



## NOTA TÉCNICA Nº 58/2024-STR/ANEEL

Em 19 de abril de 2024.

Processo: **48500.007747/2022-06**

**Assunto: Proposta de abertura de Consulta Pública para revisão da Receita Anual Permitida – RAP dos Contratos de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica prorrogados nos termos da Lei nº 12.783, de 2013, com data de revisão em 1º de julho de 2023.**

**I – DO OBJETIVO**

1. Propor instauração de Consulta Pública, pelo prazo de 30 dias, para apresentar o resultado preliminar da revisão periódica da Receita Anual Permitida – RAP dos Contratos de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica prorrogados nos termos da Lei nº 12.783, de 2013, com vigência retroativa a partir de 1º de julho de 2023, em conformidade com os ditames contratuais e com a regulamentação vigente.

**II – DOS FATOS**

1. Os Contratos de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica, celebrados entre a União e as concessionárias listadas na Tabela 1, foram prorrogados nos termos da Lei nº 12.783, de 2013, definindo em sua cláusula oitava as regras de revisão suficientes para manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

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



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 13FB7980007A2F8A

P2 da NOTA TÉCNICA Nº 58/2024/STR/ANEEL, de 19/4/2024.

**Tabela 1 – Contratos de Concessão Prorrogados nos termos da Lei nº 12.783, de 2013.**

Concessionária	Contrato de Concessão
CEMIG-GT	6/1997
CEEE-T	55/2001
CGT ELETROSUL	57/2001
ELETRONORTE	58/2001
CTEEP	59/2001
COPEL-GT	60/2001
CHESF	61/2001
FURNAS	62/2001
EDP GOIÁS	63/2001

2. A cláusula oitava desses contratos, definiu a data da primeira revisão periódica da RAP para 1º de julho de 2018, com periodicidade de 5 anos, nos termos transcritos a seguir. Portanto, a segunda revisão estava prevista para ocorrer em 1º de julho de 2023.

*“CLÁUSULA OITAVA – REVISÃO DA RECEITA ANUAL PERMITIDA (...)*

*A ANEEL procederá, a cada cinco anos, à REVISÃO PERIÓDICA da RECEITA ANUAL PERMITIDA estabelecida no **caput** da Cláusula Sétima deste TERMO ADITIVO, conforme regulamentação, alterando-a para mais ou para menos, considerando os estímulos à eficiência e à modicidade tarifária.*

***Primeira Subcláusula** – A primeira revisão periódica será realizada em 1º de julho de 2018.”*

3. Por meio do Despacho nº 1.107, de 22 de abril de 2021, a ANEEL decidiu, excepcionalmente para essa revisão periódica, que as obras de pequeno porte que entraram em operação comercial em data anterior a 31 de janeiro de 2018 são elegíveis para a revisão periódica da RAP de 2023 das transmissoras prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783/2013, desde que atendidos os requisitos definidos no referido Despacho.

4. No âmbito da Tomada de Subsídios nº 22/2022, dividida em duas fases e com período de contribuições entre 17/11/2022 e 2/3/2023, a Agência, com o apoio das concessionárias e do Operador Nacional do Sistema – ONS, consolidou as informações preliminares referentes à elegibilidade dos ativos a serem considerados na presente revisão, bem como os dados relativos às receitas auferidas com outras atividades, denominadas de Outras Receitas.

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





P3 da NOTA TÉCNICA Nº 58/2024/STR/ANEEL, de 19/4/2024.

5. Em 31 de janeiro de 2023, a Associação Brasileira das Empresas de Transmissão de Energia Elétrica – ABRATE, por meio da Carta CT-004/2023<sup>1</sup>, solicitou a postergação da Revisão Periódica da RAP das concessionárias prorrogadas em um ano, de 1º de julho de 2023 para 1º de julho de 2024.

6. Por meio do Despacho nº 402, de 14 de fevereiro de 2023, a ANEEL deu provimento ao pedido interposto pela ABRATE. Diante do exposto, os efeitos financeiros decorrentes da presente revisão deverão retroagir a 1º de julho de 2023.

7. Por meio do Despacho nº 829, de 24 de março de 2023, a Superintendência de Gestão Tarifária – SGT aprovou o valor da taxa regulatória de remuneração do capital do segmento de transmissão de energia elétrica, também conhecido como WACC<sup>2</sup>, a ser utilizado nos processos de revisão da RAP das transmissoras com data contratual em 1º de julho de 2023.

8. Em 30 de janeiro de 2024, por meio da Resolução Normativa nº 1.083, de 2024, após as discussões ocorridas no âmbito da primeira etapa da Consulta Pública nº 31/2023, foi aprovada a revisão 4.2 do Submódulo 9.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret, que estabelece os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos para realização das revisões periódicas das receitas dos contratos de concessão de transmissão não licitados, dentre os quais estão incluídos os Contratos de Concessão apresentados na Tabela 1 desta Nota Técnica.

9. Em 2 de fevereiro de 2024, por meio do Despacho nº 335, de 2024, a Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF aprovou o Anexo do Relatório de Avaliação a ser encaminhado pelas concessionárias de transmissão até o dia 11 de março de 2024 com as informações necessárias para o processamento da revisão periódica da RAP das empresas com revisão prevista para 2023 e 2024.

10. Em 11 de março de 2024, as nove concessionárias prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783, de 2013 encaminharam os Relatórios de Avaliação necessários ao processamento da revisão, conforme definido no Despacho nº 335, de 2024. No entanto, em uma análise preliminar, verificou-se que a qualidade geral das informações estava muito aquém do necessário para o início dos cálculos, com dados contendo diversas inconsistências que impediam o prosseguimento do processo.

11. Após diversas interações com as empresas, conduzidas por meio de correio eletrônico e reuniões, as concessionárias sanaram parte das inconsistências identificadas e reenviaram os dados à ANEEL. A finalização do envio de arquivos contendo dados minimamente consistentes para o processamento do cálculo preliminar da revisão ocorreu em 25 de março de 2024, duas semanas após o prazo limite de 11 de março de 2024.

<sup>1</sup> SIC nº 48513.002406/2023-00.

<sup>2</sup> *Weighted Average Cost of Capital*.

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





P4 da NOTA TÉCNICA Nº 58/2024/STR/ANEEL, de 19/4/2024.

12. Por meio do Memorando nº 56/2024-SFF/ANEEL<sup>3</sup>, de 1º de abril de 2024, a SFF encaminhou à STR a Base de Remuneração constante dos Relatórios de Avaliação das transmissoras prorrogadas. A SFF destacou que os valores apresentados se referem aos dados informados pelas concessionárias no Relatórios de Avaliação e na Solicitação de Documentos e Informações – SDI nº 1 e que esses valores ainda estão sob processo de validação e fiscalização da SFF. Portanto, após a conclusão dos trabalhos em andamento, são esperadas alterações nos resultados preliminares aqui apresentados.

### III – DA ANÁLISE

13. A primeira Subcláusula da Cláusula Oitava dos Contratos de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica prorrogados nos termos da Lei nº 12.783, de 2013, estabeleceu a data de 1º de julho de 2023 para a realização da segunda revisão periódica da RAP desses contratos.

14. Não obstante, em função de requerimento interposto pela ABRATE, a ANEEL, por meio do Despacho nº 402, de 2023, postergou a segunda Revisão Periódica da RAP das concessionárias prorrogadas em um ano, de 1º de julho de 2023 para 1º de julho de 2024, porém com efeitos financeiros retroativos a 1º de julho de 2023, a serem compensados por meio de Parcela de Ajuste – PA, denominada de PA Postergação.

15. Com o encerramento da primeira etapa da Consulta Pública nº 31/2023, que culminou na publicação da REN nº 1.083, de 2024, a qual aprovou a revisão 4.2 do Submódulo 9.1 dos Proret e com a entrega dos laudos de avaliação pelas empresas discriminadas na Tabela 1, torna-se possível processar, em caráter preliminar, a segunda revisão periódica da RAP das transmissoras prorrogadas, cujo resultado será apresentado à sociedade na Consulta Pública ora proposta.

16. Entretanto, para que essa revisão seja concluída em caráter definitivo, é necessário aguardar o encerramento das demais etapas da Consulta Pública nº 31/2023 e o término do processo de validação e fiscalização dos laudos de avaliação, conduzido pela SFF. Caso isso ocorra antes do estabelecimento da RAP para o ciclo 2024-2025, a revisão será processada de forma definitiva ainda no ciclo mencionado. Caso contrário, a revisão será processada em caráter provisório e eventuais ajustes financeiros serão compensados por meio de Parcela de Ajuste no ciclo tarifário subsequente ao encerramento dos eventos mencionados.

---

<sup>3</sup> SIC nº 48536.001197/2024-00.

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



P5 da NOTA TÉCNICA Nº 58/2024/STR/ANEEL, de 19/4/2024.

17. A receita das concessionárias de transmissão é composta de diversas parcelas, dentre as quais se destacam o Custo Anual dos Ativos – CAA, os Custos de Administração, Operação e Manutenção – CAOM e os Encargos Setoriais e Tributos, deduzidas as Outras Receitas. Cada uma dessas parcelas possui características e metodologia de revisão específicas, conforme disposto no Submódulo 9.1 dos Proret.

18. Além disso, a Base de Remuneração Regulatória – BRR das transmissoras prorrogadas divide-se em instalações de transmissão existentes em 31 de maio de 2000, denominadas de **RBSE**; instalações autorizadas que entraram em operação comercial entre 1º de junho de 2000 e 30 de junho de 2012 e foram objeto de indenização nos termos da Portaria Interministerial nº 580/MME/MF, de 1º de novembro de 2012, denominadas de **RBNI Indenizada**; e, por fim, nas instalações autorizadas com operação comercial reconhecida a partir de 1º de janeiro de 2013, após a prorrogação das concessões nos termos da Lei nº 12.783, de 2013, denominadas de **RBNI**.

19. Dessa forma, serão abertas seções específicas para tratar cada uma das parcelas de receita mencionadas. Contudo, é importante destacar que este processo não tem como objetivo discutir as metodologias, regras e os procedimentos de cálculo aplicáveis à revisão da RAP. Tais questões são objeto de amplo debate no âmbito da Consulta Pública nº 31/2023. Portanto, cabe ao presente processo tão somente aplicar os comandos regulatórios estabelecidos, os termos contratuais vigentes e os procedimentos previamente aprovados pela Diretoria da ANEEL.

