

## VOTO

**PROCESSO:** 48500.007747/2022-06

**INTERESSADOS:** Concessionárias de Transmissão prorrogadas pela Lei nº 12.783/2013.

**RELATORA:** Diretora Agnes Maria de Aragão da Costa.

**RESPONSÁVEIS:** Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica (STR); e Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF)

**ASSUNTO:** Proposta de Conclusão da Consulta Pública nº 12/2024 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. RELATÓRIO

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, com periodicidade quinquenal considerando a primeira revisão periódica da Receita Anual Permitida (RAP) em 1º de julho de 2018. Portanto, a segunda revisão estava prevista para ocorrer em 1º de julho de 2023.

**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. No âmbito da Tomada de Subsídios nº 22/2022, dividida em duas fases e com período de

contribuições entre 17 de novembro de 2022 e 2 de março de 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.

3. 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.

4. 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.

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

6. Na 5ª Sessão Pública Ordinária de Distribuição de Processos, de 9 de fevereiro 2024, este processo foi sorteado para minha relatoria.

7. Em 19 de abril de 2024, foi emitida a Nota Técnica nº 58/2024-STR/ANEEL<sup>2</sup>, contendo a instrução de proposta para abertura de Consulta Pública (CP) para a 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.

8. Em 24 de abril de 2024, foi aberta a Consulta Pública (CP) nº 12/2024, com vigência entre 24 de abril a 23 de maio de 2023. O prazo foi prorrogado para 27 de maio de 2023, a pedido das transmissoras.

9. A Resolução Normativa (REN) nº 1.096, de 25 de junho de 2024, aprovou a versão 4.4 do Submódulo 9.1 dos Procedimento de Regulação Tarifária (PRORET), utilizado como referência normativa para a presente revisão periódica.

---

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

<sup>2</sup> Sicnet 48526.001558/2024-00

10. Por meio do Memorando nº 128/2024-SFF/ANEEL<sup>3</sup>, de 8 de julho de 2024, a SFF encaminhou as informações referentes à Base de Remuneração Regulatória – BRR das transmissoras prorrogadas para consideração no presente processo, após conclusão do processo de fiscalização.

11. Em 8 de julho de 2024, foi emitida a Nota Técnica nº 103/2024-STR/ANEEL<sup>4</sup> pela Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica (STR), contendo a instrução de proposta para conclusão da CP nº 12/2024.

12. É o relatório.

## **II. FUNDAMENTAÇÃO**

### **II.1 – Aspectos Gerais**

13. Trata-se de proposta para conclusão da Consulta Pública (CP) nº 12/2024 para a revisão da 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.

14. Todavia, 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. Tendo em vista o encerramento da CP nº 31/2023, que tratou da metodologia de revisão do Submódulo 9.1 do PRORET, compreendendo a definição dos custos operacionais regulatórios, o presente processo pode ser instruído com base na versão 4.4 atualizada, conforme aprovado pela REN nº 1.096/2024. Além disso, a BRR das empresas foi devidamente validada e fiscalizada pela SFF. Assim, as revisões ora tratadas poderão ser processadas em carácter definitivo.

16. Sobre a BRR das transmissoras prorrogadas, cabe apresentar suas subdivisões em:

- i. instalações de transmissão existentes em 31 de maio de 2000, ora denominadas de **RBSE**;

---

<sup>3</sup> Sicnet nº 48536.003958/2024-00

<sup>4</sup> Sicnet nº 48580.002258/2024-00

- ii. 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, ora denominadas de **RBNI Indenizadas**; e
- iii. 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, ora denominadas de **RBNI**.

17. De porte da BRR e das regras dispostas no Submódulo 9.1 do PRORET, a receita das concessionárias de transmissão é constituída pelas seguintes componentes:

- i. o Custo Anual dos Ativos – CAA, composto por:
  - (i.a) Quota de Reintegração Regulatória – QRR; ( $QRR = BRB \times TX \text{ dep.}$ )
  - (i.b) Remuneração de Capital; ( $RC = BRL \times WACC$ )
  - (i.c) Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis – CAIMI; e
  - (i.d) Remuneração de Obrigações Especiais –  $RC_{OE}$
- ii. os Custos de Administração, Operação e Manutenção – CAOM;
- iii. a Dedução das Outras Receitas; e
- iv. os Encargos Setoriais e Tributos.

18. Para finalizar essa contextualização, cabe destacar, o fluxo de informações e as atribuições das empresas e das unidades organizacionais envolvidas nesse processo revisional:



### Figura 1 – Responsabilidades no fluxo de tratamento de dados.

Fonte: Nota Técnica nº 103/2024-STR/ANEEL

#### II.2 – Da Consulta Pública nº 12/2024

19. A CP nº 012/2024, que vigorou de 24 de abril a 27 de maio de 2024, teve como objetivo obter subsídios ao processo de revisão periódica da RAP dos contratos de concessão prorrogados nos termos da Lei nº 12.783, de 2013, com vigência a partir de 1º de julho de 2023. Foram recebidas 80 contribuições de 19 instituições, distribuídas da seguinte forma:

**Tabela 2 – Instituições participantes e quantidade de contribuições da CP 012/2024.**

Instituição	Nº de contribuições
ABRATE	4
CEEE-T	14
CEMIG-GT	15
CGT ELETROSUL	2
CHESF	5
COCEN CPFL PIRATININGA	1
CONCCEL DMED	1
CONCEN EMS	1
ConEDPES	1
CONERGE Enel CE	1
COPEL-GT	3
CTEEP	11
EDP GOIÁS	6
Elektro	1
Eletrobras	5
ELETRONORTE	3
FURNAS	3
RRE	1
SRE/MF	2
<b>Total</b>	<b>80</b>

