrogadas nos últimos anos.

86. Cabe lembrar que as melhorias de pequeno porte correspondem a investimentos de elevada importância sistêmica, já que provêm aumento de qualidade e confiabilidade do serviço de transmissão de energia elétrica. A premissa é que o impacto no setor de energia como um todo é positivo, considerando que o custo evitado da interrupção da transmissão de energia elétrica, que em alguma medida pode ser minimizado pela execução dessa modalidade de investimentos, é notadamente superior à receita que decorre da sua realização.

87. Outro fator a ser observado é que, por se tratar de investimentos importantes para a qualidade do serviço, a opção de postergação dessas obras simplesmente para obtenção de ganhos imediatos pode afetar os indicadores de qualidade regulamentados pela ANEEL. Nesse sentido, para manter o incentivo, a deterioração dos índices de qualidade do serviço permanece sujeita à aplicação de descontos na receita, conforme preconiza a Resolução Normativa nº 729, de 2016.

88. Finalmente, rememora-se que o reconhecimento tarifário dos investimentos em melhorias de pequeno porte por meio de receita fixa definida no momento da revisão da RAP é válida durante o ciclo subsequente. No momento da revisão periódica, esses investimentos, caso sejam prudentes, compõem a Base de Remuneração Regulatória, tal como feito com os demais investimentos da concessionária, e estabelece-se para o ciclo seguinte nova anuidade para fins de melhorias de pequeno porte.

89. A principal vantagem é o estabelecimento de regra com incentivos claros à busca por eficiência. O nível de cobertura é definido a partir de uma fórmula paramétrica que considera o comportamento de todas as transmissoras e não o resultado individual. Essa dissociação entre a receita e o custo efetivamente realizado por cada empresa é o pilar da regulação por comparação. Nesse arranjo, existe o incentivo direto para que cada agente otimize seus custos e busque ser mais eficiente que seus pares, a fim de obter uma cobertura regulatória superior aos seus custos. No longo prazo esse mecanismo conduz a redução do custo médio e, conseqüentemente, do nível de cobertura, favorecendo a modicidade tarifária.

90. Por outro lado, com o propósito de se apropriar da receita adicional estabelecida por ciclo, a concessionária pode adiar investimentos necessários. Entretanto, a própria reavaliação dessa receita a cada ciclo de revisões, bem como a efetiva composição da BRR é estímulo contrário a esse comportamento negativo. Se a decisão das empresas em resposta à regra for queda acentuada nos investimentos em melhorias de grande porte, isso se traduzirá em queda de receita no ciclo seguinte, pois tanto a anuidade para fazer frente aos novos investimentos,



Fl. 19 da Nota Técnica nº 205/2018 – SRM/SCT/ANEEL, de 07/12/2018.

quanto a base de remuneração levarão em consideração o que for efetivamente realizado pelas empresas no ciclo anterior.

91. Atualmente, por se tratar de processo provisório até a validação dos valores na revisão da RAP, há a possibilidade de alta variabilidade dos valores de investimento. Na regra proposta, a concessionária deverá assumir a gestão para realizar as melhorias de pequeno porte, sabendo que terá reconhecidos na base os investimentos prudentemente realizados, bem como essas informações serão utilizadas para alimentar os cálculos das anuidades seguintes com os valores realizados.

### III.4.3. JOA

92. A Abrate solicita que os investimentos homologados com base no valor contábil das empresas contemplem a inclusão dos Juros sobre Obras em Andamento – JOA, de forma a respeitar a isonomia no tratamento dos investimentos. Além disso, as receitas associadas a esses investimentos devem ser recalculadas.

93. De acordo com a Cteep, o objetivo da aplicação do JOA seria remunerar o investidor pelo período em que seu capital ficou investido sem a devida remuneração tarifária. O não reconhecimento do JOA sobre os investimentos avaliados com base no valor contábil das concessionárias faria que o investidor ficasse por até cinco anos sem a correta remuneração, dado que o JOA somente seria incluído na revisão tarifária subsequente, conforme Submódulo 9.1 do Proret, item 6.5.2, quando efetivamente entraria para a Base de Remuneração Regulatória. De modo geral, os juros deveriam incidir sobre o capital aplicado pelo concessionário enquanto não houvesse o retorno via tarifa.

### ANÁLISE.

94. Considerando a adoção dos valores solicitados pelas concessionárias, baseados nos custos efetivamente realizados, o pleito em questão perde o objeto.