### III.1 – CUSTO ANUAL DOS ATIVOS – CAA

20. Em resumo, o Custo Anual dos Ativos compreende a parcela da RAP associada à restituição e remuneração dos investimentos realizados pelas concessionárias. Essa parcela é subdividida em várias componentes, conforme detalhado a seguir. Apesar do perfil de pagamentos da receita das transmissoras prorrogadas ser “decrecente”, incorporando a depreciação dos ativos ao longo do tempo, para fins de revisão periódica da RAP dessas transmissoras, o valor do CAA é anualizado no período tarifário (entre revisões subsequentes), por meio de um perfil de pagamentos constante, conforme estabelecido no Submódulo 9.1 dos Proret.

#### III.1.1 – Quota de Reintegração Regulatória – QRR

21. A Quota de Reintegração Regulatória corresponde à recuperação do capital investido pelas empresas (depreciação). Seu cálculo é realizado a partir da Base de Remuneração Bruta – BRB e da taxa média de depreciação das instalações, conforme equação a seguir.

$$QRR_i = BRRb_{i-1} \cdot \delta$$

Em que:

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





P6 da NOTA TÉCNICA Nº 58/2024/STR/ANEEL, de 19/4/2024.

QRR<sub>i</sub>: Quota de Reintegração Regulatória no ano *i*;  
 BRRb<sub>i-1</sub>: Base de Remuneração Regulatória Bruta no ano *i-1*; e  
 δ: Taxa média de depreciação das instalações.

22. A QRR aplica-se às instalações classificadas como RBSE e RBNI.

### III.1.2 – Remuneração de Capital – RC

23. A Remuneração de Capital representa o retorno sobre o capital investimento pelas empresas, ou seja, a rentabilidade. Seu cálculo é realizado a partir da Base de Remuneração Líquida – BRL e da Taxa Regulatória de Remuneração do Capital (*WACC*), conforme equação a seguir.

$$RC_i = (BRRl_{i-1}) \cdot r_{WACC_{pré}}$$

Em que:

RC<sub>i</sub>: remuneração de capital no ano *i*;  
 r<sub>WACC<sub>pré</sub></sub>: Taxa Regulatória de remuneração do capital real antes dos impostos; e  
 BRRl<sub>i-1</sub>: Base de remuneração regulatória líquida no ano *i-1*.

24. A Base de Remuneração Líquida ao final de cada período é dada pela BRL do período anterior descontada da depreciação acumulada entre o período anterior e o atual. A RC aplica-se tanto às instalações classificadas como RBSE quanto RBNI.

### III.1.3 – Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis – CAIMI

25. O Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis é a parcela do CAA destinada a remunerar as instalações da Base de Anuidade Regulatória – BAR, composta basicamente por ativos não elétricos de curta vida útil regulatória, como veículos, *softwares*, *hardwares*, móveis, utensílios, máquinas e equipamentos administrativos, dentre outros.

2. Conforme estabelecido no Submódulo 9.1 dos Proret, a BAR é equivalente a 0,86% (zero vírgula oitenta e seis por cento) do Ativo Imobilizado em Serviço – AIS, incluindo terrenos e servidões. A BAR é então decomposta nos seguintes grupos:

$$BAR = BAR_a + BAR_v + BAR_i$$

Em que:

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



P7 da NOTA TÉCNICA Nº 58/2024/STR/ANEEL, de 19/4/2024.

BARa: Montante da BAR referente aos investimentos considerados para infraestrutura de imóveis de uso administrativo (82,45% da BAR);

BARv: Montante da BAR referente aos investimentos em veículos (7,38% da BAR); e

BARi: Montante da BAR referente aos investimentos em sistemas de informática (10,17% da BAR).

26. A partir dos valores decompostos da BAR, calcula-se o CAIMI, conforme equação a seguir:

$$CAIMI = CAL + CAV + CAI$$

Em que:

CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis;

CAL: Custo Anual de Aluguéis;

CAV: Custo Anual de Veículos; e

CAI: Custo Anual de Sistema de Informática.

3. O Custo Anual de Aluguéis (CAL) é calculado de acordo com a Equação a seguir:

$$CAL = BAR_a * \left[ \frac{r_{WACC_{pré}}}{1 - \frac{1}{(1 + r_{WACC_{pré}})^{VU_a}}} \right]$$

Em que:

CAL: Custo Anual de Aluguéis;

BARa: Montante da Base de Anuidade Regulatória referente aos investimentos considerados para infraestrutura de imóveis de uso administrativo; e

VUa: Vida útil. Considera-se o valor definido no MCPSE, sendo 91% referente ao TUC “230.01 – Equipamento Geral – Móveis e Utensílios” e 11% referente ao TUC “215.09 – Edificação – Outras”.

rWACCpré: Taxa regulatória de remuneração do capital real antes dos impostos, aplicável ao segmento de transmissão.

4. O Custo Anual de Veículos (CAV) é calculado da seguinte forma:

$$CAV = BAR_v * \left[ \frac{r_{WACC_{pré}}}{1 - \frac{1}{(1 + r_{WACC_{pré}})^{VU_v}}} \right]$$

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



P8 da NOTA TÉCNICA Nº 58/2024/STR/ANEEL, de 19/4/2024.

Em que:

CAV: Custo Anual de Veículos;

BARv: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos em veículos;

VUv: Vida útil. Considera-se o valor definido no MCPSE, referente ao TUC “615.01 – Veículos”; e

rWACCpré: Taxa regulatória de remuneração do capital real antes dos impostos, aplicável ao segmento de transmissão.

5. O Custo Anual de sistemas de Informática (CAI) é calculado da seguinte forma:

$$CAI = BAR_i * \left[ \frac{r_{WACC_{pré}}}{1 - \frac{1}{(1 + r_{WACC_{pré}})^{VU_i}}} \right]$$

Em que:

CAI: Custo Anual de Sistemas de Informática;

BARi: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos em sistemas de informática;

VUi: Vida útil. Considera-se o valor definido no MCPSE, sendo 70% referente ao TUC “535 - Software” e 30% referente ao TUC “235 – Equipamento Geral de Informática”; e

rWACCpré: Taxa regulatória de remuneração do capital real antes dos impostos, aplicável ao segmento de transmissão.

6. O CAIMI aplica-se às instalações classificadas como RBSE, às instalações classificadas como RBNI Indenizada e, por fim, às instalações classificadas RBNI.

### III.1.4 – Remuneração de Obrigações Especiais – RC<sub>OE</sub>

27. A Remuneração de Obrigações Especiais trata da parcela do CAA destinada a remunerar os ativos vinculados à conta de Obrigações Especiais das transmissoras. Aplica-se tanto às instalações classificadas como RBSE, quanto classificadas como RBNI. O valor da RC<sub>OE</sub> é calculado conforme formulação a seguir, descrita no Submódulo 9.1 dos Proret:

$$RC_{OE} = \left( \frac{PRN + PRP}{(1 - t)} \right) \times 0,5 \times P \times \frac{CAOM}{CAOM + CAA - RC_{OE}} \times OES_b$$

Em que:

RC<sub>OE</sub>: Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais;

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







P9 da NOTA TÉCNICA Nº 58/2024/STR/ANEEL, de 19/4/2024.

PRN: Prêmio de Risco do Negócio e Financeiro, conforme valores encontrados no ano histórico de referência ( $\text{ano}_t$ ), mais recente em relação ao ano de aplicação ( $\text{ano}_A$ );

PRP: Prêmio de Risco-País, conforme série EMBI+ Br, com janela formada pelos últimos dez anos em relação ao ano de referência (inclusive). Inclui dados de janeiro do  $\text{ano}_{t-9}$  a dezembro do  $\text{ano}_t$ ;

t: Impostos e Contribuições sobre a Renda;

P: Participação do Capital Próprio no Capital Total, conforme valores encontrados no ano histórico de referência ( $\text{ano}_t$ ), que é o ano mais recente em relação ao ano de aplicação ( $\text{ano}_A$ );

CAOM: Custos de Administração, Operação e Manutenção;

CAA: Custo Anual dos Ativos; e

OES<sub>b</sub>: Obrigações Especiais Brutas.

### III.2 – CUSTOS DE ADMINISTRAÇÃO, OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO – CAOM

28. Os custos operacionais regulatórios a serem considerados neste processo de revisão referentes ao ciclo 2023-2024 foram estabelecidos com base nos valores preliminares que constam na minuta de regulamento<sup>4</sup> disposta na CP nº 31/2023, a partir da formulação a seguir:

$$CAOM_t = CAOM_{\text{base}} + CAOM_{\text{ad}}$$

Em que:

CAOM<sub>t</sub>: Custos Operacionais Regulatórios totais associados ao contrato de concessão;

CAOM<sub>base</sub>: Custos Operacionais Regulatórios associados às instalações de transmissão vinculadas ao contrato de concessão e que estavam em operação comercial até 30 de junho de 2021, conforme estabelecido no submódulo 9.1 dos Proret;

CAOM<sub>ad</sub>: Custos Operacionais Regulatórios associados às instalações de transmissão que tenham entrado em operação comercial entre 1º de julho de 2021 e 31 de janeiro de 2023.

29. Destaca-se que o componente CAOM<sub>ad</sub> é calculado a partir da multiplicação dos pesos<sup>5</sup> atribuídos pelo modelo DEA (*Data Envelopment Analysis*) e discriminados no Anexo I do submódulo 9.1 dos Proret, pela variação de cada um dos produtos apresentados na Tabela 1 do referido submódulo, no período compreendido entre 1º de julho de 2021 a 31 de janeiro de 2023, data de corte para o processamento da revisão.

30. O cálculo preliminar do CAOM<sub>ad</sub> foi realizado no âmbito da CP nº 31/2023, conforme memória de cálculo anexa à Nota Técnica nº 93/2023-STR-SCE-SFF/ANEEL. Porém, o cálculo foi reprocessado para considerar as instalações de transmissão que entraram em operação comercial entre

<sup>4</sup> Submódulo 9.1 dos Proret.

<sup>5</sup> custos operacionais unitários atribuídos pelo DEA a cada produto.

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





P10 da NOTA TÉCNICA Nº 58/2024/STR/ANEEL, de 19/4/2024.