Fonte: Nota Técnica nº 103/2024-STR/ANEEL

20. As contribuições foram agrupadas em 15 temas e analisadas conforme Relatório de Análise de Contribuições – RAC disposto no Anexo I da Nota Técnica nº 103/2024-STR/ANEEL. A STR destaca que as contribuições referentes ao cálculo da revisão e à aplicação da metodologia vigente foram analisadas

e respondidas por ela própria, enquanto as contribuições referentes à elegibilidade dos ativos foram analisadas em conjunto com a SFF e as respectivas respostas correspondem ao consenso entre as duas superintendências.

**Tabela 3 – Temas e categorias das contribuições apresentadas na CP 12/2024.**

Tema	Nº de contribuições por Categoria		
	Cálculo	Elegibilidade	Metodologia
Almoxarifado de operações	1		
Ativos sem remuneração	2		
Base Blindada RBNI	6	2	
Base Blindada RBSE (Econômico)	9		
Base Incremental	2	17	3
Base Incremental com RAP Prévia	3	2	
Base Incremental sem RAP Prévia	2	2	
CAIMI	3		
CAOM			1
Desativações	4		
Geral	1		5
Obrigações Especiais	7		
Outras Receitas	3		1
Parcela de Ajuste	3		
SIGET	1		
<b>Total</b>	<b>47</b>	<b>23</b>	<b>10</b>

Fonte: Nota Técnica nº 103/2024-STR/ANEEL

21. A Tabela 4 apresenta o resultado dos aproveitamentos das contribuições recebidas, evidenciando que 65% das contribuições foram acatadas, integralmente ou parcialmente, demonstrando que os subsídios apresentados contribuíram significativamente para o aprimoramento do processo de revisão, reforçando a importância das ferramentas de participação pública implementadas pela Agência.

**Tabela 4 – Aproveitamento das contribuições apresentadas na CP 012/2024.**

Aproveitamento	Nº de contribuições	%
Acatada	33	41%
Parcialmente Acatada	19	24%
Não Acatada	23	29%
Fora do escopo	5	6%

<b>Total</b>	<b>80</b>	<b>100%</b>
--------------	-----------	-------------

Fonte: Nota Técnica nº 103/2024-STR/ANEEL

22. Dentre as contribuições apresentadas, algumas merecem destaque quanto ao encaminhamento, dado seu caráter geral ou impacto no cálculo desta revisão periódica.

### **II.2.1 – Anuidade de Melhorias de Pequeno Porte**

23. A inclusão da anuidade para melhorias na PA postergação<sup>5</sup> foi acatada, a partir de contribuições da CTEEP e EDP Goiás, uma vez que não estava considerando o pagamento dessa Anuidade referente ao ciclo de 2023-2024, em razão da postergação da revisão que deveria ter acontecido nesse ciclo, resultando em um acréscimo de cerca de R\$ 205 milhões na PA Postergação a ser considerada no ciclo 2024-2025.

### **II.2.2 – Ajuste no cálculo da Remuneração de Obrigações Especiais**

24. Identificou-se a necessidade de ajuste no cálculo das Obrigações Especiais, a partir de contribuições da CEMIG-GT, CTEEP, EDP Goiás, CEEE-T, Eletrobras e ABRATE, a fim de considerar conjuntamente tanto os valores dos ativos de RBSE quanto de RBNI, resultando em acréscimo de quase R\$ 29 milhões. Na abertura da CP o cálculo apresentado considerou de forma separada, embora a formulação<sup>6</sup> do submódulo 9.1 não segregue os valores entre essas parcelas de receita.

### **II.2.3 – Outras Receitas**

25. A complementação e retificação de informações sobre Outras Receitas, a partir de contribuições da EDP Goiás, Eletronorte e CGT Eletrosul, em relação ao que tinha sido encaminhado no âmbito da TS nº 22/2022, resultou em um acréscimo da ordem de R\$ 23 milhões no montante capturado para a modicidade tarifária.

### **II.2.4 – Custos de Desativação**

<sup>5</sup> PA postergação (Despacho 402/2023):

“(ii) a aplicação de reajuste ordinário no ciclo tarifário 2023/2024, nos termos do Submódulo 9.3 do Proret, para as receitas afetadas pela postergação de que trata o item (i); e

(iii) a aplicação de **Parcela de Ajuste (PA) denominada de Postergação** no ciclo tarifário 2024/2025 em única parcela, destinada exclusivamente para apurar a diferença de RAP entre o resultado das revisões periódicas postergadas no item (i) e a aplicação do item (ii), somente sendo atualizada monetariamente pelo índice de inflação contratual de cada concessionária para a referência de preços de 1º de junho de 2024.”

<sup>6</sup> Item 4.9 do submódulo 9.1 do Proret

26. Por ocasião da abertura da CP, não havia informações consolidadas a respeito do Valor Novo de Reposição (VNR) não depreciado das instalações substituídas ou desativadas em decorrência de reforços autorizados pela ANEEL. O valor total a ser ressarcido às concessionárias ao longo do ciclo 2024-2025 referente a essas instalações que não foram reutilizadas é de R\$ 8,7 milhões. Conforme informado pela SFF, as concessionárias que não conseguiram disponibilizar os dados solicitados no prazo inicialmente estabelecido, poderão fazê-lo em momento posterior e, uma vez validados pela fiscalização, serão considerados pela STR no processo de reajuste subsequente.

