

NOTA TÉCNICA Nº 105/2024-STR/ANEEL

Estabelecimento das Receitas Anuais Permitidas – RAP vinculadas às concessionárias de transmissão para o ciclo 2024-2025.

SUPERINTENDÊNCIA DE GESTÃO TARIFÁRIA E REGULAÇÃO ECONÔMICA – STR



SUMÁRIO

1.	DO OBJETIVO	5
2.	DOS FATOS.....	5
3.	DA ANÁLISE.....	9
3.1.	ENCARGOS SETORIAIS E TRIBUTOS	9
3.1.1.	Cota Anual da Reserva Global de Reversão – RGR	9
3.1.2.	PIS/PASEP e COFINS.....	9
3.2.	COMPOSIÇÃO DAS INSTALAÇÕES DAS CONCESSIONÁRIAS DE TRANSMISSÃO	10
3.2.1.	Regularização na classificação de ativos de transmissão, adequação na alocação de custos e demais ajustes na base de dados.....	12
3.2.1.1.	Reclassificação de Instalações	13
3.2.1.2.	Regularização de Ativos.....	14
3.2.1.3.	Demais Ajustes na Base de Dados	15
3.2.2.	Reforços autorizados sem estabelecimento prévio de receita	15
3.3.	RECEITA ANUAL PERMITIDA PARA O PERÍODO 2024-2025.....	15
3.3.1.	Reajuste da Receita Anual Permitida - RAP.....	15
3.3.2.	Redução de 50% da RAP dos contratos licitados entre 1999 e 2006	16
3.3.3.	Revisão periódica da RAP de transmissoras	19
3.3.4.	Previsão de RAP para novas obras	19
3.3.5.	Resolução Autorizativa nº 800, de 30 de janeiro de 2007	20
3.3.6.	Encargos de conexão referente ao custeio das ICG e IEG	20
3.3.7.	RAP da PRT 579/2012 e PRT 120/2016	20
3.4.	PARCELAS DE AJUSTE – PA PARA O PERÍODO 2024-2025	21
3.4.1.	PA Apuração	23
3.4.1.1.	Encargos Rescisórios de CUST	25
3.4.1.2.	Instalações de Transmissão que entraram em operação comercial ao longo do ciclo 2023-2024, mas que não tiveram o TL processado no Reajuste da RAP	27
3.4.2.	PA Instalações Autorizadas sem RAP Prévia.....	32
3.4.3.	PA Revisão	33
3.4.3.1.	PA Retroatividade de Receitas Revisadas de Reforços e Melhorias	33
3.4.3.2.	PA Decorrente da Postergação da Revisão Periódica da RAP	34
3.4.4.	PA Qualidade DIT.....	34
3.4.5.	PA Outros Ajustes.....	34
3.4.5.1.	Despacho nº 4.675, de 2023: Efeitos Financeiros em Encargos de Conexão.....	34
3.4.5.2.	Passivo Financeiro pela Suspensão do Pagamento Base	36
3.4.5.3.	Valores referentes à O&M retroativo de instalações transferidas	36
3.4.5.4.	Instalações de Rede Básica de Fronteira ou DIT Compartilhada que entraram em operação comercial com pendência não impeditiva própria	37
3.4.5.5.	Determinações para o Processo de Reajuste da RAP.....	38
3.4.5.5.1.	Despacho ANEEL nº 1.062/2022.....	38

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 F211A081007C35D9



Pág. 3 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

3.4.5.5.2.	Despacho STR nº 278/2024	39
3.4.5.5.3.	Despacho ANEEL nº 1.634/2023.....	40
3.4.5.5.4.	Despacho STD nº 1.177/2024.....	41
3.4.5.5.5.	Despacho SFT nº 1.313/2024	42
3.4.5.5.6.	Despacho SFT nº 1.475/2024	42
3.4.5.5.7.	Despacho ANEEL nº 1.610/2024.....	43
3.4.5.5.8.	Ressarcimentos às distribuidoras que pagaram por obras sem RAP homologada	45
3.4.5.6.	Correção da PA decorrente da emissão de TLP com pendência não-impeditiva própria	47
3.4.5.7.	Equipamentos retirados de operação ao longo do ciclo 2023-2024.....	48
3.4.5.8.	Transferências de proprietários de ativos de Transmissão	53
3.4.5.9.	PA Fim de Vigência de Termos de Liberação de Receita – TLR	53
3.4.5.10.	Compensação à Rede Básica por Pendência Impeditiva de Terceiros – PIT de responsabilidade da transmissora Timóteo-Mesquita (Contrato de Concessão nº 002/2012)	55
3.4.5.11.	Correções da Revisão de 2018 da RAP das Transmissoras Prorrogadas	56
3.4.5.12.	Ajustes devido a identificação de erros materiais na consideração dos efeitos financeiros do Despacho nº 848/2023 no ciclo 2022-2023	57
3.4.5.13.	Correção de PA em função da alteração da REA nº 7.952/2019 pelo DSP 1.770/2022	58
3.4.5.14.	Ressarcimento de Estudos Técnicos – Nota Técnica nº 550/2024-SCE/ANEEL.....	59
3.4.5.15.	Afluente – Ajuste nos encargos considerados no RTA 2024 da Coelba	59
3.4.5.16.	Recuperação Judicial do Grupo RENOVA - EUST Concursais.....	60
3.4.5.17.	Termo de Confissão de Dívidas (TCD) – UTE Imetame.....	61
3.4.5.18.	Receita Retroativa do Contrato de Concessão nº 15/2023, da TECP	62
3.4.5.19.	Oitavo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 59/2001 da CTEEP	63
3.4.5.20.	Parcela de Ajuste calculada para a Roraima Energia na REH nº 3.216/2023	64
3.4.5.21.	Pendência Impeditiva de Caráter Sistêmico (PCS) na SE Olindina 230/69 kV	67
3.4.6.	Anuidade para Execução de Melhorias de Pequeno Porte	68
3.4.7.	Análises para o próximo processo de reajuste da RAP	68
3.4.7.1.	Análise de efeitos de TLR com PIT atribuída à Mantiqueira.....	68
3.4.7.2.	Ressarcimento do Relatório R4 da LT 230 kV Poções III – Itapebi C1	69
3.4.7.3.	Revisão da data de operação do BC 230 kV 20 Mvar ITABUNA III 1 BA	70
3.4.7.4.	Acompanhamento do Agravo de Instrumento nº 1021030-74.2021.4.01.000	70
3.4.7.5.	Acompanhamento do final de concessão indicado pelo Ofício nº 254/2024-SCE/ANEEL	71
3.4.8.	Atualização das PA Parceladas de Ciclos Anteriores	71
3.4.9.	Gestão da Parcela de Ajuste de Grupos de Fronteira e DIT Compartilhada e Exclusiva	71
3.5.	PARCELA VARIÁVEL – PV	73
3.6.	APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS DAS ATUALIZAÇÕES DA RAP	74
4.	DO FUNDAMENTO LEGAL.....	82
5.	DA CONCLUSÃO	83
6.	DA RECOMENDAÇÃO.....	83