1º de julho de 2021 e 31 de janeiro de 2023<sup>6</sup>, cuja parcela de custo operacional correspondente não foi contemplada nos montantes de CAOM<sub>ad</sub> apresentados na abertura da CP nº 31/2023.

31. Além disso, de modo a compatibilizar a receita a ser recebida pelas concessionárias a partir de 1º/7/2023, foram incorporadas no cálculo do CAOM<sub>ad</sub>, as variações de produto associadas às instalações de transmissão desativadas ou transferidas até 30/6/2023, cujo cancelamento da parcela da RAP correspondente já tenha sido processada pela ANEEL nos processos de reajuste da RAP e que ainda não havia sido contemplada nos montantes de CAOM<sub>ad</sub> apresentados na abertura da CP nº 31/2023.

32. Por fim, caso a Diretoria da ANEEL aprove no fechamento da CP nº 31/2023, qualquer aprimoramento metodológico que altere o montante de custos operacionais regulatórios das concessionárias prorrogadas, os valores definitivos desses custos serão devidamente considerados no fechamento desta Consulta Pública.

### III.3 – OUTRAS RECEITAS

33. As Outras Receitas referem-se ao montante obtido pelas concessionárias de transmissão mediante a exploração de outras atividades empresariais. Conforme determina o Contrato de Concessão, a receita auferida com outras atividades deverá ter parte ou todo destinada a contribuir para a modicidade tarifária, nos termos transcritos a seguir.

***“Quarta Subcláusula – O exercício de outras atividades empresariais dependerá de prévia autorização da ANEEL até que seja expedida regulamentação específica. A receita auferida com outras atividades deverá ter parte ou todo destinada a contribuir para a modicidade das tarifas do SERVIÇO PÚBLICO DE TRANSMISSÃO, a qual será considerada nos reajustes e revisões de que tratam as Cláusulas Sétima e Oitava deste TERMO ADITIVO.”*** (grifo nosso).

34. A metodologia de compartilhamento de Outras Receitas está definida no item 9 do submódulo 9.1 dos Proret e, em resumo, baseia-se na avaliação dos contratos vigentes no momento da revisão (1º/7/2023), cujas receitas poderão ser auferidas no período subsequente à revisão sob análise (1º/7/2023 a 30/6/2023) para se estimar os ganhos presumidos do prestador do serviço pela exploração de outras atividades empresariais, que deverão ser compartilhados com os usuários do serviço público regulado, visando contribuir para a modicidade tarifária.

35. Conforme estabelece o submódulo 9.1 dos Proret, tais atividades podem ser subdivididas em complementares ou atípicas:

<sup>6</sup> Para as instalações em operação comercial a partir de 1º/2/2023, permanece a parcela de custo operacional definida no processo de autorização.

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



P11 da NOTA TÉCNICA Nº 58/2024/STR/ANEEL, de 19/4/2024.

- a) **Atividades complementares:** são aquelas cujas despesas não são claramente identificadas e já estão cobertas pela receita advinda da atividade regulada. Enquadram-se nesse subgrupo os contratos de compartilhamento de infraestrutura e sistemas de comunicação; e
- b) **Atividades atípicas:** são aquelas às quais se impõem critérios de administração e gestão que permitam total distinção de contabilização dos custos e resultados. Destacam-se nessa categoria receitas advindas da prestação de serviços a terceiros (operação e manutenção, consultoria e engenharia).

36. Cabe destacar o tratamento dado às receitas de atividades complementares referentes ao Compartilhamento de Infraestrutura, associado aos custos de implantação, cujos valores serão destinados à modicidade tarifária uma única vez, no primeiro processo de revisão periódica da RAP subsequente à assinatura do contrato de compartilhamento (CCI), diluído até a revisão subsequente.

37. Além disso, foi aplicado o entendimento constante do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 2/2023-STR-SFF-SCE/ANEEL<sup>7</sup>, de que a taxa de conservação associada a contratos de Compartilhamento de Infraestrutura (CCI) possui natureza de serviços de operação e manutenção (atividade atípica) e, portanto, deve ser tratada como tal para fins de captura de Outras Receitas.

38. Por fim, ressalta-se que a metodologia de compartilhamento de Outras Receitas, baseia-se nas estimativas de receita líquida e lucro líquido auferidos com a execução da atividade e varia conforme a sua natureza (complementar ou atípica). Modo geral, adota-se uma divisão equânime<sup>8</sup>, entre usuários e concessionárias, do lucro líquido obtido. Adicionalmente, no caso de atividades complementares, o percentual regulatório da receita que seria atribuído às despesas também é integralmente revertido à modicidade tarifária, uma vez que estas já foram incluídas na receita da atividade regulada, conforme estabelecido no submódulo 9.1 dos Proret.

### III.4 – ENCARGOS SETORIAIS E TRIBUTOS

39. Aplica-se aos contratos de concessão de transmissão prorrogados, à título de encargos setoriais, os seguintes componentes: Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, na alíquota de 0,4%; e encargo de Pesquisa e Desenvolvimento do setor elétrico – P&D, na alíquota de 1%.

<sup>7</sup> SIC nº 48580.002273/2023-00.

<sup>8</sup> Exceção à regra tem-se as receitas auferidas com contratos de Compartilhamento de Infraestrutura com prestadores de serviço público (CCI), cuja receita líquida, excetuando-se custos adicionais comprovados, é totalmente destinada à modicidade tarifária, nos termos do submódulo 9.1 dos Proret.

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



P12 da NOTA TÉCNICA Nº 58/2024/STR/ANEEL, de 19/4/2024.

40. Quanto ao Programa de Integração Social – PIS e à Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS, informa-se que os montantes associados a esses tributos não são incorporados à RAP homologada dessas concessionárias. Esses valores são incluídos diretamente nos Avisos de Crédito – AVC emitidos pelo ONS.

### III.5 – INSTALAÇÕES CLASSIFICADAS COMO RBSE

41. Como resultado da Audiência Pública – AP nº 68/2016, a ANEEL aprovou a REN nº 762, de 2017, posteriormente substituída pela REN nº 918, de 2021, que estabeleceu os procedimentos e critérios a serem utilizados no cálculo da receita decorrente do disposto na Portaria MME nº 120, de 2016, nos termos da Lei nº 12.783, de 2013.

42. Em resumo, as normas mencionadas determinaram o cálculo de uma Receita anual para a remuneração das instalações classificadas como RBSE, dividida em duas componentes:

- (i) A primeira, denominada componente econômica, refere-se ao custo de capital dos ativos classificados como RBSE e ainda não depreciados na data-base da revisão. Essa parcela de receita é devida às transmissoras prorrogadas enquanto tais ativos não estiverem totalmente depreciados;
- (ii) A segunda, denominada componente financeira, refere-se ao custo de capital dos ativos RBSE, que não foi pago às transmissoras entre 1º janeiro de 2013 e 30 de junho de 2017, cujo pagamento se dará até o ciclo tarifário 2027-2028.

#### III.5.1 – Componente Econômica

43. As Bases de Remuneração Regulatórias – BRR a serem utilizadas no cálculo da componente econômica da Portaria MME nº 120/2016, referente à RBSE, foram informadas pela SFF por meio do Memorando nº 56/2024-SFF/ANEEL, na data-base de 31 de janeiro de 2023, nos termos do Submódulo 9.1 dos Proret.

44. Destaca-se que essas Bases de Remuneração se encontram blindadas, pois já foram objeto de valoração em processos anteriores, porém foram consideradas as baixas e desmobilizações ocorridas entre 1º de fevereiro de 2018 e 31 de janeiro de 2023. Além disso, os valores informados pela SFF foram atualizados pelo IPCA para preços de junho de 2023, data de referência da revisão em processamento.

45. A partir das BRR apresentadas, das regras dispostas no Submódulo 9.1 dos Proret e considerando que a receita revisada tem vigência a partir de 1º/7/2023, foi calculado o Custo Anual do Ativos – CAA (componente econômico) associado à RBSE, considerando a projeção da depreciação

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



P13 da NOTA TÉCNICA Nº 58/2024/STR/ANEEL, de 19/4/2024.

acumuladas das instalações até 30/6/2023<sup>9</sup> e o Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) real depois de impostos no valor de 7,26%, conforme aprovado no Despacho nº 829, de 2023. Os valores obtidos são apresentados na Tabela 4, a preços de junho de 2023, e devem ser aplicados a partir de 1º/7/2023.

46. Importante ressaltar que a totalidade dos valores associados à rubrica de Almoarifado em Operação, conforme apresentado pelas concessionárias, foi considerada no cálculo do componente econômico da RBSE. No entanto, esse montante engloba todos os contratos de uma mesma empresa, incluindo os contratos licitados detidos pela concessionária. Logo, é esperado que ao final da Consulta Pública, ocorra uma redução desses valores, à medida que a SFF proceda à alocação proporcional desses valores, considerando apenas aos contratos prorrogados.

47. Os montantes discriminados na Tabela 2 consideram, além da componente econômica da Portaria MME nº 120/2016, o CAIMI associado à RBSE e à RBNI indenizada, a Remuneração de Obrigações Especiais referentes à RBSE, a dedução das Outras Receitas destinadas à modicidade tarifária e os encargos setoriais, conforme memória de cálculo anexa ao Processo.

**Tabela 2 – Componente Econômico da RBSE revisado (R\$), a preços de junho de 2023.**

Concessionária	Contrato	QRR + RC	CAIMI <sup>1</sup>	Remuneração Obrigações Especiais	Outras Receitas	Encargos Setoriais	Econômico PRT 120/2016 Total Revisado
CEEE-T	055/2001	122.348.679,35	7.972.282,14	192.333,01	-816.758,90	1.841.532,96	131.538.068,55
EDP GOIÁS	063/2001	35.285.620,06	1.373.895,44	25.049,31	-220.708,03	517.742,39	36.981.599,17
CEMIG-GT	006/1997	103.532.169,47	9.838.948,30	1.066.822,40	-1.135.414,43	1.608.757,97	114.911.283,72
CHESF	061/2001	922.934.623,09	58.293.182,86	8.823.937,88	-14.908.681,47	13.845.844,70	988.988.907,06
COPEL-GT	060/2001	109.061.061,38	6.757.744,75	12.823,29	-954.651,68	1.631.113,27	116.508.091,01
CTEEP	059/2001	588.594.668,88	45.862.335,38	4.172.136,36	-6.255.945,42	8.978.929,75	641.352.124,94
ELETRONORTE	058/2001	333.394.272,90	25.060.113,78	5.979.344,02	-7.474.334,05	5.068.389,00	362.027.785,66
ELETROSUL	057/2001	85.640.166,81	16.493.833,45	1.470.480,65	-2.166.742,67	1.440.292,43	102.878.030,67
FURNAS	062/2001	1.265.772.029,19	93.749.459,15	2.138.448,20	-9.450.771,32	19.199.724,46	1.371.408.889,68
<b>TOTAL</b>		<b>3.566.563.291,14</b>	<b>265.401.795,23</b>	<b>23.881.375,13</b>	<b>-43.384.007,97</b>	<b>54.132.326,93</b>	<b>3.866.594.780,47</b>

<sup>1</sup> Considera o CAIMI associado à RBSE e à RBNI indenizada.