### II.2.5 – Depreciação Acumulada

27. A consideração da depreciação acumulada referente ao período de 1º de fevereiro de 2023 a 30 de junho de 2023 para cálculo da RAP Revisada, em especial para a RBSE, foi objeto de contribuição de sete concessionárias e da ABRATE.

28. Em apertada síntese, alegam que a depreciação acumulada deveria se ater até 31 de janeiro de 2023, data-base do relatório de avaliação.

29. Ao que parece, há confusão de entendimento acerca das denominações de cada data-base definida na versão 4.4 do Submódulo 9.1 do PRORET, que traz datas-bases específicas, como a data-base do relatório de avaliação (31 de janeiro de 2023) e data-base da revisão periódica (1º de julho de 2023). E sobre a depreciação acumulada a alínea f) do §63 desse Submódulo clarifica que a depreciação acumulada deve abranger o período entre revisões, isto é, 1º de julho de 2018 a 30 de junho de 2023:

“f) Deve ser considerado o efeito da **depreciação acumulada ocorrida entre as datas-bases das revisões anterior e atual**, obtendo-se o valor da base de remuneração blindada atualizada e depreciada;”

30. Ademais, destaca a STR que não há um mecanismo capaz de compensar os efeitos “a maior” acumulados pelas concessionárias a cada período de revisão, até que ocorra o fim da vida útil contábil do módulo. A cada revisão seria considerada uma depreciação acumulada menor do que a real, resultando em uma remuneração superior à devida e, ao final, não haveria um mecanismo de ajuste capaz de neutralizar os valores reconhecidos a maior ao longo dos diversos períodos de revisão. Por fim, com relação à alegada existência de efeitos tanto “a maior” quanto “a menor” ao se considerar somente a

depreciação acumulada até 31 de janeiro de 2023, observa-se apenas “efeitos a maior”, em desfavor dos usuários dos sistemas de transmissão e a favor das transmissoras. No caso específico das bases blindadas RBSE e RBNI em que, pela natureza de base blindada, somente há baixas, não há como se falar em efeitos “a menor” para as concessionárias; somente “a maior”.

31. Dessa forma, entendo que o tratamento dado pela STR está em conformidade com a regulamentação aplicável, que aplica rigorosamente o mesmo entendimento tanto para a RBSE como para a RBNI.

## II.2.5 – Elegibilidade de Ativos

32. Sobre esse tema, todas as concessionárias trouxeram questões relacionadas à elegibilidade e à valoração de ativos, que foi objeto de interação constante entre as unidades organizacionais e as empresas.

33. Em razão disso, as concessionárias tiveram condições de sanear os dados apresentados à fiscalização e, em última instância, à STR. Uma evidência disso foi o aumento do volume de registros que já vieram marcados como inelegíveis nos laudos e a redução dos registros desconsiderados do cálculo em função de críticas da SFF. Os quantitativos referentes aos laudos validados pela STR estão resumidos na Tabela a seguir<sup>7</sup>. De toda forma, a motivação para cada registro desconsiderado consta da memória de cálculo<sup>8</sup> da Nota Técnica nº 103/2024.

**Tabela 5 – Resumo dos registros considerados e não considerados no cálculo final.**

Concessionária e Contrato	Qtd. Registros Considerados	Registros Não Considerados marcados como não elegíveis			Registros Não Considerados crítica adicional STR		
		Qtd.	Percentual (%)	Percentual ponderado pelo VNR (%)	Qtd.	Percentual (%)	Percentual ponderado pelo VNR (%)
CEMIG-GT (006/1997)	1.878	0	0,00%	0,00%	7	0,37%	2,51%
CEEE-T (055/2001)	2.427	0	0,00%	0,00%	56	2,26%	1,22%
ELETROSUL (057/2001)	1.376	279	16,81%	2,19%	5	0,30%	0,90%
ELETRONORTE (058/2001)	1.404	112	7,22%	3,76%	36	2,32%	0,38%

<sup>7</sup> Não considera a base blindada RBSE, que foi solicitado às empresas que encaminhassem consolidada em uma única linha. Os valores referentes à base blindada RBSE efetivamente considerados constam da aba “Laudo RBSE” da planilha de cálculo.

<sup>8</sup> coluna “OBS\_ANEEL” da aba “Laudo RBNI” da planilha de cálculo, a ser disponibilizada na página da CP 12/2024.

Concessionária e Contrato	Qtd. Registros Considerados	Registros Não Considerados marcados como não elegíveis			Registros Não Considerados crítica adicional STR		
		Qtd.	Percentual (%)	Percentual ponderado pelo VNR (%)	Qtd.	Percentual (%)	Percentual ponderado pelo VNR (%)
CTEEP (059/2001)	4.798	1.082	17,90%	0,07%	164	2,71%	0,28%
COPEL-GT (60/2001)	999	120	10,58%	1,69%	15	1,32%	2,01%
CHESF (061/2001)	8.101	13	0,16%	0,01%	17	0,21%	0,32%
FURNAS (062/2001)	2.908	87	2,83%	2,02%	80	2,60%	0,44%
EDP GOIÁS (063/2001)	348	1	0,28%	0,09%	10	2,79%	0,42%
<b>TOTAL</b>	<b>24.239</b>	<b>1.694</b>	<b>6,43%</b>	<b>1,04%</b>	<b>390</b>	<b>1,48%</b>	<b>0,77%</b>