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



LISTA DE TABELAS, QUADROS E GRÁFICOS

Tabela 1 – Reclassificações realizadas para o ciclo 2024-2025	13
Tabela 2 – RAP equivalente a ser recebida pelas Concessionárias ao longo do ciclo 2024-2025.....	18
Tabela 3 – Contratos com redução plena dos 50% no ciclo 2024-2025.....	19
Tabela 4 – Previsão de RAP (R\$), <i>pro rata tempore</i> , de instalações que entrarão em operação no ciclo 24-25.....	19
Tabela 5 – RAP das Portarias MME 579/2012 e 120/2016 para o ciclo 2024-2025.....	21
Tabela 6 – Parcelas de Ajuste e Financeiros (R\$)	22
Tabela 7 – Índices de atualização da PA – Metodologia Mensal (IPCA e IGP-M).....	23
Tabela 8 – Índices de atualização da PA – Metodologia Anual (IPCA e IGP-M)	24
Tabela 9 – Termos de Liberação não processados neste Reajuste	28
Tabela 10 – Parcela de Ajuste relativa à Instalações Autorizadas sem RAP Prévia (ciclo 2024-2025).....	33
Tabela 11 – Diferenças entre encargos de conexão de DIT Exclusiva da REH nº 3.216/2023 e DSP nº 4.675/2023	35
Tabela 12 – Valores a devolver pela Concessionária devido à suspensão dos pagamentos-base.....	36
Tabela 13 – Parcela de Ajuste associada às instalações transferidas.....	36
Tabela 14 – PA referente ao desconto por operação com pendência não impeditiva própria	37
Tabela 15 – Parcelas de Ajuste aprovadas no DSP nº 278, de 2024	40
Tabela 16 – RAP cancelada e PA a ser devolvida pelas Concessionárias (item 24 do submódulo 9.7 do PRORET)...	52
Tabela 17 – PA Fim de Vigência TLR (apuração dos casos ainda não processados).....	55
Tabela 18 – Correções das parcela de RAP referentes à revisão de 2018	57
Tabela 19 – PA decorrentes de erros materiais no Despacho nº 848/2023	58
Tabela 20 – Módulos da SE Olindina reclassificados em função da PCS.....	67
Tabela 21 – Anuidade de Melhorias para o ciclo 2024-2025	68
Tabela 22 – Parcelas de Ajuste que tiveram o grupo alterado para possibilitar a compensação.....	73
Tabela 23 – Receita Anual Permitida da Rede Básica (R\$)	74
Tabela 24 – Receita Anual Permitida das Demais Instalações de Transmissão (R\$).....	74
Tabela 25 – Receita Anual Permitida das Instalações de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração (R\$).....	75
Tabela 26 – Receita Anual Permitida das Interligações Internacionais (R\$)	75
Tabela 27 – Empresas detentoras de contratos de concessão e suas respectivas receitas ativas	75
Quadro 1 – Contratos de Concessão com Subcláusula que estabelece redução da RAP a partir do 16º ano.....	17
Quadro 2 – Contratos de Concessão com instalações cuja operação completará 15 anos no ciclo 2024-2025	17
Quadro 3 – Encargos rescisórios considerados nos recursos contra a REH nº 3.216/2023.....	25
Quadro 4 – Documentos emitidos pelo ONS.....	42
Quadro 5 – PA para compensar os efeitos do Despacho nº 299/2022	56
Quadro 6 – Descontos aplicados nas receitas das transmissoras de junho de 2023 a maio de 2024	73
Gráfico 1 – Exemplo hipotético de existência de TLR com vigência encerrada	54

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



Nota Técnica nº 105/2024-STR/ANEEL

Em 9 de julho de 2024.

Processo: **48500.005631/2023-13.****Assunto: Estabelecimento das Receitas Anuais Permitidas – RAP vinculadas às instalações de transmissão sob responsabilidade de concessionárias de transmissão para o ciclo 2024-2025.**

1. DO OBJETIVO

1. Estabelecer os valores da Receita Anual Permitida – RAP e das Parcelas de Ajustes – PA vinculados às instalações de transmissão sob responsabilidade de concessionárias do serviço público de transmissão de energia elétrica, para o período de 1º de julho de 2024 a 30 de junho de 2025, em conformidade com os ditames contratuais e com a regulamentação vigente.

2. DOS FATOS

2. Os Contratos de Concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica, celebrados entre a União e as Concessionárias, definem, em cláusula contratual específica, as regras de reajuste e revisão das Receitas Anuais Permitidas, para estabelecer e manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

3. Em 1º de fevereiro de 2022, a Resolução Normativa nº 1.003 consolidou diversas normas aplicáveis aos processos de concessionárias e permissionários de serviços públicos de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica. Entre outras ações, aprovou a consolidação dos Submódulos 9.3¹ e 10.4² dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, os quais definem os procedimentos para o Reajuste anual das receitas das transmissoras.

4. Os valores da RAP e PA das transmissoras para o ciclo 2023-2024 foram fixados pela Resolução Homologatória nº 3.216, de 4 de julho de 2023. A referida Resolução foi retificada em três oportunidades, sendo a última realizada por meio do Despacho nº 3.765, de 3 de outubro de 2023.