<sup>9</sup> Destaca-se que as transmissoras prorrogadas iniciaram o recebimento do componente econômico da RBSE em 1º/7/2017. Naquela ocasião, foi considerada uma Base de Remuneração Regulatória (BRR) depreciada até a data de 30 de junho de 2017. Desde então, essas empresas têm recebido de forma ininterrupta a restituição (Quota de Reintegração Regulatória) dos valores não depreciados da RBSE no período de 1º/7/2017 até 30/6/2023. Portanto, para os fins da presente revisão, é necessário considerar a depreciação acumulada dessas instalações até 30/6/2023, para que não ocorra restituição em duplicidade.

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



P14 da NOTA TÉCNICA Nº 58/2024/STR/ANEEL, de 19/4/2024.

48. Quanto ao montante destinado à modicidade tarifária referente às Outras Receitas, informa-se que tais valores foram consideradas na RAP das concessionárias deduzindo o componente econômico da Portaria MME nº 120/2016.

49. Por fim, após análise, foram identificados três erros materiais no cálculo final dos valores de Outras Receitas revertidos para a modicidade tarifária, realizado no âmbito do processo de revisão da RAP de 2018. Sendo assim, os erros foram corrigidos e foram calculadas Parcelas de Ajuste de modo a compensar as diferenças decorrentes das correções efetuadas.

50. Dado que as Outras Receitas são deduzidas da RAP das empresas, as diferenças identificadas impactaram os montantes recebidos no período de 1º/7/2018 a 30/6/2023. A Tabela 3 apresenta os erros identificados e o valor anual das diferenças apuradas, a preços de junho de 2018.

**Tabela 3 – Erros materiais identificados Outras Receitas da RTP de 2018 (R\$), a preços de junho de 2018.**

Transmissora	Contrato	Contrato Outras Receitas	Agente Contratante	Valor para Modicidade Correto (R\$)	Valor para Modicidade RTP 2018 (R\$)	Diferença Anual (R\$)	Erro Identificado
EDP GOIÁS	063/2001	17798 - (2º TA)	Furnas Centrais Elétricas	26.006,89	2.600,69	-23.406,21	Classificação da atividade. Correto é Compartilhamento de Infraestrutura (estava Serviços de Engenharia).
CTEEP	059/2001	Anexo 15	Bandeirante Energia (Atual EDP SP)	371.652,90	-1.113.566,74	-1.485.219,64	Percentual de ISS. Correto é 3,88% (estava 388%).
FURNAS	062/2001	40001838	Telecomunicações Brasileiras S.A.	2.596.172,44	3.461.563,26	865.390,81	Classificação da atividade. Correto é Sistemas de Comunicação (estava Compartilhamento de Infraestrutura).

51. Diante do exposto, as diferenças anuais apresentadas na Tabela 3 foram atualizadas pelo IPCA para preços de junho de 2023 e foram calculadas Parcelas de Ajuste para compensar essas diferenças no período compreendido entre 1º/7/2018 e 30/6/2023, conforme apresentado na Tabela 4. A memória de cálculo encontra-se em anexo ao Processo.

**Tabela 4 – Parcelas de Ajuste – Outras Receitas da RTP de 2018 (R\$), a preços de junho de 2023.**

Transmissora	Contrato	Parcela de Ajuste (R\$)
EDP GOIÁS	063/2001	-156.582,35
CTEEP	059/2001	-9.935.789,62
FURNAS	062/2001	5.789.272,37
<b>TOTAL</b>		<b>-4.303.099,60</b>

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



P15 da NOTA TÉCNICA Nº 58/2024/STR/ANEEL, de 19/4/2024.

52. A Tabela 5 apresenta um comparativo entre o componente econômico da Portaria MME nº 120/2016 revisado e o valor que foi considerado no ciclo 2023-2024, conforme aprovado no Despacho ANEEL nº 4.675/2023, que tratou dos Pedidos de Reconsideração interpostos contra a REH nº 3.217/2023.

**Tabela 5 – Comparativo do componente Econômico da RBSE (R\$), a preços de junho de 2023.**

Concessionária	Contrato	Econômico PRT 120/2016 Total Revisado	Econômico PRT 120/2016 Vigente DSP 4.675/2023	Variação (%)
CEEE-T	055/2001	131.538.068,55	202.126.573,71	-34,9%
EDP GOIÁS	063/2001	36.981.599,17	54.767.649,75	-32,5%
CEMIG-GT	006/1997	114.911.283,72	187.739.782,89	-38,8%
CHESF	061/2001	988.988.907,06	1.263.396.930,31	-21,7%
COPEL-GT	060/2001	116.508.091,01	157.339.174,67	-26,0%
CTEEP	059/2001	641.352.124,94	924.617.857,99	-30,6%
ELETRONORTE	058/2001	362.027.785,66	649.238.261,21	-44,2%
ELETROSUL	057/2001	102.878.030,67	214.658.059,44	-52,1%
FURNAS	062/2001	1.371.408.889,68	2.051.889.347,47	-33,2%
<b>TOTAL</b>		<b>3.866.594.780,47</b>	<b>5.705.773.637,44</b>	<b>-32,2%</b>

53. A redução do componente econômico da RBSE, da ordem de R\$ 1,84 bilhão, era esperada, pois os valores fixados pelo Despacho nº 4.675/2023 não levaram em consideração o efeito da depreciação acumulada e das baixas ocorridas na RBSE no período de 2018 a 2023 que agora estão refletidas nos valores revisados. Inclusive, esse foi um dos aspectos considerados pela Diretoria da ANEEL quando decidiu por não postergar por mais um ano o processamento da revisão de 2023.

54. Os valores revisados apresentados na Tabela 5 devem ser rateados pelo Valor Novo de Reposição – VNR de cada módulo da BRR classificado como RBSE, excluídos aqueles ativos totalmente depreciados em 30 de junho de 2023, conforme metodologia constante do art. 7º da REN nº 918, de 2021.

### III.5.2 – Componente Financeira

55. Conforme já mencionado, a componente financeira da Portaria MME nº 120/2016 refere-se ao custo de capital dos ativos RBSE, que não foi pago às transmissoras entre 1º janeiro de 2013 e 30 de junho de 2017. A metodologia de cálculo desses montantes foi inicialmente definida por meio da REN nº 762, de 2017, porém sofreu significativas alterações ao longo do tempo, como o reperfilamento dos pagamentos dos valores devidos entre os ciclos 2020-2021 a 2027-2028, que foi aprovado na 4ª Reunião Pública Extraordinária de Diretoria de 2021, ocorrida em 22 de abril de 2021, e homologado nas Resoluções Homologatórias nº 2.845/2021 a nº 2.853/2021.

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



P16 da NOTA TÉCNICA Nº 58/2024/STR/ANEEL, de 19/4/2024.

56. Tal decisão foi objeto de Pedidos de Reconsideração interpostos pela Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia – Abiape, Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e Consumidores Livres – Abrace, Energia Sustentável do Brasil S.A. – ESBR e Norte Energia S.A. – Nesa, os quais foram apreciados pela Diretoria da ANEEL na 10ª Reunião Pública Ordinária de 2024, ocorrida em 9 de abril de 2024.

57. Diante do exposto, ressalta-se que os valores definitivos da componente financeira da Portaria MME nº 120/2016 a serem pagos entre os ciclos tarifários 2020-2021 a 2027-2028 não fazem parte do escopo desse processo de revisão, uma vez que estão sendo discutidos no âmbito dos Processos nºs 48500.000745/2019-82, 48500.000746/2019-27, 48500.000747/2019-71, 48500.000748/2019-16, 48500.000749/2019-61, 48500.000750/2019-95, 48500.000751/2019-30, 48500.000752/2019-84 e 48500.000753/2019-29.

58. Sendo assim, os valores dessa componente não serão discutidos na presente nota técnica, pois, uma vez que os valores definitivos sejam aprovados, eles devem apenas ser atualizados pelo IPCA e aplicados nos processos de reajuste anuais da RAP até que sejam plenamente compensados.

59. Destaca-se, ainda, que não se aplica a essa parcela de receita a PA Postergação de que trata o Despacho nº 402, de 2023, uma vez que os valores homologados para o ciclo vigente, 2023-2024, por meio da REH nº 3.217/2023, estão de acordo com os valores homologados nas REH nº 2.845/2021 a nº 2.853/2021.

### III.5.3 – Custos Operacionais

60. Os custos operacionais (CAOM) a serem atribuídos às instalações classificadas como RBSE constam na Tabela 6 e foram calculados a partir da diferença entre os custos operacionais regulatórios totais, calculados conforme apresentado na seção III.2 desta Nota Técnica, e os custos operacionais atribuídos à base incremental, conforme procedimento detalhado na seção III.6 desta Nota Técnica.

**Tabela 6 – Custos Operacionais revisados associados à RBSE (R\$), a preços de junho de 2023.**

Concessionária	Contrato	CAOM PRT 579/2012 Total Revisado <sup>1</sup>	CAOM PRT 579/2012 Vigente DSP 4.675/2023 <sup>1</sup>	Varição (%)
CEEE-T	055/2001	382.011.009,44	403.080.223,58	-5,2%
EDP GOIÁS	063/2001	64.323.093,98	70.668.818,13	-9,0%
CEMIG-GT	006/1997	243.019.406,01	242.208.804,74	0,3%
CHESF	061/2001	958.516.713,57	1.021.441.531,08	-6,2%
COPEL-GT	060/2001	157.885.204,17	155.392.098,67	1,6%

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





P17 da NOTA TÉCNICA Nº 58/2024/STR/ANEEL, de 19/4/2024.