Fonte: Nota Técnica nº 103/2024-STR/ANEEL

## II.2.6 – Correção no Cálculo da Receita Bruta

34. O cálculo da receita bruta anual a partir da receita líquida anual se dá pela incorporação dos encargos setoriais e contribuições incidentes sobre a receita na forma estabelecida pela fórmula (2) que consta do Submódulo 9.7 do PRORET, versão 2.1, reproduzida a seguir:

$$R_B = \frac{R_L \times (1 + P\&D + TFSEE)}{(1 - PIS/COFINS)}$$

onde:

$R_B$ : receita bruta anual;

$R_L$ : receita líquida anual;

$P\&D$ : percentual referente ao encargo de Pesquisa e Desenvolvimento;

$TFSEE$ : Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica; e

$PIS/COFINS$ : percentual relativo aos tributos PIS/PASEP e COFINS.

35. Uma vez que os montantes associados ao Programa de Integração Social – PIS e à Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS não são incorporados à RAP homologada dessas concessionárias, por serem incluídos diretamente nos Avisos de Crédito – AVC emitidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a fórmula anterior se reduz a:

$$R_B = R_L \times (1 + P\&D + TFSEE)$$

36. No entanto, o cálculo apresentando na abertura da consulta pública, utilizou a formulação de versão anterior do Submódulo 9.7 do PRORET, atualmente incorreta:

$$R_B = R_L \div (1 - P\&D - TFSEE)$$

37. Como resultado, considerando que a Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE possui alíquota de 0,4% e o encargo de Pesquisa e Desenvolvimento do setor elétrico – P&D possui alíquota de 1%, a receita bruta anual estava sendo indevidamente majorada em 0,019604%.

### II.3 – Resultados da Revisão Periódica de 2023 das Concessionárias Prorrogadas pela Lei nº 12.783/2013

38. Pontua a STR que, para fins operacionais, as instalações classificadas como RBSE<sup>9</sup> e RBNI indenizadas<sup>10</sup> são tratadas conjuntamente, dado que possuem origens, naturezas e parcelas semelhantes. E a RBNI<sup>11</sup> é tratada separadamente. Para todas essas parcelas de receita, se aplicam os custos operacionais regulatórios.

39. Em especial, para a RBSE, diversas normas<sup>12</sup> foram editadas culminando na divisão 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; e
- 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.

---

<sup>9</sup> A RBSE é formada pelo CAA, CAOM, dedução de Outras Receitas e Encargos Setoriais

<sup>10</sup> A RBNI indenizada é formada pelas parcelas de CAOM, CAIMI e Encargos Setoriais

<sup>11</sup> A RBNI é formada pelo CAA, CAOM e Encargos Setoriais

<sup>12</sup> 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.

### III.3.1 – Custos Operacionais Regulatórios

40. Como comentado na contextualização, os custos operacionais regulatórios associados aos Contratos de Concessão prorrogados foram objeto da CP nº 31/2023, cuja metodologia e valores seguiram as disposições da versão 4.4 do Submódulo 9.1 do PRORET, conforme mostrado na Tabela 7:

**Tabela 7 – Custos operacionais regulatórios revisados para o ciclo 2023-2024, a preços de junho de 2023.**

Concessionária	Contrato	CAOM Regulatório Revisado (R\$) [1]	CAOM Regulatório Atual (R\$) [2]	Varição (%) [3] = [1] / [2] - 1
CEEE-T	055/2001	410.472.887,34	432.076.721,29	-5,00%
EDP GOIÁS	063/2001	77.267.118,48	80.547.400,66	-4,07%
CEMIG-GT	006/1997	284.367.706,39	292.679.699,40	-2,84%
CHESF	061/2001	1.048.039.201,30	1.103.199.159,82	-5,00%
COPEL-GT	060/2001	178.426.023,71	175.634.628,98	1,59%
CTEEP	059/2001	873.053.812,07	892.674.947,52	-2,20%
ELETRONORTE	058/2001	635.360.840,12	646.106.246,48	-1,66%
ELETROSUL	057/2001	376.564.145,79	375.376.137,07	0,32%
FURNAS	062/2001	1.365.517.059,99	1.315.639.400,31	3,79%
<b>TOTAL</b>		<b>5.249.068.795,20</b>	<b>5.313.934.341,53</b>	<b>-1,22%</b>

[1] Montante conforme definido no submódulo 9.1 do PRORET, inclui encargos setoriais.

[2] Montante conforme estimado na CP nº 31/2023, inclui encargos setoriais.

Fonte: Nota Técnica nº 103/2024-STR/ANEEL

41. A parcela de CAOM associada à RBSE decorre da Portaria MME nº 579/2012 é constituída a partir da diferença entre os custos operacionais regulatórios totais apresentados na Tabela 7 e os custos operacionais atribuídos à base incremental (2% do VNR da RBNI), em conformidade com o parágrafo 53 da versão 4.4 do submódulo 9.1 do PRORET.

### III.3.2 – RBSE Componente Econômica

42. A BRR da RBSE se encontra blindada, 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 pela variação do IPCA para preços de junho de 2023, data de referência da revisão em processamento.

43. Os valores resultantes discriminados a seguir mostram a formação da componente econômica da Portaria MME nº 120/2016, formada por CAA<sup>13</sup>, dedução de Outras Receitas e Encargos Setoriais.