### III.4.4. Depreciação

95. De acordo com a Abrate, o entendimento da ANEEL seria acertado, quando descreveu que uma das formas de estabelecer o novo referencial para melhorias de pequeno porte seria avaliar os investimentos necessários como *proxy* do status da atual Base de Remuneração Regulatória – BRR. Assim, seria esperado que, quanto mais depreciada a base de ativos, maior seria a necessidade de investimentos.

96. Segundo a Eletrobrás, os ativos continuarão envelhecendo nos próximos cinco anos, mas isso não estaria sendo considerado na projeção da ANEEL, o que subestimaria os resultados. Para tanto, seria fundamental análise prospectiva da necessidade de investimentos, levando-se em consideração a situação dos ativos de transmissão, o que somente seria possível por meio de diagnóstico e elaboração de plano com base neste diagnóstico.

97. Segundo a Cteep, a metodologia proposta poderia ser aplicada com a seguinte relação para o cômputo do percentual de melhorias:

$$Inv_{TUC-melhorias} = \delta \times AIS_{TUC-melhorias} \quad [3]$$

Onde:

$Inv_{TUC-melhorias}$ : Investimentos em melhorias associados a TUCs específicas de pequeno porte;



Fl. 20 da Nota Técnica nº 205/2018 – SRM/SCT/ANEEL, de 07/12/2018.

*AISTUC-melhorias*: Ativo Imobilizado em Serviço associados a TUCs específicas de pequeno porte; e  $\delta$ : Taxa de depreciação ponderada associada às TUCs específicas de pequeno porte.

98. De acordo com a Cteep, no primeiro argumento, a variável possuiria relação positiva para a elasticidade com melhorias e, no segundo argumento, haveria resultado correto no sinal regulatório correto para aquelas empresas que, mesmo com o ativo totalmente depreciado, permanecem em funcionamento e continuam prestando o serviço adequado. Com isso, a estratégia de planejamento de manutenção, prevenção e controle de qualidade estaria acima da média do segmento. De modo subsidiário, pleiteou que, na equação [3], seja utilizada a taxa de depreciação média como base para definição dos investimentos em melhorias de pequeno porte.

99. Além disso, a Cteep entendeu que, na proposta da ANEEL, se utilizou taxa de depreciação média no percentual de 3,21%, considerando os dados constantes do laudo de avaliação dos ativos classificados como RBSE. No entanto, a ANEEL teria utilizado TUCs relacionadas a todas as famílias de equipamentos, inclusive aquelas nas quais não seria possível realizar melhorias de pequeno porte. Esse critério impossibilitaria o cálculo real da depreciação desses equipamentos. Ao se realizar a média ponderada da taxa anual de depreciação de cada TUC associada às melhorias de pequeno porte pelo Ativo Imobilizado em Serviço (AIS), se chegaria ao valor de 3,72 %. Assim, esses equipamentos possuiriam vida útil regulatória menor e seriam substituídos mais vezes durante a concessão.

## ANÁLISE.

100. Concorde-se com a Abrate que a depreciação da Base de Remuneração Regulatória é uma informação que influencia no estabelecimento de receitas para melhorias de pequeno porte.

101. Quanto à contribuição da Eletrobrás, trata-se de pleito abrangente, sem concretude quanto aos parâmetros para realização do diagnóstico ou do plano. Recomenda-se não acatar o pleito.

102. Quanto à contribuição da Cteep, observa-se incongruência, pois a empresa pede para a Agência construir metodologias com base nos valores efetivamente verificados, exceto para as taxas de depreciação, cuja utilização deve se basear nas taxas regulatórias do MCPSE, mesmo que estejam desatualizadas. Assim, é interessante que a empresa não pede para atualizar as taxas de depreciação do MCPSE, ou seja, pressupõe que fiquem fixas, independentemente de a vida útil real ser, de acordo com as próprias informações da Cteep, maior do que a vida útil regulatória. Além disso, as ponderações que a empresa faz sobre alegadas TUCs de melhorias de pequeno porte não compreende cabos, conectores, espaçadores, entre outros materiais e equipamentos que poderiam estar relacionados a esse tipo de melhoria. Do mesmo modo, as ponderações são realizadas com saldos de ativos totalmente depreciados que não necessariamente se configurarão como melhorias de pequeno porte, pois dependem de análise dos planejadores para aferir se não seria necessária substituição por equipamentos de maior porte ou outras configurações que, eventualmente, sejam classificadas como reforços. Portanto, recomenda-se não acatar o pleito.