CTEEP	059/2001	804.481.874,11	824.945.748,68	-2,5%
ELETRONORTE	058/2001	588.115.002,10	601.595.328,13	-2,2%
ELETROSUL	057/2001	353.259.701,75	360.865.133,41	-2,1%
FURNAS	062/2001	1.292.124.881,73	1.244.996.354,32	3,8%
<b>TOTAL</b>		<b>4.843.736.886,88</b>	<b>4.925.194.040,74</b>	<b>-1,7%</b>

1. Considera encargos setoriais e o CAOM associado à RBNI Indenizada.

61. O CAOM apresentado na Tabela 6 deve ser rateado pelos módulos classificados como RBSE vinculados ao respectivo Contrato de Concessão e que estejam em operação comercial na data da revisão, com base no Valor Novo de Reposição – VNR. Essa parcela de receita compõe a receita de que trata a Portaria MME nº 579/2012.

### III.6 – INSTALAÇÕES CLASSIFICADAS COMO RBNI INDENIZADA

62. Trata-se das instalações autorizadas que entraram em operação comercial entre 1º de junho de 2000 e 30 de junho de 2012 e foram objeto de indenização nos termos da Portaria Interministerial nº 580/MME/MF, de 1º de novembro de 2012. Uma vez que o investimento associado a essas já foi indenizado às transmissoras, tais ativos não fazem jus à Remuneração de Capital, nem Quota de Reintegração Regulatória. Porém, fazem jus ao CAOM (incorporado na Tabela 6) e CAIMI (incorporado na Tabela 2).

### III.7 – INSTALAÇÕES CLASSIFICADAS COMO RBNI

63. Conforme a Segunda Subcláusula da Cláusula Oitava dos contratos de concessão de transmissão prorrogados nos termos da Lei nº 12.783/2013 “(...) as receitas das **INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO** decorrentes de regulamento ou autorizadas por Resolução específica serão revisadas, periodicamente, nas mesmas datas e condições estabelecidas no caput desta Cláusula.”

64. Adicionalmente, o item 6.5 do submódulo 9.1 dos Proret define os procedimentos a serem aplicados à revisão da parcela adicional de RAP das instalações autorizadas. O objetivo principal da revisão é recalcular o VNR dos reforços e melhorias com base no Banco de Preços de Referência ANEEL – BPR vigente no momento da revisão e estabelecer a nova parcela adicional de receita com base nos parâmetros regulatórios atuais para vigorar até a próxima revisão periódica.

65. Não obstante, a forma de valoração dos investimentos associados aos reforços e melhorias pode variar a depender do tipo de obra realizada. O submódulo 9.1 dos Proret detalha as formas de valoração possíveis e em quais situação aplica-se cada uma delas. Em resumo, os investimentos podem ser valorados pelo BPR ANEEL, pelo Valor Original Contábil– VOC fiscalizado e atualizado ou por uma combinação desses métodos, no caso de ativos que não constituem uma unidade modular completa cuja

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



P18 da NOTA TÉCNICA Nº 58/2024/STR/ANEEL, de 19/4/2024.

obra seja executada em instalações com o Tipo de Unidade de Cadastro – TUC discriminado na Tabela 5 do submódulo 9.1.

66. Os reforços e melhorias em processo de revisão pela primeira vez compõe a base incremental das transmissoras. Em contrapartida, os reforços e melhorias que já passaram por revisão periódica passam a incorporar a base blindada, tendo tratamento conforme estabelece o item 6.2.1 do submódulo 9.1 dos Proret.

67. Destaca-se que a valoração dos investimentos associados à base incremental consta dos laudos de avaliação encaminhados pelas transmissoras, sujeitos à fiscalização da SFF. Importante ressaltar que os investimentos valorados por meio do BPR devem contemplar os Juros sobre Obra em Andamento (JOA), conforme metodologia descrita no submódulo 9.1 dos Proret, bem como os descontos relativos ao benefício do Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI), nos termos da Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007 e da Portaria MME nº 318, de 1º de agosto de 2018.

68. Entretanto, não se aplica descontos relativos ao benefício do REIDI para as melhorias de pequeno porte oriundas da Resolução Normativa (REN) nº 443/2011, REN nº 643/2014, REN nº 905/2021 e REN nº 1.020/2022, desde que não sejam objeto de resoluções autorizativas específicas emitidas pela ANEEL, Contrato de Conexão às Instalações de Transmissão (CCT) ou Contrato de Compartilhamento de Infraestrutura (CCI).

69. Em contrapartida, os investimentos valorados por meio de VOC já consideram o montante referente ao JOA e descontos relativos ao benefício do REIDI em sua composição, conforme consta no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE).

70. Outro tratamento a ser aplicado sobre o VNR, refere-se ao desconto decorrente de vida útil remanescente nos casos de substituições de equipamentos classificadas como melhoria. De acordo com a versão 2.0 do submódulo 9.7 dos Proret, aprovada pela REN nº 1.020/2022 e vigente desde 1º/1/2023, aplica-se desconto em função de vida útil remanescente na seguinte situação:

*“27. Caso o equipamento substituído tenha sido indenizado, a exemplo do estabelecido na Lei n.º 12.783, de 11 de janeiro de 2013, exceto no caso de substituições por reforço, as parcelas de receita referentes à amortização e à remuneração do investimento para o equipamento substituído serão calculadas com base no VNR descontado de parcela correspondente ao percentual de vida útil remanescente do equipamento substituído, considerando-se a vida útil calculada a partir da taxa de depreciação estabelecida no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE.”*

71. Dessa forma, foi aplicado o referido desconto nos casos de substituição de equipamentos,

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



P19 da NOTA TÉCNICA Nº 58/2024/STR/ANEEL, de 19/4/2024.

classificadas como melhoria, desde que executadas em instalações classificadas como RBNI Indenizada, que foram objeto de indenização por meio da Portaria MME/MF nº 580/2012.

72. Assim como nas instalações classificadas como RBSE, as parcelas de RAP associadas às instalações classificadas como RBNI também possuem a parcela referente ao Custos Anual dos Ativos (CAA), aos Custos de Administração, Operação e Manutenção (CAOM) e aos Encargos Setoriais.

73. Contudo, é relevante destacar que, conforme consta no Módulos 3 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, e no submódulo 9.7 dos Proret, a receita revisada de reforços e melhorias deve retroagir à data de entrada em operação comercial dessas obras e eventuais diferenças devem ser compensadas por meio de Parcela de Ajuste, divididas em parcelas iguais, até a revisão periódica da RAP subsequente.

74. Ocorre que, conforme já mencionado, para os contratos de concessão ora tratados, o CAA é calculado considerando um perfil de pagamentos decrescente. Nesse caso, a Quota de Reintegração Regulatória é constante ao longo do tempo e dada pela taxa média de depreciação regulatória multiplicada pelo VNR revisado. Em contrapartida, a Remuneração de Capital é decrescente ao longo do tempo, pois resulta da aplicação do WACC sobre o investimento não depreciado, ou seja, subtraída a depreciação acumulada.

75. No entanto, apesar da referida metodologia considerar um perfil de pagamentos decrescente para as remunerações ao longo do tempo, no período entre revisões o adicional de RAP é constante. Para isso, é anualizado o somatório dos valores presentes da remuneração de cada ano.

76. Isto posto e considerando que a parcela adicional de receita dos reforços e melhorias deve retroagir à data de entrada em operação comercial, foi necessário o cálculo de duas receitas para cada obra, quais sejam: (i) uma parcela de receita a vigorar da data de entrada em operação comercial do reforço ou melhoria até 30/6/2023 e que incorpora a depreciação ocorrida entre essas respectivas datas; e (ii) uma parcela de receita a vigorar entre 1/7/2023 até 30/6/2028, que incorpora a depreciação acumulada da data de entrada em operação comercial do reforço ou melhoria até 30/6/2028.

77. É importante destacar que, em várias obras com receita previamente estabelecida, a data de entrada em operação comercial indicada pela concessionária no laudo de avaliação difere da data registrada no SIGET e homologada pela ANEEL, de acordo com os termos de liberação emitidos pelo ONS. Dessa forma, em caso de divergência, foi considerada a data de entrada em operação comercial que consta no SIGET.

78. Quanto aos valores de CAOM, reforça-se que a metodologia vigente fornece os valores dos custos operacionais regulatórios das transmissoras prorrogadas considerando toda a base de ativos,

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





P20 da NOTA TÉCNICA Nº 58/2024/STR/ANEEL, de 19/4/2024.

contemplando tantos os ativos classificados como RBSE, quanto RBNI.

79. Sendo assim, para fins de rateio e em coerência com o processo autorizativo e com o que foi estabelecido no processo de revisão anterior, para os reforços e melhorias, a parcela de custo operacional, quando cabível, será calculada a partir da aplicação do percentual regulatório de 2,00% sobre o VNR revisado associado ao reforço ou melhoria correspondente. Além disso, não será atribuída parcela de custo operacional para reforços e melhorias em instalações existentes cuja obra não constitua uma unidade modular completa, visto que os custos operacionais são calculados com base em unidades modulares e já serão atribuídas parcelas de receita para operar e manter as unidades modulares existentes com base nos procedimentos descritos anteriormente.

80. Adicionalmente, foi realizada análise preliminar das informações encaminhadas pelas transmissoras, com o objetivo de avaliar a elegibilidade dos ativos e identificar possíveis inconsistências. Contudo, destaca-se que tal análise não substitui nem vincula o processo de validação e fiscalização a ser conduzido pela SFF, com a participação das concessionárias, que resultará, ao final, nos valores de Base de Remuneração Regulatória que deverão ser considerados no presente processo.

81. Nesse sentido, foram considerados preliminarmente inelegíveis os investimentos que:

- a) foram executados em módulos inexistentes (sem IdeMdl válido);
- b) foram executados em módulos que não estão vinculados aos contratos prorrogados;
- c) não contém descrição suficiente para identificar o que foi executado pela concessionária;
- d) já são remunerados por meio da BAR e CAIMI;
- e) já estão contemplados em outros registros do laudo de avaliação (registros em duplicidade);
- f) estão associados a receitas que já foram canceladas e baixadas na revisão da RAP de 2018 ou nos processos de reajuste da RAP subsequentes, conforme decisões da Diretoria da ANEEL;
- g) estão associados a obras que ainda não possuem Termo de Liberação emitido pelo ONS;
- h) já foram totalmente amortizados;
- i) demais situações detalhadas na memória de cálculo anexa ao processo.