¹ O Submódulo 9.3 trata do reajuste das receitas das Transmissoras, estabelecendo os procedimentos gerais do processo.

² O Submódulo 10.4 também trata do reajuste, definindo a organização geral e os prazos para a execução dos processos anuais das concessionárias.

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

Pág. 6 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

5. Em 5 de dezembro de 2023, por meio do Despacho nº 4.675, a ANEEL aprovou alterações na RAP das concessionárias de transmissão para o ciclo 2023-2024, após a análise dos pedidos de reconsideração interpostos em face da Resolução Homologatória nº 3.216, de 2023, determinando que os novos valores fossem considerados no Reajuste Anual das Receitas do ciclo 2024-2025.

6. Em 8 de janeiro de 2024, foi encaminhado o Ofício-Circular nº 01/2024-STR/ANEEL³ para que as transmissoras CGT Eletrosul, Chesf e Furnas informassem a respeito da situação das transferências de Demais Instalações de Transmissão – DIT para distribuidoras, conforme despachos emitidos pela ANEEL. Em resposta, foram recebidas as cartas CE-RRRT.C-008/2024⁴, CE RRRT.S-0002/2024⁵ e RRRT.F.E.007.2024⁶.

7. Em 18 de janeiro de 2024, foi encaminhado o Ofício-Circular nº 02/2024-STR/ANEEL⁷ para solicitar às transmissoras ACRE, CEMIG-GT, CTEEP, EDP GOIÁS, Furnas e Macedo que informassem no Sistema de Gestão da Transmissão – Siget a conclusão das obras para as quais já havia Termos de Liberação – TL emitidos pelo Operador Nacional de Energia Elétrica – ONS, mas que ainda estavam com a situação “Em Andamento” no Siget⁸.

8. Em 22 de janeiro de 2024, foi encaminhado o Ofício-Circular nº 03/2024-STR/ANEEL⁹ para todas as transmissoras com contrato de concessão vigente na referida data, com o objetivo de reforçar às empresas a necessidade de realização das ações necessárias ao reajuste da RAP das concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica referente ao ciclo 2024-2025, conforme preconiza o Submódulo 10.4 do Proret.

9. Em 27 de fevereiro de 2024, foi encaminhado o Ofício-Circular nº 07/2024-STR/ANEEL¹⁰ às transmissoras Brilhante, Chesf, ETN, ITATIM e TER, solicitando informações necessárias para o cálculo dos encargos de conexão associado às instalações de interesse exclusivo para conexão compartilhada à Rede Básica - ICG. Na mesma data, foi encaminhado o Ofício nº 66/2024-STR/ANEEL¹¹ ao ONS solicitando a lista dos usuários conectados em ICG e com Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST assinado.

10. Em 11 de março de 2024, foi encaminhado o Memorando nº 19/2024-STR/ANEEL¹² à

³ SIC 48580.000016/2024-00.

⁴ SIC 48513.001399/2024-00.

⁵ SIC 48513.001455/2024-00.

⁶ SIC 48513.001996/2024-00.

⁷ SIC 48580.000050/2024-00.

⁸ Conforme consta no submódulo 10.4 do PRORET, é obrigação das concessionárias informar tempestivamente a situação das instalações de transmissão associadas aos empreendimentos autorizados e licitados sob sua responsabilidade. Sem essa ação por parte das transmissoras não é possível processar os respectivos Termos de Liberação, conseqüentemente, a parcela de RAP correspondente é considerada como “Prevista”, impactando a PA Apuração da concessionária e a receita a ser recebida pela empresa ao longo do ciclo.

⁹ SIC 48580.000050/2024-00.

¹⁰ SIC 48580.000862/2024-00.

¹¹ SIC 48580.000860/2024-00.

¹² SIC 48580.000941/2024-00.

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



Pág. 7 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica – STD, solicitando o envio de informações das compensações devido à violação dos limites de continuidade dos pontos de conexão em Demais Instalações de Transmissão – DIT, relativos à 2023, conforme estabelecido no PRODIST¹³. Em 3 de junho de 2024, a STD encaminhou o Memorando nº 278/2024-STD/ANEEL¹⁴, informando que em função de inconsistências detectadas no novo sistema de recebimento e tratamento de dados não foi possível enviar as informações das compensações a tempo para o processamento do reajuste da RAP do ciclo 2024-2025.

11. Em 11 de março de 2024, foi encaminhado o Memorando nº 21/2024-STR/ANEEL¹⁵ à Superintendência de Fiscalização Técnica dos Serviços de Energia Elétrica – SFT, solicitando a conferência dos dados referentes aos TL cadastrados no SIGET e a correção das eventuais inconsistências identificadas. Na mesma oportunidade, foi solicitado a indicação dos casos em que o cadastro do TL não pôde ser concluído pela SFT em virtude de ausência de informação de responsabilidade das transmissoras, bem como as ações preventivas tomadas para reforçar a necessidade de envio, por parte das empresas, das informações necessárias em cada caso. Em 14 de junho de 2024, a SFT encaminhou sua resposta por meio do Memorando nº 239/2024-SFT/ANEEL¹⁶, descrevendo as ações tomadas para cadastrar os TL emitidos pelo ONS e cobrar das transmissoras a atualização de conclusão de obras. Ademais, a área de fiscalização encaminhou planilha com dados de conclusão de obras informados por transmissoras sem a respectiva emissão de TL pelo ONS. Nesses casos, não houve ações adicionais no presente reajuste.

12. Em 11 de março de 2024, foi encaminhado o Memorando nº 22/2024-STR/ANEEL¹⁷ à Superintendência de Concessões, Permissões e Autorizações dos Serviços de Energia Elétrica – SCE solicitando atualização de informações no SIGET sob responsabilidade daquela Superintendência, bem como o envio dos dados dos reforços de pequeno porte autorizados sem o estabelecimento prévio de RAP a serem reconhecidos no reajuste do ciclo 2024-2025 e os valores decorrentes do estabelecimento de adicionais de receita de Operação e Manutenção – O&M associados às instalações de transmissão transferidas em decorrência de seccionamentos de Linhas de Transmissão. Por meio do Memorando nº 178/2024-SCE/ANEEL¹⁸, de 13 de junho de 2024, a SCE encaminhou as informações solicitadas.