### III.4.5. REIDI

103. De acordo com a Abrate, no reajuste 2017-2018, a Cteep apresentou recurso administrativo contra a Resolução Homologatória nº 2.258/2017, alegando que a redução do montante de investimento associado ao Reidi não deveria ser aplicada ao cálculo de melhorias. A Diretoria da ANEEL teria acatado o recurso da Cteep, não considerando a redução de investimento associado ao Reidi para o estabelecimento da RAP referente às melhorias no ciclo 2018-2019, bem como deliberou que haveria o recálculo de todas as receitas de melhorias aprovadas nos ciclos anteriores, na revisão periódica da RAP. Desta forma, a Abrate solicita à ANEEL rever todos os investimentos





Fl. 21 da Nota Técnica nº 205/2018 – SRM/SCT/ANEEL, de 07/12/2018.

propostos para melhorias de pequeno porte com a consideração do devido tratamento tributário do Reidi.

#### **ANÁLISE.**

104. Conforme destacado anteriormente, os investimentos foram reavaliados considerando o devido tratamento tributário do Reidi. Recomenda-se acatar a contribuição.



ASSINADO DIGITALMENTE POR IVO SECHI NAZARENO, FELIPE PEREIRA

MARIA LUIZA FERREIRA CALDWELL, RAFAEL CAMBRAIA TRAJANO, HERMANO DUMONT VERONESE

JULIO CESAR REZENDE FERRAZ

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 407FE0200049DC29 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>

Fl. 22 da Nota Técnica nº 205/2018 – SRM/SCT/ANEEL, de 07/12/2018.

### III.5. PLANO INDICATIVO DE INVESTIMENTOS

105. A Abrate propôs a elaboração de Plano Indicativo de Investimentos em Melhorias. Existiriam dois instrumentos em que as transmissoras incluiriam seus planos de substituições de equipamentos:

- Relação dos equipamentos com vida útil remanescente de até quatro anos exigida pela REN nº 643/2014, onde seria descrita a lista de equipamentos que teriam sua vida útil esgotada nos quatro anos subsequentes, calculadas com base nas taxas de depreciação regulatórias, além do indicativo de substituição; e
- Sistema de Gerenciamento dos Planos de Melhorias e Reforços (SGPMR), onde está contida a relação de obras que comporão o Plano de Modernização de Instalações – PMI.

106. De acordo com a Abrate, as empresas entregariam documentos todos os anos para a ANEEL, o ONS e a EPE, mas essas entidades não cadastrariam plano de substituição muito diferente do registrado no PMI. A Associação entende que a avaliação de Plano Indicativo de Investimentos em Melhorias dentro do ciclo tarifário traria benefícios ao processo de expansão, pois:

- Exigiria a necessidade de o planejamento setorial se manifestar dentro de prazo definido e alinhado com a agenda da Revisão Tarifária Periódica;
- Permitiria que o planejamento setorial alinhasse suas demandas de reforços ao plano de obras das instalações (melhorias), garantindo sinergia, maior eficiência na execução das obras e número menor de intervenções na mesma Função de Transmissão;
- Garantiria transparência sobre o plano de substituição das transmissoras, permitindo uma fiscalização mais eficaz; e
- Viabilizaria à ANEEL base técnica para definir, mesmo que regulatoriamente e através de índices paramétricos, perfil adequado de investimentos em melhorias para o ciclo tarifário.

107. A Abrate alega que o Plano Indicativo de Investimentos em Melhorias contemplaria melhorias de pequeno e grande porte. O caráter indicativo do plano se basearia na flexibilidade para revisão de seu conteúdo, em função dos resultados de monitoramento e diagnósticos dos ativos constantes dos planos de manutenção anuais elaborados pelas companhias. Dessa forma, não faria mais sentido definir receitas prévias para melhorias de pequeno porte em uma instância regulatória e para aquelas de grande porte em outra. Caso houver necessidade de reforço, EPE e ONS recomendariam uma autorização. Caso contrário seria uma melhoria. A segregação dos processos de autorização de pequeno e grande porte implicariam ineficiência do planejamento das transmissoras, EPE e ONS, bem como maiores valores de investimentos para o mesmo escopo.

108. De acordo com a Abrate, o montante de investimentos a ser realizado a cada ciclo se daria a partir da análise pela Agência do Plano Indicativo de Investimentos em Melhorias, utilizando como parâmetros balizadores a taxa de depreciação média da BRR e o montante de ATD. Caso a Agência não estabeleça uma receita adequada para contemplar todo o Plano Indicativo de Investimentos em Melhorias planejado pelas transmissoras, no entanto, a receita deveria ser revista no ciclo tarifário subsequente.

109. A Abrate alega que, em se tratando de obras de melhorias identificadas pelas concessionárias como fora do padrão, com atipicidades, caberia à transmissora solicitar à ANEEL a anuência complementar específica, para análise, verificação da prudência e reconhecimento do escopo e dos investimentos. As atipicidades relativas a sinistros também requereriam anuência complementar específica.