**Tabela 6 – Componente Econômico da RBSE revisado (R\$), a preços de junho de 2023.**

Concessionária	Contrato	QRR + RC	CAIMI <sup>1</sup>	Remuneração Obrigações Especiais (RC <sub>OE</sub> )	Outras Receitas	Encargos Setoriais	Econômico PRT 120/2016 Total Revisado
CEEE-T	055/2001	107.539.801,20	7.736.103,76	150.913,07	-816.758,90	1.604.540,82	116.214.599,94
EDP GOIÁS	063/2001	35.111.265,28	1.364.023,78	14.434,68	-286.096,56	506.850,78	36.710.477,95
CEMIG-GT	006/1997	102.721.838,91	9.842.927,37	615.271,01	-1.135.414,43	1.568.624,72	113.613.247,58
CHESF	061/2001	855.219.075,19	59.451.545,43	6.553.950,07	-14.908.681,47	12.688.422,45	919.004.311,68
COPEL-GT	060/2001	104.531.576,64	6.524.789,52	9.752,01	-954.651,68	1.541.560,54	111.653.027,03
CTEEP	059/2001	528.036.178,13	44.920.394,89	0,00	-6.255.945,42	7.933.808,79	574.634.436,39
ELETRONORTE	058/2001	308.745.500,40	25.060.102,50	4.709.272,28	-20.404.154,31	4.453.550,09	322.564.270,97
ELETROSUL	057/2001	88.298.875,70	16.871.988,23	955.626,64	-12.805.033,30	1.306.500,40	94.627.957,66
FURNAS	062/2001	1.148.918.747,49	92.217.585,78	1.937.003,49	-9.450.771,32	17.270.715,91	1.250.893.281,36
<b>TOTAL</b>		<b>3.279.122.858,94</b>	<b>263.989.461,27</b>	<b>14.946.223,24</b>	<b>-67.017.507,39</b>	<b>48.874.574,49</b>	<b>3.539.915.610,56</b>

1 – Considera o CAIMI associado à RBSE e à RBNI indenizada.

<sup>13</sup> RC, QRR, CAIMI (incluso RBNI indenizada), CAOM e RC<sub>OE</sub>

Fonte: Nota Técnica nº 103/2024-STR/ANEEL

44. Considerando que o valor vigente desse componente perfaz cerca de R\$ 5,71 bilhões, a redução é da ordem de R\$ 2,16 bilhões, que era esperada, pois reflete o efeito da depreciação acumulada e das desmobilizações incorridas na RBSE no período de 2018 a 2023.

### **III.3.3 – RBSE Componente Financeira**

45. 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. Os valores homologados nas Resoluções Homologatórias nº 2.845/2021 a nº 2.853/2021 são objetos de Pedidos de Reconsideração<sup>14</sup>, os quais ainda aguardam julgamento por essa Diretoria.

46. Desse modo, tais valores não fazem parte do escopo desse processo de revisão, uma vez que estão sendo discutidos no âmbito de outros processos<sup>15</sup>. Em sendo aprovados em definitivo, eles devem apenas ser atualizados pelo IPCA e aplicados nos processos de reajuste anuais da RAP até que sejam plenamente compensados.

47. 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 pelas REH nº 2.845/2021 a nº 2.853/2021.

### **II.3.4 – RBNI**

48. Os reforços e melhorias em processo de revisão pela primeira vez compõe a base incremental das transmissoras, isto é, são reavaliados nesse momento segundo as premissas do item 6.5 do Submódulo 9.1 do PRORET. Em contrapartida, os reforços e melhorias que já passaram por revisão periódica passam a incorporar a base blindada conforme estabelece o item 6.2.1 do submódulo 9.1 dos

---

<sup>14</sup> 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

<sup>15</sup> Sicnet 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.

PRORET, não necessitando de nova valoração, apenas atualizando os parâmetros de cálculo, efetuando as depreciações e eventuais baixas incorridas.

49. Assim como nas instalações classificadas como RBSE, as parcelas de RAP associadas às instalações classificadas como RBNI também possuem a parcela referente ao Custo Anual dos Ativos (CAA), aos Custos de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)<sup>16</sup> e aos Encargos Setoriais. Além disso, é relevante destacar que, conforme consta no Módulos 3 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, e no submódulo 9.7 do 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.

50. Diante do exposto, apresenta-se na Tabela 8 o resultado da revisão da RAP dos Reforços e Melhorias (R&M) das concessionárias de transmissão prorrogadas, a preços de junho de 2023, considerando tanto as instalações com receita previamente estabelecida, quanto as instalações autorizadas sem receita prévia.

**Tabela 8 – Resultado da revisão da RAP de Reforços e Melhorias, a preços de junho de 2023.**

Concessionária	Contrato	RAP R&M Revisada (R\$) [1]	RAP R&M Vigente (R\$) [2]	Varição (%) [3] = [1] / [2] - 1
CEEE-T	061/2001	202.082.309,82	215.830.486,93	-6,4%
EDP GOIÁS	058/2001	110.241.882,19	80.572.296,03	36,8%
CEMIG-GT	062/2001	369.228.445,55	297.309.310,71	24,2%
CHESF	059/2001	614.634.584,46	474.940.836,78	29,4%
COPEL-GT	063/2001	141.939.028,19	137.178.432,18	3,5%
CTEEP	057/2001	625.891.764,58	558.668.830,15	12,0%
ELETRONORTE	055/2001	339.362.142,47	327.805.556,47	3,5%
ELETROSUL	060/2001	191.968.851,37	162.096.627,07	18,4%
FURNAS	006/1997	586.547.340,13	587.202.633,31	-0,1%
<b>TOTAL</b>		<b>3.181.896.348,76</b>	<b>2.841.605.009,62</b>	<b>12,0%</b>

[1] Contempla a parcela de RAP dos R&M autorizados sem receita prévia.