13. Em 21 de fevereiro de 2024, a STR encaminhou o Ofício nº 60/2024-STR/ANEEL¹⁹ ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS solicitando informações necessárias para o reajuste da RAP e o cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST. Em resposta, o ONS expediu a Carta CTA-ONS DTA/SA 0861/2024²⁰, de 10 de junho de 2024.

14. Em 9 de julho de 2024, a Diretoria Colegiada da ANEEL decidiu, por unanimidade, homologar o resultado do reposicionamento da Receita Anual Permitida – RAP para os Contratos de

¹³ Prodinst – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional.

¹⁴ SIC 48552.002587/2024-00.

¹⁵ SIC 48580.000943/2024-00.

¹⁶ SIC 48532.005940/2024-00.

¹⁷ SIC 48580.000944/2024-00.

¹⁸ SIC 48526.006624/2024-00.

¹⁹ SIC 48580.000818/2024-00.

²⁰ SIC 48513.015844/2024-00.

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



Pág. 8 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

Concessão de Transmissão dos empreendimentos licitados, com Revisão Tarifária prevista para 2024, conforme a Resolução Homologatória nº 3.343/2024 e o resultado do reposicionamento da RAP dos reforços e melhorias para os Contratos de Concessão de Transmissão dos empreendimentos licitados, com Revisão Tarifária prevista para 2023, conforme a Resolução Homologatória nº 3.342/2024.

15. Em 9 de julho de 2024, a Diretoria Colegiada da ANEEL decidiu, por unanimidade, homologar o resultado do reposicionamento da RAP para os Contratos de Concessão de Transmissão prorrogados nos termos da Lei nº 12.783, de 2013, conforme a Resolução Homologatória nº 3.344/2024.

16. Salienta-se que, dada a natureza transversal dos dados necessários ao estabelecimento das receitas das transmissoras, a STR considera uma série de informações encaminhadas e validadas em colaboração com:

- Concessionárias de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica;
- Operador Nacional de Energia Elétrica – ONS;
- Superintendência de Concessões, Autorizações e Permissões dos Serviços de Energia Elétrica – SCE;
- Superintendência de Fiscalização Técnica dos Serviços de Energia Elétrica – SFT;
- Superintendência de Fiscalização Econômica, Financeira e de Mercado – SFF; e
- Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica – STD.

17. Além disso, contamos com o apoio técnico da equipe de sustentação da Superintendência de Gestão Técnica da Informação – SGI para os ajustes necessários na Base de Dados e na estrutura lógica do Sistema de Gestão da Transmissão – Siget, de forma a refletir a análise ora encaminhada.

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL.

Processo nº 48500.005631/2023-13.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F211A081007C35D9



3. DA ANÁLISE

3.1. ENCARGOS SETORIAIS E TRIBUTOS

3.1.1. Cota Anual da Reserva Global de Reversão – RGR

18. A cota anual da RGR foi criada pelo Art. 4º da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, com redação dada pela Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993. A RGR teve, inicialmente, sua data de extinção definida para o final do exercício de 2002, conforme o Art. 8º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, sendo postergada pela primeira vez para o final do exercício de 2010, nos termos da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e posteriormente para o final do exercício de 2035, conforme Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011.

19. No entanto, de acordo com o Art. 21 da Lei nº 12.783, de 2013, a partir de 1º de janeiro de 2013, as concessionárias de serviço público de transmissão licitadas a partir de 12 de setembro de 2012 ou prorrogadas, nos termos daquela lei, ficaram desobrigadas do recolhimento da quota anual da RGR.

20. As parcelas de RAP, estabelecidas para o ciclo 2024-2025, das concessionárias de transmissão que são obrigadas ao recolhimento da RGR, já consideram o adicional relativo a este encargo.

3.1.2. PIS/PASEP e COFINS

21. A cobrança dos Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público – PIS/Pasep e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – Cofins está embasada na Lei nº 10.637, de 30 de dezembro de 2002, e na Lei nº 10.833, de 29 de dezembro de 2003, sendo que o correspondente tratamento tarifário está embasado na Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e nos contratos de concessão celebrados com as concessionárias e permissionárias de energia elétrica.

22. A Lei nº 10.637, de 30 de dezembro de 2002, que *“dispõe sobre a não-cumulatividade na cobrança da contribuição para os Programas de Integração Social (PIS) e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (Pasep), nos casos que especifica; sobre o pagamento e o parcelamento de débitos tributários federais, a compensação de créditos fiscais, a declaração de inaptidão de inscrição de pessoas jurídicas, a legislação aduaneira, e dá outras providências”*, com alterações definidas pela Lei nº 10.684, de 30 de maio de 2003, alterou a sistemática de cobrança da contribuição para o PIS/Pasep²¹, com a finalidade de torná-la não-cumulativa, com vigência a partir de 1º de dezembro de 2002:

“Art. 2º Para determinação do valor da contribuição para o PIS/PASEP aplicar-se-á, sobre a base de cálculo apurada conforme o disposto no art. 1º, a alíquota de 1,65% (um inteiro e sessenta e cinco centésimos por cento).”

23. Complementarmente, a Lei nº 10.833, de 29 de dezembro de 2003, que dispõe sobre a cobrança não-cumulativa da Cofins, alterou o valor da alíquota do referido encargo de 3,0% para 7,6%, com vigência a partir de 1º de fevereiro de 2004, conforme redação abaixo:

²¹ Artigos 1º a 12.

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



Pág. 10 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

“Art. 2º Para determinação do valor da COFINS aplicar-se-á, sobre a base de cálculo apurada conforme o disposto no art. 11º, a alíquota de 7,6% (sete inteiros e seis décimos por cento).”

24. Além disso, a base para cálculo dos créditos dos valores das contribuições para o PIS/Pasep e Cofins também foi alterada, permitindo o desconto de créditos calculados em relação aos bens, serviços, custos e despesas adquiridos, incorridos, pagos ou creditados à pessoa jurídica domiciliada no País.