110. Além disso, a Associação argumenta que deveria ser previsto fluxo eficiente no sentido de rapidez de



Fl. 23 da Nota Técnica nº 205/2018 – SRM/SCT/ANEEL, de 07/12/2018.

relacionamento para situações de sinistros não previstos. Não se estaria pleiteando isenção de penalidades, mas solicitando que a substituição seguisse fluxo similar ao proposto para uma causa específica, especialmente nos casos definidos como melhorias de grande porte. Assim, a Abrate entende que haveria a necessidade de simplificar o processo de autorização de reforço associado à substituição por fim de vida útil.

111. Finalmente, a Abrate lista dificuldades gerais a que suas transmissoras estariam sujeitas não afeitas ao processo de melhorias de pequeno porte.

## ANÁLISE.

112. Inicialmente, por ser criação conceitual da Associação, era esperado que fosse vislumbrado como se comporia o plano, em especial quanto à caracterização em termos de relatórios, planilhas e estruturação documental.

113. A periodicidade de encaminhamento do plano também não ficou clara: o plano é encaminhado anualmente ou somente no início ou final do ciclo de RAP. No primeiro caso, em que medida reduziria os trâmites burocráticos? Se há necessidade de análise anual, a única diferença para o regime vigente é que o planejamento e o Regulador estariam lidando com informações indicativas. Sendo conjunto de investimentos meramente indicativo, os concessionários de transmissão poderão modificar integralmente o plano de um ano para o outro. Dessa forma, se os agentes puderem modificar plenamente o plano de um ano para o outro perde-se a função de planejamento e fiscalização, ou seja, forma-se plano burocrático sem ganhos para o processo vigente. Além disso, se os concessionários reclamam da demora na análise de investimentos, como a apreciação de um plano que anualmente pode ser plenamente modificado aumentaria a capacidade de avaliação do planejamento?

114. No mesmo sentido, verifica-se que a Abrate não conseguiu definir exatamente em que momento os concessionários de transmissão deveriam apresentar o suposto Plano Indicativo de Investimentos em Melhorias. A proposta também não estabelece como se dará o relacionamento entre EPE, ONS e ANEEL nessa avaliação, prazos de análise estimados, manifestação divergente de agentes e escopo temporal abrangido por cada plano. Em suma, trata-se de proposta prematura que não tem viabilidade para substituir o processo constituído para análise de investimentos em melhorias de grande porte.

115. A proposta da Nota Técnica nº 125/2018-SRM/SCT confere maior autonomia para as concessionárias, inclusive para planejarem a execução de melhorias de pequeno e de grande porte de modo integrado, reduzindo desligamentos, e, por esse motivo, deve prosperar, em nosso entendimento.

116. Ademais, sendo conjunto de investimentos meramente indicativo, em que os concessionários de transmissão poderiam modificar integralmente o plano de um ano para o outro, ao se reconhecer prospecção de investimentos indicativos (não determinativos) definidos pelos próprios concessionários, não é possível a adoção de métodos comparativos e de verificação de eficiência de gastos apresentados, de modo que a modicidade tarifária poderia ser afetada.

117. Por todos os motivos expostos, recomenda-se não acatar a proposta de utilizar o suposto Plano Indicativo de Investimentos em Melhorias como determinante para a remuneração de investimentos em melhorias. Por outro lado, recomenda-se acatar a proposta para que a ANEEL reveja a definição de anuidade voltada a investimentos em melhorias de pequeno porte no ciclo de RAP subsequente. Com esse dispositivo, garante-se maior flexibilidade para reavaliar a situação das concessões e sua necessidade de investimentos nos ciclos de RAP, podendo-se, inclusive, avaliar a inclusão das melhorias de grande porte nesse escopo de análise.

118. Finalmente, é objetivo da 3ª fase da AP 41/2017 tratar de remuneração de investimentos em





Fl. 24 da Nota Técnica nº 205/2018 – SRM/SCT/ANEEL, de 07/12/2018.

melhorias. Outros temas, como o fluxo de análise de investimentos em reforços e isenção de parcela variável, não serão aqui abordados. Do mesmo modo, não se trata de revisão ampla e irrestrita da REN 443/2011, REN 643/2014 e Submódulo 9.7 do Proret.



ASSINADO DIGITALMENTE POR IVO SECHI NAZARENO, FELIPE PEREIRA

MARIA LUIZA FERREIRA CALDWELL, RAFAEL CAMBRAIA TRAJANO, HERMANO DUMONT VERONESE

JULIO CESAR REZENDE FERRAZ

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 407FE0200049DC29 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>

Fl. 25 da Nota Técnica nº 205/2018 – SRM/SCT/ANEEL, de 07/12/2018.