82. Também não foram considerados os investimentos associados às obras com data de entrada em operação comercial posterior ao período de elegibilidade desta revisão, encerrado em 31 de janeiro de 2023, conforme estabelecido no submódulo 9.1 do PRORET. Cabe ressaltar que, nos termos do Módulo 3 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, o documento oficial que autoriza e registra a data de entrada em operação comercial de determinada instalação é o Termo de Liberação emitido pelo ONS, devendo este ser considerado pela ANEEL para os propósitos desta revisão.

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





P21 da NOTA TÉCNICA Nº 58/2024/STR/ANEEL, de 19/4/2024.

83. Diante do exposto, informa-se que não foram considerados eventuais investimentos imobilizados antes de 31 de janeiro de 2023, porém associados a obras com Termos de Liberação emitidos com data de entrada em operação comercial posterior ao referido marco, uma vez que a alínea a), inciso IV, do parágrafo 9 do submódulo 9.1 do PRORET estabelece a necessidade de se considerar a data de entrada em operação comercial da obra na avaliação das instalações de transmissão autorizadas que comporão a base incremental de ativos da revisão.

84. Além disso, embora estejam sendo excepcionalmente considerados e regularizados no âmbito deste processo de revisão os investimentos executados antes de 31 de janeiro de 2018, nos termos do Despacho nº 1.107, de 22 de abril de 2021, não foram considerados os investimentos associados a instalações de transmissão que entraram em operação comercial antes de 1º de janeiro de 2012.

85. Ressalta-se que eventuais investimentos não amortizados ou depreciados associados às instalações autorizadas que se encontravam em operação comercial até 31/12/2011, foram objeto de indenização estabelecida pela Portaria Interministerial nº 580, de 1º de novembro de 2012, publicada pelo Ministério de Minas e Energia e Ministério da Fazenda.

86. Acrescenta-se ainda que, antes de concordar com a prorrogação de sua concessão, as empresas detinham conhecimento de sua base de ativos, de seus bens reversíveis não amortizados ou não depreciados, da RAP inicial e da indenização estabelecidas pelas portarias ministeriais. Dessa forma, independentemente de ser identificado algum ativo ou bem reversível que eventualmente não foi considerado para a definição da RAP inicial ou da indenização, o fato de o agente ter concordado com a prorrogação de sua concessão mediante o recebimento da RAP inicial e indenização estabelecidos nessas portarias, significa que esses montantes remuneraram de forma atrativa os serviços de transmissão a serem prestados ao longo do contrato, bem como os bens reversíveis, não amortizados ou não depreciados de sua concessão em operação no momento da prorrogação.

87. Informa-se que foram realizadas compatibilizações de IdeMdl e IdeRct entre o laudo de avaliação apresentado pelas transmissoras e o SIGET, a fim de conciliar esses identificadores, levando-se em consideração, por exemplo, seccionamentos de Linhas de Transmissão. Solicita-se que, em caso de reenvio de informações, os agentes considerem tais compatibilizações nos laudos a serem reenviados.

88. Por fim, com relação às rubricas que são apuradas de forma consolidada tais como Obrigações Especiais e Terrenos e Servidões<sup>10</sup>, para que fosse possível calcular adequadamente a receita revisada foram adotados os seguintes critérios de rateio para se chegar a valores por unidade modular:

---

<sup>10</sup> Não foram apresentados valores de Índice de Aproveitamento Integral (IAI) e Índice de Aproveitamento Depreciado (IAD) e Almoarifado em Operação para reforços e melhorias.

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



P22 da NOTA TÉCNICA Nº 58/2024/STR/ANEEL, de 19/4/2024.

a) Terrenos e servidões: o valor total apurado para os reforços e melhorias foi rateado pelos ativos classificados como Módulo de Infraestrutura ou Linha de Transmissão e que constituem uma unidade modular completa, excluindo-se aqueles classificados como obrigação especial, com base no VNR revisado.

b) Obrigações especiais brutas e obrigações especiais líquidas: o valor total apurado para os reforços e melhorias foi rateado pelos ativos classificados como obrigação especial, com base na RAP vigente no ciclo 2023-2024.

89. É importante ressaltar que, sob a perspectiva regulatória e para efeitos de cálculo de receita, um determinado registro (combinação IdeMdl/IdeRct) é categorizado integralmente como Obrigação Especial ou não é considerado como tal. Em outras palavras, diferentemente do que pode ocorrer no segmento de distribuição, no segmento de transmissão não devem existir ativos *parcialmente* constituídos com recursos de obrigações especiais.

90. Sendo assim, para os registros classificados como Obrigação Especial, espera-se que todo o seu VNR seja referente a essa rubrica. Em contrapartida, para os registros que não são considerados Obrigação Especial, espera-se que o seu VNR não inclua valor algum dessa natureza.

91. No entanto, nos laudos encaminhados pelas empresas, observou-se situações em que foi atribuído valor de Obrigação Especial a ativos que não possuem essa classificação e vice-versa. O rerateio mencionado anteriormente tem o objetivo de sanar essas inconsistências. A planilha de cálculo da receita revisada indica quais registros são considerados como Obrigação Especial para os fins dessa revisão.

92. Será disponibilizada, ainda, uma planilha com o resultado das análises preliminares citadas e as compatibilizações realizadas pela STR. Na Tabela 7 é apresentado apenas um resumo do quantitativo de registros não considerados ou considerados pontualmente por concessionária. Em média, 3,34% do total de registros não foi considerado, mas houve grande variação desse percentual entre as empresas, de 0,85% a 15,63%.

**Tabela 7 – Resumo dos registros considerados e não considerados no presente cálculo.**

Concessionária	Contrato	Registros Considerados	Registros Não Considerados	Percentual de Não Considerados (%)
CEMIG-GT	006/1997	1.880	17	0,90%
CEEE-T	055/2001	2.387	102	4,10%
ELETROSUL	057/2001	1.245	35	2,73%
ELETRONORTE	058/2001	1.171	217	15,63%
CTEEP	059/2001	4.697	235	4,76%

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



P23 da NOTA TÉCNICA Nº 58/2024/STR/ANEEL, de 19/4/2024.

Concessionária	Contrato	Registros Considerados	Registros Não Considerados	Percentual de Não Considerados (%)
COPEL-GT	060/2001	1.039	66	5,97%
CHESF	061/2001	8.138	70	0,85%
FURNAS	062/2001	2.603	55	2,07%
EDP GOIÁS	063/2001	343	14	3,92%
<b>TOTAL</b>		<b>23.503</b>	<b>811</b>	<b>3,34%</b>

### III.7.1 – Reforços e Melhorias com Receita Prévia

93. Quanto aos reforços e melhorias com receita previamente estabelecida, eles são divididos em dois conjuntos: aqueles que já passaram por revisão (base blindada) e aqueles que estão passando por revisão pela primeira vez (base incremental). Em relação à base blindada, o submódulo 9.1 do PRORET estabelece o procedimento a ser adotado nos termos transcritos a seguir:

*“a) A base de remuneração aprovada na revisão periódica anterior deve ser “blindada”. Entende-se como Base Blindada os valores aprovados por laudo de avaliação ajustados, associados aos ativos em operação, excluindo-se as movimentações ocorridas (baixas e depreciação) e as respectivas atualizações (...).”*

94. De acordo com o regulamento, o VNR das instalações que já passaram por revisão deve ser blindado, atualizado pelo IPCA até a data-base da revisão<sup>11</sup> e descontado das eventuais baixas que tenham ocorrido entre revisões. Sendo assim, não é esperado que o VNR das instalações que compõe a base blindada, informado no laudo de avaliação desta revisão e a preços de junho de 2023, seja maior do que o VNR homologado na revisão anterior, também a preços de junho de 2023.

95. Não obstante, é possível que o investimento blindado informado no laudo atual seja menor do que o investimento da revisão de 2018 atualizado. Tal situação pode ocorrer devido às eventuais baixas de ativos que possam ter sido realizadas, resultando em redução do valor total dos respectivos módulos a que estes ativos estavam associados. Portanto, por coerência, foi adotado, no caso da base blindada, o menor valor entre o VNR informado no laudo atual e o VNR homologado na revisão anterior, ambos comparados a preços de junho de 2023.

96. Além disso, ainda com relação à base blindada, os investimentos que foram valorados e constaram no laudo de avaliação da revisão da RAP de 2018, mas que não constaram no laudo de avaliação da revisão da RAP de 2023 foram considerados como baixa de ativos e, conseqüentemente,

<sup>11</sup> 30 de junho de 2023.

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





P24 da NOTA TÉCNICA Nº 58/2024/STR/ANEEL, de 19/4/2024.

tiveram a respectiva parcela de receita cancelada a partir de 1º de julho de 2023.

97. Também foi dado um tratamento específico para os investimentos que não constaram no laudo de avaliação do processo de revisão da RAP de 2018, mas que, naquela oportunidade, foram mantidos na base de remuneração do referido processo, e que, novamente, não constaram no laudo de avaliação da revisão da RAP de 2023.

98. Nesses casos, em coerência com o processo de revisão anterior e com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE), uma vez que tais valores não compõe o Ativo Imobilizado em Serviço (AIS), entende-se mais adequado classificá-los como despesas, de modo que não é devido o pagamento de remuneração de capital sobre esses montantes. Desse modo, os valores não depreciados e amortizados associados a esses registros serão ressarcidos às respectivas transmissoras por meio de Parcela de Ajuste a ser compensada entre 1º de julho de 2024 e 30 de junho de 2025. Esses valores totalizaram R\$ 36.883.325,20, a preços de junho de 2023.