25. Com a publicação da Lei nº 11.196, de 2005, a Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF apresentou entendimento sobre a incidência da majoração das alíquotas de PIS/Pasep e da Cofins associado à prestação do serviço público de transmissão, conforme descrito na Nota Técnica nº 224/2006-SFF/ANEEL²², de 19 de junho de 2006, na qual apresenta um estudo sobre a não incidência da alíquota majorada, caracterizando a não alteração do preço pré-determinado dos contratos de concessão da transmissão.

26. A superintendência apresenta também o entendimento de que sofrem majoração as instalações autorizadas a partir de 31 de outubro de 2003 cujo ato autorizativo contemplava a sistemática cumulativa do imposto (3,65% de PIS/Cofins).

3.2. COMPOSIÇÃO DAS INSTALAÇÕES DAS CONCESSIONÁRIAS DE TRANSMISSÃO

27. O Módulo 2 das Regras de Transmissão estabelece:

“2.1 As INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO localizadas no SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL – SIN, são classificadas em:

a) REDE BÁSICA – RB;

b) DEMAIS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO – DIT;

c) INSTALAÇÃO DE TRANSMISSÃO DE INTERESSE EXCLUSIVO DE CENTRAIS DE GERAÇÃO PARA CONEXÃO COMPARTILHADA – ICG;

d) INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DESTINADAS A INTERLIGAÇÕES INTERNACIONAIS - ITI.

2.2 Integram a REDE BÁSICA do SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - SIN as INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO que atendam aos seguintes critérios:

a) Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV; e

²² SIC 48536.017859/2006-00.

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



Pág. 11 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

b) Transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário.

2.3 Não integram a REDE BÁSICA e são classificadas como DIT, as INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO que atendam aos seguintes critérios.

a) Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em qualquer tensão, quando de uso de CENTRAIS GERADORAS, em caráter exclusivo ou compartilhado, ou de CONSUMIDORES, em caráter exclusivo;

b) Instalações e equipamentos associados, em qualquer tensão, quando de uso exclusivo para importação e/ou exportação de energia elétrica e não definidos como INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DESTINADAS A INTERLIGAÇÕES INTERNACIONAIS;

c) Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em tensão inferior a 230 kV, localizados ou não em subestações integrantes da REDE BÁSICA.

2.4 Não integram a REDE BÁSICA e são classificadas como ICG as INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO, destinadas ao acesso de CENTRAIS GERADORAS em caráter compartilhado à REDE BÁSICA, definidas por chamada pública a ser realizada pela ANEEL e licitadas em conjunto com as instalações de REDE BÁSICA para duas ou mais CENTRAIS GERADORAS.

2.4.1 São consideradas ICGs os barramentos, linhas de transmissão, transformadores de potência, inclusive aqueles com lado de alta tensão em nível de REDE BÁSICA e lado de baixa tensão com nível inferior a 230 kV e suas conexões, bem como equipamentos de subestação não classificados como instalações de REDE BÁSICA.

2.4.2 As INSTALAÇÕES DE INTERESSE RESTRITO de CENTRAIS GERADORAS com mesmo nível de tensão das ICGs poderão integrar o certame de transmissão.

2.5 Não integram a REDE BÁSICA e são classificadas como ITI aquelas definidas conforme o art. 21 do Decreto nº 7.246, de 2010, e resultam de:

a) Licitação para prestação do serviço público de transmissão destinado a interligações internacionais, conforme §6º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 1995; ou

b) Equiparação das instalações necessárias aos intercâmbios internacionais de energia elétrica outorgadas até 31 de dezembro de 2010, conforme §7º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 1995.

2.6 O agente titular das ITI estará sujeito à regulamentação aplicável aos concessionários de transmissão.”

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



Pág. 12 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

28. As instalações descritas no item (a) do parágrafo 2.2 e no parágrafo 2.5 do Módulo 2 das Regras de Transmissão são remuneradas por meio de $TUST_{RB}$, aplicável a todos os usuários do SIN.
29. As instalações descritas no item (b) do parágrafo 2.2, quando em caráter exclusivo ou compartilhado, e no item (b) do parágrafo 2.3, quando em caráter compartilhado, são remuneradas por meio de $TUST_{FR}$, aplicáveis apenas aos usuários destas instalações.
30. As DIT de uso exclusivo ou compartilhado entre geradores e uso exclusivo de consumidor livre ou de distribuidoras são remuneradas por meio de Encargos de Conexão.
31. Conforme disciplinado no Submódulo 9.3 do PRORET, as concessionárias de transmissão iniciarão o recebimento das parcelas da Receita Anual Permitida referentes às DIT de uso exclusivo de concessionárias, permissionárias ou cooperativas de distribuição de energia elétrica, e eventuais parcelas de ajuste referentes a este tipo de instalação, de forma concatenada com o reajuste ou revisão das tarifas da distribuidora usuária, ou seja, após aprovação dos referidos valores na Resolução Homologatória emitida no âmbito do processo tarifário da respectiva distribuidora.
32. Os valores concatenados conforme item anterior serão atualizados pelo Índice de Variação da Inflação – IVI que consta no contrato de concessão da transmissora, da data de referência da respectiva RAP ou PA até a Data do Reajuste em Processamento (DRP) do respectivo processo tarifário da distribuidora usuária. Seguindo a mesma regra estabelecida para atualização de demais contratos de concessão regulados pela ANEEL, caso o número-índice do último mês do Período de Referência do processo da distribuidora usuária não tenha sido divulgado oficialmente pela Fundação Getúlio Vargas - FGV ou pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE até o 10º (décimo) dia anterior à Data do Reajuste em Processamento (DRP) da respectiva distribuidora usuária, será considerada para aquele mês a projeção mais recente do respectivo índice (média mensal), informada no Sistema de Expectativas de Mercado do Banco Central do Brasil (Relatório Focus).
33. Salienta-se que o índice estimado conforme metodologia acima é considerado final para todos os efeitos legais, não cabendo o ajuste posterior pelo valor efetivamente apurado daquele indicador econômico no referido mês.