### III.6. MUDANÇAS DE RESOLUÇÕES

#### III.6.1. Definições

119. A Abrate propôs modificação nos conceitos de melhorias e reforços. Segundo a Abrate, a ausência clara do ordenador primário para a proposição das melhorias estaria levando a revisões de classificação pela ANEEL no âmbito do reajuste anual das receitas, classificando-as como reforços, exigindo a emissão de resolução autorizativa e o conseqüente não reconhecimento do investimento realizado naquele momento. Essas situações seriam mais frequentes quando substituições estivessem associadas à confiabilidade e diminuição da indisponibilidade das instalações.

#### ANÁLISE.

120. A AP não trata de uma revisão conceitual de melhorias e reforços. Recomenda-se não conhecer a contribuição.

#### III.6.2. Outras Modificações

121. A Abrate apresenta uma revisão completa das Resoluções Normativas nº 443/2011, 643/2014 e dos Submódulos 9.1 e 9.7 do Proret.

122. Além disso, a Cemig pleiteia a retirada do comando existente no Submódulo 9.7 do Proret, quanto à subtração de parte do adicional de RAP do ativo que prestava o serviço e fora substituído, em função da realização de reforços que são solicitados por necessidades do SIN. Solicita, também, a aprovação de regras claras ou processo adequados de autorização ou manutenção de receita de Operação e Manutenção – O&M, para tutela de equipamentos substituídos e com saldo de vida útil ou contábil, que possam ser reaproveitados no SIN.

#### ANÁLISE.

123. As alterações abrangidas nos normativos discutidos são restritas aos assuntos em tela. Assim, recomenda-se não conhecer o pleito da Abrate. A SRT está estudando uma revisão do conjunto de normativos afeitos ao setor de transmissão de energia elétrica, em que poderá abranger as discussões levantadas pela associação.

124. A respeito do pleito da CEMIG relacionado a subtração parcial do adicional de RAP referente a substituição de ativo em casos de reforço, a SCT esclareceu que este procedimento é adotado apenas para melhorias, conforme determinado pelo Submódulo 9.7 do Proret, e não para reforços. Os demais itens devem ser tratados no processo de aprimoramento da Resolução Normativa nº 443/2011, já previsto na agenda regulatória da agência.





Fl. 26 da Nota Técnica nº 205/2018 – SRM/SCT/ANEEL, de 07/12/2018.

#### IV - DO FUNDAMENTO LEGAL

125. Aplicam-se as Leis nº 9.074/1995, 10.848/2004 e 12.783/2013 e as Resoluções Normativas nº 443/2011, 589/2013, 643/2014 e 762/2017.

#### V - DA CONCLUSÃO

126. Buscando a simplificação dos processos conduzidos pela ANEEL, resguardada a adequada remuneração dos investimentos, bem como a modicidade das tarifas, essa Nota Técnica analisa as contribuições à 3ª fase da Audiência Pública nº 41/2017, referente à remuneração de investimentos em melhorias de pequeno porte. Será estabelecido, no momento da revisão periódica, uma receita fixa para cobertura dessas intervenções ao longo do ciclo. Tal valor será objeto de reavaliação periódica e os investimentos realizados em um ciclo tarifário serão avaliados na revisão subsequente, para fins de composição da BRR.

#### VI - DA RECOMENDAÇÃO

127. Recomendamos a submissão do processo à Diretoria com minuta de Resolução Normativa que versa sobre a remuneração de investimentos em melhorias de pequeno porte nas concessões de transmissão de energia elétrica prorrogadas, desverticalizadas ou equiparadas.

FELIPE PEREIRA  
Especialista em Regulação

HERMANO DUMONT VERONESE  
Especialista em Regulação

MARIA LUIZA FERREIRA CALDWELL  
Especialista em Regulação

RAFAEL CAMBRAIA TRAJANO  
Especialista em Regulação

**De acordo:**

JÚLIO CÉSAR REZENDE FERRAZ  
Superintendente de Regulação Econômica e Estudos de Mercado

IVO SECHI NAZARENO  
Superintendente de Concessões, Permissões e  
Autorizações de Transmissão e Distribuição



ASSINADO DIGITALMENTE POR IVO SECHI NAZARENO, FELIPE PEREIRA

MARIA LUIZA FERREIRA CALDWELL, RAFAEL CAMBRAIA TRAJANO, HERMANO DUMONT VERONESE

JULIO CESAR REZENDE FERRAZ

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 407FE0200049DC29 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.asp>