[2] RAP do ciclo 2023-2024 aprovada pelo Despacho nº 4.675, de 2023.

Fonte: Nota Técnica nº 103/2024-STR/ANEEL

<sup>16</sup> Percentual Regulatório = 2% do VNR

### II.3.4.1 – Anuidade de Melhorias de Pequeno Porte

51. 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 cerca de **R\$ 669<sup>17</sup> milhões**, 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. Ao passo que, as transmissoras realizaram cerca de R\$ 834 milhões desses investimentos, de modo que o adiantamento global cobriu cerca de 80% do que efetivamente foi implantado.

52. Sobre a anuidade de melhorias de pequeno porte para o **próximo ciclo revisional 2023/2024 a 2027/2028**, a STR revisitou a formulação paramétrica, conforme dispõe os parágrafos<sup>18</sup> 156

<sup>17</sup>Anuidade de Melhorias de Pequeno Porte:

Concessionária	Contrato	Total Realizado	Total Adiantado	Cobertura
CEEE-T	055/2001	24.672.377,64	11.603.064,67	47%
EDP GOIÁS	063/2001	12.912.708,48	1.758.130,65	14%
CEMIG-GT	006/1997	95.862.962,95	30.002.890,10	31%
CHESF	061/2001	297.184.570,64	166.420.860,47	56%
COPEL-GT	060/2001	26.995.336,68	6.681.364,52	25%
CTEEP	059/2001	171.169.903,81	99.401.163,85	58%
ELETRONORTE	058/2001	32.140.055,22	47.533.292,03	148%
CGT ELETROSUL	057/2001	36.311.445,16	38.018.320,48	105%
FURNAS	062/2001	137.420.066,69	267.636.985,21	195%
TOTAL		834.669.427,28	669.056.071,97	80%

<sup>18</sup> “156. (...) 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.**

157. 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

e 157 do submódulo 9.1 do PRORET, considerando os investimentos efetuados pelas transmissoras prorrogadas em melhorias de 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 Base de Remuneração Líquida (BRL)/Ativo Imobilizado em Serviços (AIS), e como variável dependente, o investimento percentual em melhorias em relação ao AIS. Dessa forma, a fórmula disposta no item 8 do Submódulo 9.1 do PRORET foi atualizada conforme disposto no regulamento e mencionado na abertura desta consulta pública, a qual apresento a seguir, considerando os valores efetivamente fiscalizados e as premissas mencionadas. Nesse sentido, essa fórmula precisa ser atualizada no submódulo, de modo que recomendo sua atualização para a versão 4.5, considerando estritamente essa necessidade.

$$\text{Inv}_{\text{mel}} (\%) = 0,0103 \times \left[ \frac{\text{Base Líquida}}{\text{AIS}} \right]^{0,8207}$$

Onde:

$\text{Inv}_{\text{mel}}$ : Investimentos anuais em melhorias de pequeno porte;

AIS: Ativo Imobilizado em Serviço da concessionária;

Base Líquida: Base de Remuneração Regulatória Líquida da concessionária.

53. Os valores finais podem ser vistos na Tabela 9.

**Tabela 9 – Anuidade para Melhorias de Pequeno Porte (R\$), a preços de junho de 2023.**

Concessionária	Contrato	Anuidade Melhorias (R\$)
CEEE-T	055/2001	8.595.962,17
EDP GOIÁS	063/2001	3.885.480,82
CEMIG-GT	006/1997	13.912.751,29
CHESF	061/2001	45.860.870,85
COPEL-GT	060/2001	7.298.666,75

*Modernização das Instalações, quando houver a necessidade de constarem desse Plano, conforme disposto no Módulo 3 das Regras de Transmissão.”*

Concessionária	Contrato	Anuidade Melhorias (R\$)
CTEEP	059/2001	35.744.650,27
ELETRONORTE	058/2001	18.786.858,11
CGT ELETROSUL	057/2001	10.026.727,62
FURNAS	062/2001	51.319.873,97
<b>TOTAL</b>		<b>195.673.117,03</b>

Fonte: Nota Técnica nº 103/2024-STR/ANEEL

## II.5 – Resultado

### II.5.1 – Resultado da RAP

54. Com base nas informações apresentadas na Nota Técnica nº 103/2024-/STR/ANEEL e considerando todas as parcelas de receitas sujeitas ao processo de revisão em questão, a Tabela 10 apresenta o resultado consolidado da Receita Anual Permitida (RAP) revisada, bem como os respectivos índices de reposicionamento. Observa-se redução na RAP dessas concessionárias em cerca de **R\$ 1,84 bilhão (-13,65%)**, a preços de junho de 2023. Importante destacar que a estimativa na abertura da CP era uma redução de cerca de R\$ 1,5 bilhões, e que resultado obtido decorre do trabalho de fiscalização da SFF, das verificações adicionais realizadas pela STR e dos ajustes realizados nos laudos de avaliação pelas concessionárias.