3.2.1. Regularização na classificação de ativos de transmissão, adequação na alocação de custos e demais ajustes na base de dados

34. Entre um processo de reajuste e outro podem ocorrer ajustes na classificação das instalações e na base de ativos²³ sob responsabilidade das transmissoras, além de outras alterações. Tais ajustes são decorrentes de decisões específicas da ANEEL, de alterações contratuais ou tem por objetivo adequar o cadastro das instalações às normas vigentes. Desse modo, nessa seção são descritos os principais casos identificados que impactam o reajuste da RAP.

²³ Podem ocorrer a inclusão, exclusão ou alteração de módulos sob responsabilidade de determinada concessionária.

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



Pág. 13 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

35. Salientamos que a eventual ausência, nesta Nota Técnica, de descrição de ajuste processado, porém devidamente lastreado em contrato, norma regulatória, ou decisão da Diretoria da ANEEL não configura erro. Ainda, os casos específicos de desativações, substituições e transferências de ativos serão tratados em seção específica desta Nota Técnica.

3.2.1.1. Reclassificação de Instalações

36. Com base no Módulo 2 – Classificação das Instalações, das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica foram realizadas, para o ciclo 2024-2025, as adequações na classificação das instalações de transmissão descritas na Tabela 1 de modo a adequá-la à norma em vigor. Ressalta-se que tais reclassificações terão efeito a partir do ciclo 2024-2025.

Tabela 1 – Reclassificações realizadas para o ciclo 2024-2025

Módulo	Concessionária	Contrato	Classificação anterior	Classificação correta
TR 525/138 kV STA V.PALMAR TR2 RS	CGT ELETROSUL	020/2012	Rede Básica	Rede Básica de Fronteira
MC 525 kV TR 525/138 kV STA V.PALMAR TR2 RS	CGT ELETROSUL	020/2012	Rede Básica	Rede Básica de Fronteira
MC 138 kV TR 525/138 kV STA V.PALMAR TR2 RS	CGT ELETROSUL	020/2012	Rede Básica	Rede Básica de Fronteira
MC 138 kV TR 138/88 kV ITAPETININGA 2 TR3 SP ²⁴	CTEEP	059/2001	DIT Compartilhada	DIT Exclusiva
EL 138 kV BARRA PEIXE DIST1 ²⁵	ELETRONORTE	058/2001	DIT Exclusiva	Rede Básica de Fronteira
BC 23 kV 7,2 Mvar CAMPO BOM BC1 RS	CEEE-T	055/2001	Rede Básica de Fronteira	DIT Exclusiva
MC 23 kV BC 23 kV 7,2 Mvar CAMPO BOM BC1 RS	CEEE-T	055/2001	Rede Básica de Fronteira	DIT Exclusiva

37. Cabe destacar que, por meio da Carta CT/RT/228/2024²⁶, a CTEEP solicitou a alteração da classificação dos módulos TR 138/13,8 kV IBITINGA TR4 SP, MC 138 kV TR 138/13,8 kV IBITINGA TR4 SP e MC 13,8 kV TR 138/13,8 kV IBITINGA TR4 SP de DIT de Uso Exclusivo para DIT Compartilhada, pois, de acordo com a concessionária, os referidos módulos atendem tanto a distribuidora CPFL Paulista, quanto a geradora UHE Ibitinga.

38. No entanto, de acordo com o regulamento vigente, no caso de DIT que são compartilhadas por gerador e distribuidora, o correto, sob o aspecto contratual, é que tais instalações sejam classificadas como DIT de Uso Exclusivo da Distribuidora e sejam remuneradas via Contrato de Conexão às Instalações de Transmissão – CCT assinado entre transmissora e distribuidora. Nessa situação, cabe ao gerador assinar um Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD com a distribuidora local, conforme consta no Módulo 5 – Acesso ao Sistema das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica.

39. Eventualmente, se for o caso, o gerador deve assinar um CCT com a transmissora para remunerar as instalações de conexão que atendem exclusivamente ao gerador, tais como entradas de linha de uso exclusivo. Diante do exposto, a classificação atual das instalações mencionadas está correta

²⁴ Conforme solicitado na Carta CT/RT/172/2024. Reclassificação em linha com o regulamento vigente.

²⁵ Módulo alterado para MC 138 kV TR 230/138 kV BARRA PEIXE TR1 MT, conforme informado na Carta CE-RRRT.N-0013/2024.

²⁶ SIC 48513.003670/2024-00.

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



Pág. 14 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

e a solicitação da CTEEP deve ser negada.

40. Situação análoga ocorreu com os módulos TR 138/11,5 kV CACONDE TR3 SP, MC 138 kV TR 138/11,5 kV CACONDE TR3 SP, MC 11,5 kV TR 138/11,5 kV CACONDE TR3 SP e TR 138/11,5 kV CACONDE TRR3 SP, cuja reclassificação de DIT de Uso Exclusivo para DIT Compartilhada foi solicitada pela CTEEP por meio da Carta CT/RT/172/2024²⁷. De acordo com a transmissora, os referidos módulos atendem tanto a distribuidora CPFL Santa Cruz, quanto a geradora UHE Caconde. Pelos motivos apresentados anteriormente, a solicitação deve ser negada.

41. Por fim, por meio das Cartas CT/RT/228/2024 e CT/RT/229/2024, a CTEEP solicitou a reclassificação de DIT de Uso Exclusivo para DIT Compartilhada dos módulos IB 138 kV MG 440 kV SUMARE MG1 SP IB1 e IB 138 kV MG 440 kV MIRASSOL II MG1 SP IB1, respectivamente. Conforme alegado pela empresa, os referidos módulos atendem as conexões em 138 kV dos transformadores de fronteira 440/138 kV dessas subestações e, por esse motivo, não seriam de uso exclusivo da CPFL Paulista.

42. As subestações Sumaré e Mirassol II, incluindo os transformadores de fronteira, atendem exclusivamente às instalações da CPFL Paulista. Sendo assim, a classificação atual dos Interligadores de Barramento indicados está correta e a solicitação da CTEEP deve ser negada.