99. Por fim, identificou-se um conjunto de 360 registros (combinação IdeMdl e IdeRct) que compõe a base incremental de ativos, são potencialmente elegíveis ao presente processo de revisão, porém não constaram no laudo de avaliação apresentado pelas concessionárias. Tal situação pode ter ocorrido por diversas razões, tais como:

- a) erro material;
- b) o investimento não foi executado pela empresa;
- c) o investimento foi unitizado posteriormente à data-base do laudo de avaliação;
- d) trata-se de sobra física;
- e) trata-se de sobra contábil;
- f) trata-se de Componente Menor (COM), logo é uma despesa e não investimento;
- g) dentre outros motivos.

100. Dependendo da razão pela qual esses registros não constaram no laudo de avaliação, o tratamento regulatório aplicável pode variar. No entanto, nessa etapa do processo, não é possível identificar a razão pela qual esses registros não constaram no laudo de avaliação. Desse modo, inicialmente, foi atribuído VNR igual a zero para tais lançamentos. Ao longo do processo de validação e fiscalização das informações, as empresas em conjunto com a SFF terão a oportunidade de verificar e justificar a ausência dessas obras no laudo de avaliação. Posteriormente, com base no resultado da análise a ser conduzida pela SFF, a STR aplicará o tratamento regulatório devido a cada uma das situações.

101. A Tabela 8 apresenta os valores revisados da RAP associada aos reforços e melhorias com receita previamente estabelecida.

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





P25 da NOTA TÉCNICA Nº 58/2024/STR/ANEEL, de 19/4/2024.

**Tabela 8 – Receita revisada de Reforços e Melhoria com RAP Prévia (R\$), a preços de junho de 2023.**

Concessionária	Contrato	RAP Revisada Reforços e Melhorias com RAP Prévia	RAP Vigente Reforços e Melhorias com RAP Prévia DSP 4.675/2023	Variação (%)
CEEE-T	055/2001	179.070.630,50	218.589.449,11	-18,1%
EDP GOIÁS	063/2001	97.671.150,99	80.270.465,66	21,7%
CEMIG-GT	006/1997	323.701.489,22	299.491.205,30	8,1%
CHESF	061/2001	444.704.873,46	474.325.488,53	-6,2%
COPEL-GT	060/2001	119.978.777,18	137.194.156,62	-12,5%
CTEEP	059/2001	531.763.441,51	560.741.558,75	-5,2%
ELETRONORTE	058/2001	289.820.971,93	328.119.021,90	-11,7%
ELETROSUL	057/2001	164.043.584,81	172.506.769,30	-4,9%
FURNAS	062/2001	489.953.088,38	586.088.449,13	-16,4%
<b>TOTAL</b>		<b>2.640.708.007,97</b>	<b>2.857.326.564,29</b>	<b>-7,6%</b>

### III.7.2 – Reforços e Melhorias sem Receita Prévia

102. Segundo o Módulo 3 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica em vigor, os reforços e melhorias de pequeno porte terão o correspondente adicional de receita estabelecido no processo de revisão da RAP subsequente a sua entrada em operação comercial.

103. Além disso, por meio do Despacho nº 1.107, de 22 de abril de 2021, a ANEEL decidiu, excepcionalmente para essa revisão periódica, que as obras de pequeno porte que entraram em operação comercial em data anterior a 31 de janeiro de 2018 são elegíveis para a revisão periódica da RAP de 2023 das transmissoras prorrogadas 3, desde que atendidos os requisitos definidos no referido Despacho.

104. Sendo assim, foram calculadas as receitas associadas às obras mencionadas, conforme informações encaminhadas pelas concessionárias no laudo de avaliação, desde que atendidas as condições regulatórias aplicáveis e após a análise preliminar realizada pela STR.

105. A Tabela 9 apresenta os valores revisados da RAP associada aos reforços e melhorias sem receita previamente estabelecida.

**Tabela 9 – Receita revisada de Reforços e Melhoria sem RAP Prévia (R\$), a preços de junho de 2023.**

Concessionária	Contrato	RAP Revisada Reforços e Melhorias sem RAP Prévia
CEEE-T	055/2001	23.951.520,24

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



P26 da NOTA TÉCNICA Nº 58/2024/STR/ANEEL, de 19/4/2024.

Concessionária	Contrato	RAP Revisada Reforços e Melhorias sem RAP Prévia
EDP GOIÁS	063/2001	8.965.053,08
CEMIG-GT	006/1997	47.595.174,33
CHESF	061/2001	247.758.848,48
COPEL-GT	060/2001	20.110.738,87
CTEEP	059/2001	120.841.077,78
ELETRONORTE	058/2001	49.790.824,92
ELETROSUL	057/2001	24.528.126,32
FURNAS	062/2001	84.094.774,56
<b>TOTAL</b>		<b>627.636.138,57</b>

106. Cabe esclarecer que no período entre os ciclos 2018-2019 e 2022-2023, as concessionárias receberam, por meio de anuidade calculada conforme submódulo 9.1 do PRORET, adiantamento de parte dos valores de receita associados à execução das melhorias de pequeno porte sem receita previamente estabelecida. Esse montante totalizou R\$ 669.056.071,97, a preços de junho de 2023, e foi devidamente descontado da Parcela de Ajuste (PA) Retroatividade a ser recebida pelas transmissoras devido à retroatividade das parcelas adicionais de RAP dos reforços e melhorias, conforme mencionado na seção III.8 desta Nota Técnica.

### III.7.3 – Anuidade para Melhorias de Pequeno Porte – Ciclos 2023-2024 a 2027-2028

107. Conforme submódulo 9.1 do PRORET, o valor da anuidade associada à execução das melhorias de pequeno porte deverá ser revisitada, nos seguintes termos:

*“151. (...) Nos processos de revisão da RAP, a anuidade será revisitada, considerando os investimentos efetivamente realizados em melhorias de pequeno porte pelas concessionárias no período entre a revisão anterior e atual, além das demais metodologias vigentes.*

*152. Para a revisão do valor da anuidade, serão consideradas as informações encaminhadas pelas transmissoras no Relatório de Avaliação da Base de Remuneração, devendo ser incluídos nas informações os respectivos números de cadastro no Plano de Modernização das Instalações, quando houver a necessidade de constarem desse Plano, conforme disposto no Módulo 3 das Regras de Transmissão.”*

108. Diante do exposto, a fórmula paramétrica disposta no submódulo 9.1 do PRORET foi revisitada considerando os investimentos efetuados pelas transmissoras prorrogadas em melhorias de

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



P27 da NOTA TÉCNICA Nº 58/2024/STR/ANEEL, de 19/4/2024.

pequeno porte durante o período entre os ciclos 2018-2019 e 2022-2023. Neste contexto, uma vez que o presente processo não trata de aprimoramentos metodológicos, manteve-se o tipo de regressão utilizado no processo de revisão anterior. Esta regressão tem como variável explicativa a relação entre BRL/AIS e como variável dependente o investimento percentual em melhorias, em relação ao AIS.

109. A Tabela 10 apresenta os valores das anuidades para as melhorias de pequeno porte a serem executadas no período entre os ciclos 2023-2024 a 2027-2028. Destaca-se que o referido valor deve retroagir a 1º de julho de 2023, com os devidos ajustes financeiros a serem incorporados no processo de reajuste da RAP do ciclo 2024-2025.

**Tabela 10 – Anuidade para Melhorias de Pequeno Porte (R\$), a preços de junho de 2023.**

Concessionária	Contrato	Anuidade Melhorias
CEEE-T	055/2001	9.321.072,16
EDP GOIÁS	063/2001	3.912.285,92
CEMIG-GT	006/1997	14.295.468,85
CHESF	061/2001	48.442.834,24
COPEL-GT	060/2001	7.633.983,71
CTEEP	059/2001	39.609.057,83
ELETRONORTE	058/2001	19.693.668,45
CGT ELETROSUL	057/2001	9.996.466,24
FURNAS	062/2001	56.792.193,49
<b>TOTAL</b>		<b>209.697.030,89</b>

### III.8 – RESULTADO CONSOLIDADO DA RAP REVISADA

110. Com base nas informações apresentadas nesta Nota Técnica e considerando todas as parcelas de receitas sujeitas ao processo de revisão em questão, as tabelas a seguir apresentam o resultado consolidado da Receita Anual Permitida (RAP) revisada, a preços de junho de 2023, bem como os respectivos índices de reposicionamento. A Tabela 11 consolida a RAP das instalações com receita previamente estabelecida.

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



P28 da NOTA TÉCNICA Nº 58/2024/STR/ANEEL, de 19/4/2024.

**Tabela 11 – Resultado preliminar da revisão da receita para o ciclo 2023-2024, apenas instalações com RAP prévia (R\$), a preços de junho de 2023.**

Concessionária	Contrato	Econômico PRT 120/2016 Revisado [1]	CAOM PRT 579/2012 Revisado [2]	RAP Revisada Reforços e Melhorias com RAP Prévia [3]	RAP Revisada Ciclo 23-24 Instalações com RAP Prévia [4] = [1]+[2]+[3]	RAP Vigente Ciclo 23-24 [5]	Varição (%)
CEEE-T	055/2001	131.538.068,55	382.011.009,44	179.070.630,50	692.619.708,49	823.796.246,40	-15,9%
EDP GOIÁS	063/2001	36.981.599,17	64.323.093,98	97.671.150,99	198.975.844,15	205.706.933,54	-3,3%
CEMIG-GT	006/1997	114.911.283,72	243.019.406,01	323.701.489,22	681.632.178,95	729.439.792,93	-6,6%
CHESF	061/2001	988.988.907,06	958.516.713,57	444.704.873,46	2.392.210.494,09	2.759.163.949,92	-13,3%
COPEL-GT	060/2001	116.508.091,01	157.885.204,17	119.978.777,18	394.372.072,37	449.925.429,96	-12,3%
CTEEP	059/2001	641.352.124,94	804.481.874,11	531.763.441,51	1.977.597.440,56	2.310.305.165,42	-14,4%
ELETRONORTE	058/2001	362.027.785,66	588.115.002,10	289.820.971,93	1.239.963.759,69	1.578.952.611,24	-21,5%
ELETROSUL	057/2001	102.878.030,67	353.259.701,75	164.043.584,81	620.181.317,23	748.029.962,15	-17,1%
FURNAS	062/2001	1.371.408.889,68	1.292.124.881,73	489.953.088,38	3.153.486.859,79	3.882.974.150,92	-18,8%
<b>TOTAL</b>		<b>3.866.594.780,47</b>	<b>4.843.736.886,88</b>	<b>2.640.708.007,97</b>	<b>11.351.039.675,32</b>	<b>13.488.294.242,47</b>	<b>-15,8%</b>