**Tabela 10 – Resultado da revisão da RAP para o ciclo 2023-2024, a preços de junho de 2023.**

Concessionária	Contrato	RAP RBSE Revisada (R\$) [1]	RAP R&M Revisada (R\$) [2]	RAP Revisada Total (R\$) [3] = [1] + [2]	RAP Vigente DSP 4.675/2023 (R\$) [4]	Índice de Rep. (%) [5] = [3] / [4] - 1
CEEE-T	055/2001	502.588.679,11	202.082.309,82	704.670.988,93	821.037.284,22	-14,17%
EDP GOIÁS	063/2001	100.843.693,75	110.241.882,19	211.085.575,94	206.008.763,91	2,46%
CEMIG-GT	006/1997	358.645.448,11	369.228.445,55	727.873.893,66	727.257.898,34	0,08%
CHESF	061/2001	1.911.769.481,51	614.634.584,46	2.526.404.065,97	2.759.779.298,17	-8,46%
COPEL-GT	060/2001	270.234.764,15	141.939.028,19	412.173.792,34	449.909.705,52	-8,39%
CTEEP	059/2001	1.386.026.727,96	625.891.764,58	2.011.918.492,54	2.308.232.436,82	-12,84%

Concessionária	Contrato	RAP RBSE Revisada (R\$) [1]	RAP R&M Revisada (R\$) [2]	RAP Revisada Total (R\$) [3] = [1] + [2]	RAP Vigente DSP 4.675/2023 (R\$) [4]	Índice de Rep. (%) [5] = [3] / [4] - 1
ELETRONORTE	058/2001	916.893.389,13	339.362.142,47	1.256.255.531,60	1.578.639.145,81	- 20,42%
ELETROSUL	057/2001	452.339.250,56	191.968.851,37	644.308.101,93	737.619.819,92	- 12,65%
FURNAS	062/2001	2.552.393.812,22	586.547.340,13	3.138.941.152,35	3.884.088.335,10	- 19,18%
<b>TOTAL</b>		<b>8.451.735.246,50</b>	<b>3.181.896.348,76</b>	<b>11.633.631.595,26</b>	<b>13.472.572.687,80</b>	- <b>13,65%</b>

Fonte: Nota Técnica nº 103/2024-STR/ANEEL

## II.5.2 – Resultado da Parcela de Ajuste (PA)

55. Segundo a STR, 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, já descontadas das anuidades para adiantamento de parte dos valores de receita associados à execução das melhorias de pequeno porte sem receita previamente estabelecida no montante de R\$ 669 milhões. Essa PA deve ser compensada em parcelas iguais até a revisão subsequente;
- 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, conforme estabelecida no Despacho nº 402/2023. Essa PA deve ser compensada em parcela única.

- iii. **PA Outros Ajustes:** refere-se aos demais ajustes mencionados nas Notas Técnicas nº 58/2024 e nº 103/2024-STR/ANEEL, também compensada em parcela única.

56. A Tabela 11 apresenta o resultado preliminar das Parcelas de Ajuste mencionadas, cujo valor total, resulta em cerca de **R\$ -1,05 bilhão**. Na abertura da CP, a estimativa era de R\$ -843,95 milhões.

**Tabela 11 – Resultado das Parcelas de Ajuste (R\$), a preços de junho de 2023.**

Concessionária	Contrato	RBSE (componente econômico)	Reforços e Melhorias		PA Outros Ajustes (R\$)	PA Total para o Ciclo 2023-2024 (R\$)
		PA Postergação <sup>1</sup> (R\$)	PA Postergação (R\$)	PA Retroativa de Anual <sup>2</sup> (R\$)		
CEEE-T	055/2001	- 102.618.118,18	-4.983.807,09	18.224.456,46	0,00	-89.377.468,81
EDP GOIÁS	063/2001	-24.592.774,13	33.555.066,97	34.709.980,59	-66.088,19	43.606.185,24
CEMIG-GT	006/1997	-71.303.139,52	85.795.992,20	76.760.194,06	1.321.483,54	92.574.530,28
CHESF	061/2001	- 373.068.979,88	187.481.656,01	112.798.762,59	945.219,15	-71.843.342,13
COPEL-GT	060/2001	-42.496.509,19	12.067.147,12	13.705.833,07	85.617,52	-16.637.911,48
CTEEP	059/2001	- 363.536.878,71	100.114.374,36	85.745.808,51	3.431.448,47	- 174.245.247,37
ELETRONORTE	058/2001	- 333.940.200,21	30.369.402,67	142.741.982,12	1.582.525,27	- 159.246.290,16
ELETROSUL	057/2001	- 123.183.942,29	39.629.709,37	18.854.233,92	1.832.591,37	-62.867.407,63
FURNAS	062/2001	- 744.491.889,57	50.664.580,79	61.186.712,18	20.437.357,29	- 612.203.239,30
<b>TOTAL</b>		- <b>2.179.232.431,68</b>	<b>534.694.122,40</b>	<b>564.727.963,49</b>	<b>29.570.154,42</b>	- <b>1.050.240.191,36</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, bem como o pagamento retroativo da anuidade para execução de melhorias de pequeno porte referente ao ciclo 2023-2024.

Fonte: Nota Técnica nº 103/2024-STR/ANEEL

### II.5.3 – Resultado Consolidado

57. O impacto final referente à Revisão Periódica da RAP de 2023, que será percebido pelas concessionárias no ciclo 2024-2025, combinando os componentes econômicos e financeiros é de **-21,44%**, decomposto na forma apresentada na Figura 4.