3.2.1.2. Regularização de Ativos

43. Por meio da Nota Técnica nº 314/2024-SCE/ANEEL²⁸, de 25 de março de 2024, a SCE instruiu a emissão do Despacho nº 951, de 2024, que tratou da regularização e inclusão no SIGET de diversos módulos de instalações de transmissão sob responsabilidade das concessionárias prorrogadas. Tais instalações já se encontravam em operação comercial, mas ainda não estavam cadastradas na ANEEL. Sendo assim, essas instalações foram consideradas no presente processo e incluídas no rateio da RAP de que trata a Portaria MME nº 579, de 2013.

44. Além disso, no âmbito da CP nº 31/2023, que tratou do aprimoramento dos procedimentos, metodologia de cálculo e resultado preliminar obtido para os custos operacionais regulatórios das transmissoras prorrogadas, foi conduzida uma análise detalhada da base de ativos das concessionárias de transmissão. Naquela oportunidade, as próprias concessionárias identificaram a presença de diversos módulos na base de dados que já haviam sido desativados ou eram inexistentes.

45. Sendo assim, a situação dessas instalações também foi regularizada e esses módulos foram removidos da base de dados do SIGET e do rateio da RAP das respectivas concessionárias. Todas as alterações foram respaldadas pelos diagramas unifilares das subestações correspondentes e será disponibilizada em anexo a esta Nota Técnica uma planilha contendo a lista das instalações que foram retiradas, juntamente com as devidas justificativas para a sua exclusão.

46. Destaca-se que é responsabilidade das concessionárias de transmissão realizar as

²⁷ SIC 48513.003033/2024-00.

²⁸ SIC 48526.003462/2024-00.

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



Pág. 15 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

adequações contratuais necessárias em função das regularizações executadas no âmbito deste processo, como, por exemplo, adequações nos respectivos Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT).

3.2.1.3. Demais Ajustes na Base de Dados

47. A seguir tem-se a relação de atos do Poder Concedente que impuseram ajustes na base de dados em relação ao último ciclo da RAP:

48. Por meio da Portaria nº 751/GM/MME, de 9 de outubro de 2023, foi declarada a caducidade da concessão outorgada por meio do Contrato de Concessão nº 008/2019 à Mata Verde Transmissora de Energia Ltda.

49. Por meio da Portaria nº 766/GM/MME, de 25 de janeiro de 2024, foi declarada a caducidade da concessão outorgada por meio do Contrato de Concessão nº 027/2018 à Transmissora de Energia Ribeiro Gonçalves Balsas SPE Ltda.

3.2.2. Reforços autorizados sem estabelecimento prévio de receita

50. A SCE calculou a parcela adicional de RAP dos reforços autorizados sem estabelecimento prévio de receita, nos termos do Módulo 3 das Regras de Transmissão, a serem consideradas no reajuste anual de receita das concessionárias de transmissão para o ciclo 2024-2025, conforme detalhado na Nota Técnica nº 668/2024-SCE/ANEEL²⁹, de 13 de junho de 2024, e homologado pela REH nº 3.338, de 2024, retificada em 9 de julho de 2024, de modo a ajustar o valor das receitas à devida Taxa Regulatória de Remuneração do Capital – WACC, conforme Despacho nº 1.296, de 23 de abril de 2024. As Parcelas de Ajuste (PA) relativas aos valores de receita devidos às concessionárias entre a data de entrada em operação comercial do reforço até 30 de junho de 2024 serão definidas na seção 3.4.2 desta Nota Técnica.

3.3. RECEITA ANUAL PERMITIDA PARA O PERÍODO 2024-2025

3.3.1. Reajuste da Receita Anual Permitida - RAP

51. A RAP destinada às concessionárias pela prestação de serviço público de transmissão de energia elétrica no período *i*, de 1º de julho de 2024 a 30 de junho de 2025, é calculada a partir da soma das parcelas de receita referentes às instalações de Rede Básica e às Demais Instalações de Transmissão em operação comercial no período *i-1*, atualizadas pelo Índice de Variação da Inflação - IVI_{i-1} ³⁰.

52. Os contratos de concessão apontam o índice a ser utilizado no Reajuste Anual das Receitas³¹. Os valores do IVI para o ciclo 2024-2025 para os contratos reajustados pelo IGP-M e IPCA são

²⁹ SIC 48526.006620/2024-00, juntada ao Processo nº 48500.000312/2024-94.

³⁰ O IVI_{i-1} é o quociente do índice inflacionário indicado no Contrato de Concessão, do mês de maio do período *i-1*, pelo índice do mês de maio do período *i-2*.

³¹ São utilizados o Índice Geral de Preços de Mercado - IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas - FGV, ou o Índice de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA, calculado pela Fundação Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE ou, no caso de extinção, outro definido pela ANEEL.

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



Pág. 16 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

respectivamente 0,996618210560378 (variação de -0,34% nos últimos 12 meses) e 1,03926016611455 (variação de +3,93% nos últimos 12 meses).

53. Considerando as instalações em operação comercial no início do ciclo 2024-2025 9,1% da RAP total foi reajustada pelo IGP-M, enquanto as receitas reajustadas pelo IPCA correspondem a 90,9%.

54. No Anexo I desta Nota Técnica são apresentados os valores consolidados da RAP para o ciclo 2024-2025, segregados por Contrato de Concessão. Os encargos de conexão relativos às DIT de uso exclusivo de distribuidoras são apresentados no Anexo II, e os de uso exclusivo de geradores e consumidores são apresentados no Anexo III.

55. As concessionárias, cujos contratos de concessão não incluem na RAP os valores referentes ao PIS/Pasep e Cofins, são listadas no Anexo IX. Nesse caso, o ONS inclui esses tributos na RAP dessas Transmissoras (nos Avisos de Crédito – AVC e Avisos de Débito – AVD correspondentes) ou a empresa os registra diretamente na fatura dos Encargos de Conexão, conforme o regime de tributação informado ao ONS e à ANEEL. Assim a RAP se apresenta líquida de PIS/Pasep e Cofins.