111. A Tabela 12 considera a RAP das instalações sem receita previamente estabelecida.

**Tabela 12 – Resultado preliminar da revisão da receita para o ciclo 2023-2024, incluindo as instalações sem RAP prévia (R\$), a preços de junho de 2023.**

Concessionária	Contrato	RAP Revisada Ciclo 23-24 Instalações com RAP Prévia [1]	RAP Revisada Ciclo 23-24 Instalações sem RAP Prévia [2]	RAP Revisada Ciclo 23-24 Total [3] = [1]+[2]	RAP Vigente Ciclo 23-24 [4]	Varição (%)
CEEE-T	055/2001	692.619.708,49	23.951.520,24	716.571.228,73	823.796.246,40	-13,0%
EDP GOIÁS	063/2001	198.975.844,15	8.965.053,08	207.940.897,23	205.706.933,54	1,1%
CEMIG-GT	006/1997	681.632.178,95	47.595.174,33	729.227.353,28	729.439.792,93	0,0%
CHESF	061/2001	2.392.210.494,09	247.758.848,48	2.639.969.342,57	2.759.163.949,92	-4,3%
COPEL-GT	060/2001	394.372.072,37	20.110.738,87	414.482.811,25	449.925.429,96	-7,9%
CTEEP	059/2001	1.977.597.440,56	120.841.077,78	2.098.438.518,34	2.310.305.165,42	-9,2%
ELETRONORTE	058/2001	1.239.963.759,69	49.790.824,92	1.289.754.584,61	1.578.952.611,24	-18,3%
ELETROSUL	057/2001	620.181.317,23	24.528.126,32	644.709.443,55	748.029.962,15	-13,8%
FURNAS	062/2001	3.153.486.859,79	84.094.774,56	3.237.581.634,35	3.882.974.150,92	-16,6%
<b>TOTAL</b>		<b>11.351.039.675,32</b>	<b>627.636.138,57</b>	<b>11.978.675.813,89</b>	<b>13.488.294.242,47</b>	<b>-11,2%</b>

112. Com base nas tabelas anteriores, observa-se uma redução da RAP das transmissoras prorrogadas no montante de R\$ 2.137.254.567,15 (-15,8%), considerando apenas as instalações com receita previamente estabelecida. No entanto, ao se considerar o acréscimo de RAP associado à inclusão

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





P29 da NOTA TÉCNICA Nº 58/2024/STR/ANEEL, de 19/4/2024.

na BRR das instalações sem receita previamente estabelecida a redução total na RAP é de R\$ 1.509.618.428,58 (-11,2%), a preços de junho de 2023.

### III.9 – PARCELAS DE AJUSTE (PA)

113. A Parcela de Ajuste (PA) é o mecanismo previsto em contrato e estabelecido no Submódulo 9.3 dos Proret para tratar eventuais ajustes financeiros decorrentes das mais diversas situações. No caso da presente revisão, serão consideradas as seguintes PA:

- (i) **PA Retroatividade:** refere-se à retroatividade das parcelas adicionais de RAP dos reforços e melhorias que estão passando pela primeira revisão periódica (base incremental), no período compreendido entre a sua data de entrada em operação comercial até 30 de junho de 2023, conforme previsto no Submódulo 9.7 dos Proret. Essa PA deve ser compensada em parcelas iguais até a revisão subsequente e deduzida dos valores adiantados por meio da anuidade de melhorias de pequeno porte;
- (ii) **PA Postergação:** refere-se às diferenças financeiras decorrentes da postergação da revisão periódica da RAP dos contratos prorrogados de 1º/7/2023 para 1º/7/2024. Essa PA deve ser compensada em parcela única.
- (iii) **PA Outros Ajustes:** refere-se aos demais ajustes mencionados nesta Nota Técnica como, por exemplo, a correção dos erros materiais identificados no cálculo das Outras Receitas revertidas para a modicidade tarifária na revisão de 2018 e o ressarcimento dos valores não amortizados associados às obras que não constaram no laudo de avaliação da revisão da RAP de 2018 e, novamente, não constaram no laudo de avaliação da revisão de 2023.

114. A Tabela 13 apresenta o resultado preliminar das Parcelas de Ajuste mencionadas.

**Tabela 13 – Resultado preliminar das Parcelas de Ajuste (R\$), a preços de junho de 2023.**

Concessionária	Contrato	RBSE (componente econômico)	Reforços e Melhorias		PA Outros Ajustes	PA Total para o Ciclo 2023-2024
		PA Postergação <sup>1</sup>	PA Postergação	PA Retroatividade Anual <sup>2</sup>		
CEEE-T	055/2001	-91.657.719,29	-15.434.603,68	23.199.272,76	0,00	-83.893.050,21
EDP GOIÁS	063/2001	-24.131.774,73	26.365.738,42	36.100.859,37	4.412.892,10	42.747.715,16
CEMIG-GT	006/1997	-72.017.897,90	71.769.892,75	84.112.077,15	1.321.742,60	85.185.814,61
CHESF	061/2001	-337.332.840,76	218.138.233,41	172.436.114,20	9.075.290,07	62.316.796,92
COPEL-GT	060/2001	-38.337.978,15	2.903.241,12	12.347.129,15	0,00	-23.087.607,88
CTEEP	059/2001	-303.729.607,62	88.892.248,60	103.749.999,55	-4.552.920,39	-115.640.279,86
ELETRONORTE	058/2001	-300.690.801,58	11.516.839,61	149.917.404,20	148.242,03	-139.108.315,74

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



P30 da NOTA TÉCNICA Nº 58/2024/STR/ANEEL, de 19/4/2024.

ELETROSUL	057/2001	-119.385.460,43	15.703.195,18	17.654.433,06	1.832.950,63	-84.194.881,56
FURNAS	062/2001	-633.351.930,38	-12.040.586,20	36.777.844,00	20.342.028,56	-588.272.644,02
<b>TOTAL</b>		<b>-1.920.636.010,83</b>	<b>407.814.199,20</b>	<b>636.295.133,44</b>	<b>32.580.225,60</b>	<b>-843.946.452,59</b>

<sup>1</sup> Considera PA Postergação do componente econômico e CAOM da RBSE.

<sup>2</sup> Considera o desconto do montante recebido a título de adiamento por meio da anuidade de melhorias de pequeno porte.

### III.10 – DEMAIS OBSERVAÇÕES

115. Importante ressaltar que quaisquer solicitações para reconhecer valores específicos, como investimentos não depreciados e amortizados relacionados a instalações relicidadas a outros agentes, como no caso da Subestação Porto Alegre 4, anteriormente sob responsabilidade da CEEE-T e relicitada para a concessionária MEZ 5, devem passar por análise, validação e fiscalização da SFF antes de serem reconhecidos e ressarcidos às respectivas transmissoras. Sendo assim, tais solicitações deverão ser, primeiramente, direcionadas à SFF que, sempre que necessário, consultará a SCE e informará à STR sobre eventuais ajustes a serem considerados no cálculo definitivo da revisão.

116. Mesmo procedimento aplica-se aos pleitos que se referem à aplicação do parágrafo 27<sup>12</sup> do submódulo 9.1 do PRORET e outras solicitações específicas que não estão diretamente refletidas no laudo de avaliação (tabela regulatória) encaminhado pelas transmissoras.

### IV – DO FUNDAMENTO LEGAL

117. Os cálculos apresentados nesta Nota Técnica são fundamentados nos seguintes dispositivos legais e regulatórios:

- a) Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;
- b) Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;
- c) Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- d) Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997;
- e) Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004;
- f) Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013;
- g) Versão 4.3 do submódulo 9.1 dos Proret; e
- h) Cláusula Oitava dos Contratos de Concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica prorrogados nos termos da Lei nº 12.783, de 2013.

<sup>12</sup> “27. No caso de substituição autorizada como reforço, sem indicação de reutilização determinada no Plano de Outorgas, em instalações de transmissão sujeitas ao processo de revisão periódica integral da RAP prevista no contrato de concessão que ainda não estejam totalmente amortizadas, deverá ser estabelecido o ressarcimento do valor não depreciado no processo de revisão periódica subsequente à retirada em operação comercial do equipamento, desde que ocorra a devida baixa contábil.”

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





P31 da NOTA TÉCNICA Nº 58/2024/STR/ANEEL, de 19/4/2024.

## V – DA CONCLUSÃO

118. Diante do exposto e com base na aplicação da metodologia vigente, os índices preliminares de reposicionamento e os novos valores de RAP dos Contratos de Concessão nºs 6/1997, 55/2001, 57/2001, 58/2001, 59/2001, 60/2001, 61/2001, 62/2001 e 63/2001 referentes às concessionárias de transmissão prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783, de 2013, correspondem aos valores dispostos na Tabela 12, a preços de junho de 2023, a vigorar retroativamente a partir de 1º de julho de 2023.

119. Houve uma redução da RAP das transmissoras prorrogadas no montante de R\$ 2.137.254.567,15 (-15,8%), considerando apenas as instalações com receita previamente estabelecida. No entanto, ao se considerar o acréscimo de RAP associado à inclusão na BRR das instalações sem receita prévia estabelecida a redução total na RAP é de R\$ 1.509.618.428,58 (-11,2%), a preços de junho de 2023.

120. Além disso, devem ser consideradas a partir de 1º de julho de 2024, devidamente atualizadas pelo IPCA para preços de junho de 2024, as Parcelas de Ajuste dispostas na Tabela 13.

## VI – DA RECOMENDAÇÃO

121. Diante do exposto, recomenda-se o encaminhamento desta Nota Técnica à Diretora Relatora do presente Processo com vistas a instauração de Consulta Pública, pelo prazo de 30 dias, a fim de se discutir com a sociedade o resultado preliminar da segunda Revisão Periódica da RAP dos contratos de concessão de transmissão prorrogados nos termos da Lei nº 12.783, de 2023, com data retroativa de 1º de julho de 2023.

(assinado digitalmente)  
**MATEUS DE OLIVEIRA FERREIRA**  
Especialista em Regulação

(assinado digitalmente)  
**RONALD E. HARDINGE-BAILEY DE AMORIM**  
Especialista em Regulação

**De acordo:**

(assinado digitalmente)  
**CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES**  
Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica

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