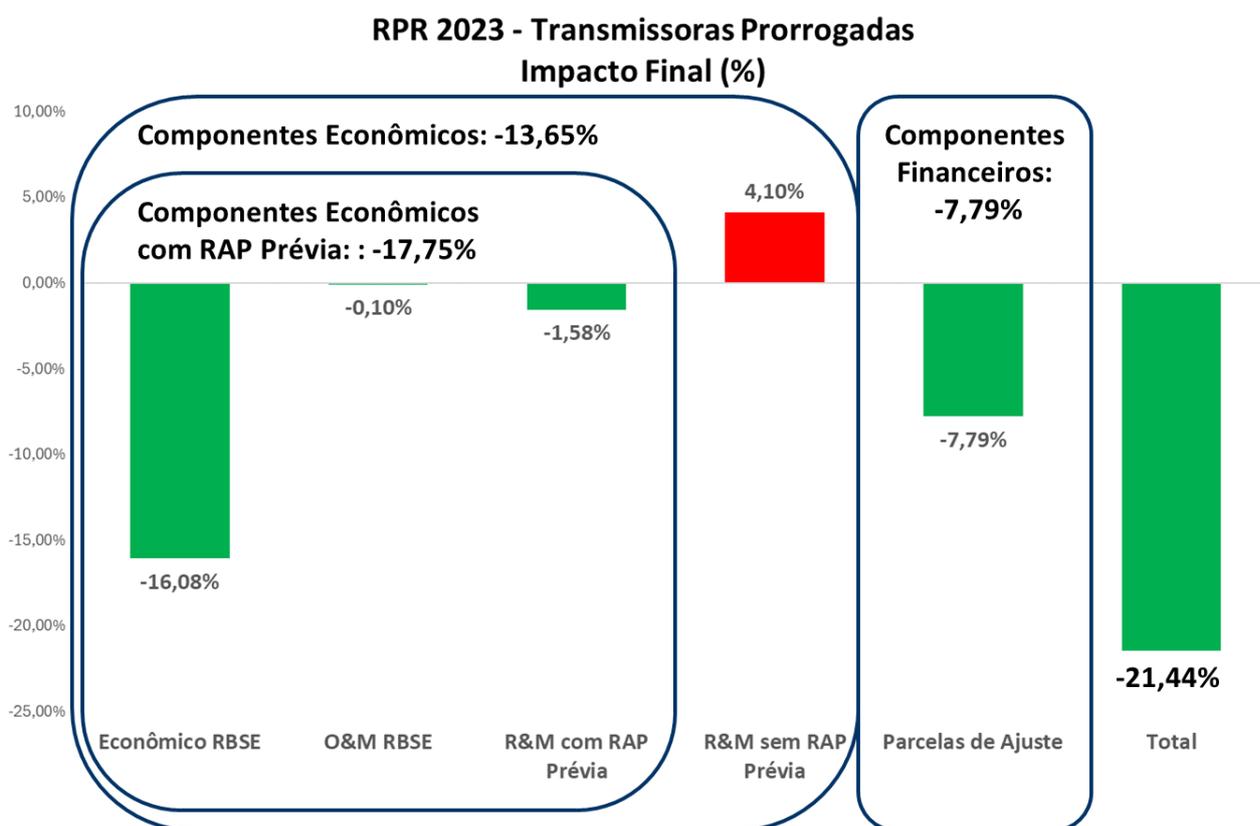


Figura 2 – Impacto final referente à RPR 2023 por componente.

Fonte: Nota Técnica nº 103/2024-STR/ANEEL

### II.6 – Considerações Finais

58. Por todo o exposto, entendo que a proposta de revisão periódica da RAP das concessionárias prorrogadas está em consonância com as disposições do Submódulo 9.1 do PRORET e as

diretrizes de operacionalização definidas pelas unidades técnicas, além de atender ao prazo disposto no Despacho nº 402/2023.

59. Foram realizadas diversas interlocuções com os agentes para que os dados pudessem ser utilizados neste processo, dado o tempo exíguo disponível para as análises e validações. Espero que, com as alterações promovidas acerca da reformulação dos marcos temporais de realização das revisões periódicas por meio da REN nº 1.096/2024, este processo se torne operacionalmente mais eficiente a partir do próximo ciclo, para que as atividades possam ser executadas de forma adequada e sem açodamentos, o que resultará em resultados mais assertivos.

60. Por fim, preciso agradecer aos participantes da Consulta Pública e às unidades organizacionais que, desde sua abertura, mantiveram-se engajados junto à minha assessoria, no sentido de apresentar e discutir estudos e avaliações.

### **III. DIREITO**

61. O presente voto está fundamentado nos seguintes normativos:

- 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 4.4 do submódulo 9.1 do PRORET, aprovado pela REN nº 1.096/2024; 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.

### **IV. DISPOSITIVO**

62. Diante do exposto e do que consta do Processo nº 48500.007747/2022-06, voto por **EMITIR** Resolução Homologatória, conforme minuta anexa, contendo: (i) o resultado da segunda Revisão Periódica da Receita Anual Permitida (RAP) das concessionárias de transmissão prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783/2013, para vigorar entre de 1º de julho de 2024 e 30 de junho de 2028; e (ii) a versão 4.5 do Submódulo 9.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), conforme minuta anexa, considerando a atualização da equação (23) em atendimento ao disposto nos parágrafos 156 e 157 desse

Submódulo, que trata dos investimentos em melhorias de pequeno porte.

Brasília, 9 de julho de 2024.

*(Assinado digitalmente)*  
AGNES MARIA DE ARAGÃO DA COSTA  
Diretora