56. Para as concessionárias obrigadas a recolherem RGR, o PIS/PASEP e a Cofins serão incluídos segundo a expressão:

$$Valor\ Bruto = Valor\ líquido \cdot \frac{(1 - (Alíquota\ RGR\ e\ TFSEE))}{(1 - (\sum Alíquotas\ de\ PIS/Pasep,\ Cofins,\ TFSEE\ e\ RGR))}$$

57. Para as concessionárias desobrigadas a recolherem RGR, o PIS/PASEP e a Cofins serão incluídos conforme a expressão:

$$Valor\ Bruto = Valor\ líquido \cdot \frac{1}{(1 - (\sum Alíquota\ de\ PIS/Pasep,\ Cofins))}$$

58. Ressalta-se que, para o cálculo das Receitas, foram consideradas as informações constantes do SIGET em 28 de junho de 2024.

3.3.2. Redução de 50% da RAP dos contratos licitados entre 1999 e 2006

59. Os contratos de concessão de transmissão provenientes de licitação entre 1999 e 2006 preveem a redução de 50% da RAP a partir do 16º (décimo sexto) ano de operação comercial das instalações, como consta em Subcláusula específica da Cláusula Sexta dos referidos contratos:

“Subcláusula - A partir do 16º (décimo sexto) ano de OPERAÇÃO COMERCIAL, a RECEITA ANUAL PERMITIDA da TRANSMISSORA será de 50% (cinquenta por cento) da RECEITA ANUAL PERMITIDA do 15º ano de OPERAÇÃO COMERCIAL estendendo-se até o término do prazo da concessão fixado neste CONTRATO. A esta receita aplica-se os critérios de reajuste e revisão previstos nesta Cláusula”.

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL.

Processo nº 48500.005631/2023-13.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F211A081007C35D9



Pág. 17 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

60. Os contratos de concessão de transmissão que possuem a Subcláusula acima e, portanto, sujeitos a redução da RAP estão listados no Quadro 1:

Concessionária	Contrato	Concessionária	Contrato
TAESA	040/2000	VCTE	003/2005
CEMIG-GT	079/2000	Centroeste	004/2005
ECTE	088/2000	Transudeste	005/2005
TAESA	095/2000	FURNAS	006/2005
ETEE	096/2000	CHESF	007/2005
TAESA	097/2000	CHESF	008/2005
FURNAS	034/2001	PPTe	009/2005
EATE	042/2001	ELETROSUL	010/2005
ETEP	043/2001	TAESA	011/2005
COPEL-GT	075/2001	Transirapé	012/2005
IEJAPI	143/2001	ATE III	001/2006
TAESA	001/2002	INTESA	002/2006
TAESA	002/2002	SMTE	003/2006
CEEE-T	080/2002	LTT	004/2006
TAESA	081/2002	ELETROSUL	005/2006
ETAU	082/2002	STC	006/2006
ERTE	083/2002	FURNAS	007/2006
CPTe	084/2002	JTE	001/2007
ENTE	085/2002	PCTE	002/2007
ETIM	086/2002	RPTE	003/2007
TAESA	087/2002	IEMG	004/2007
TAESA	003/2004	CHESF	005/2007
ELETROSUL	004/2004	ETES	006/2007
STN	005/2004	SPTE	007/2007
TAESA	006/2004	ATE IV	008/2007
LUMITRANS	007/2004	ATE V	009/2007
AETE	008/2004	CHESF	010/2007
TRANSESTE	009/2004	ATE VI	011/2007
ITE	001/2005	CHESF	012/2007
Uirapuru	002/2005	ATE VII	013/2007

Quadro 1 – Contratos de Concessão com Subcláusula que estabelece redução da RAP a partir do 16º ano

61. Os contratos de concessão que possuem instalações de transmissão, cuja entrada em operação comercial completará 15 anos ao longo do ciclo 2024-2025, estão listados no Quadro 2:

Concessionária	Contrato
Centroeste	004/2005
FURNAS	006/2005
CHESF	008/2005
JTE	001/2007
PCTE	002/2007
EVOLTZ V	009/2007
EVOLTZ VII	011/2007
EVOLTZ VII	013/2007

Quadro 2 – Contratos de Concessão com instalações cuja operação completará 15 anos no ciclo 2024-2025

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



Pág. 18 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

62. No levantamento das datas de entrada em operação comercial das instalações, foram utilizadas informações encaminhadas pelo ONS por meio da Carta nº 0374/100/2016³², de 17 de março de 2016, as constantes no SIGET e as do Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN – SINDAT. A planilha contendo a data de entrada em operação comercial das instalações associadas aos contratos que sofrerão redução da RAP encontra-se anexa à esta Nota Técnica.

63. Dado que os contratos de concessão possuem instalações cuja parcela de RAP associada será reduzida em 50% em datas distintas durante ciclo 2024-2025, foi calculada, conforme Submódulo 9.3 do PRORET, a RAP equivalente a ser recebida pelas concessionárias ao longo do referido ciclo.

64. A RAP equivalente, exposta na Tabela 2, considera:

- a) os valores *pro rata* das parcelas de RAP sem redução, de 1º de julho de 2024 até a data de fim do 15º ano de operação comercial das instalações; e
- b) os valores *pro rata* das parcelas de RAP com redução de 50%, a partir da data de início do 16º ano de operação comercial das instalações até 30 de junho de 2025.

Tabela 2 – RAP equivalente a ser recebida pelas Concessionárias ao longo do ciclo 2024-2025

Concessionária	Contrato	RAP Equivalente (Ref.: Jun-24)
Centroeste	004/2005	26.007.822,94
FURNAS	006/2005	31.292.918,65
CHESF	008/2005	8.266.197,46
JTE	001/2007	70.107.113,79
PCTE	002/2007	33.559.805,26
EVOLTZ V	009/2007	21.953.369,62
EVOLTZ VII	011/2007	17.514.515,36
EVOLTZ VII	013/2007	8.650.824,42

65. Ressalta-se que, para o ciclo 2025-2026, será estabelecida uma nova receita, contemplando a redução plena das parcelas de RAP associadas aos contratos mencionados. A planilha contendo o detalhamento do cálculo encontra-se anexa a esta Nota Técnica. Ainda, é necessário comentar que, no caso do Contrato nº 002/2007 da PCTE, somente parte dos equipamentos associados à concessão sofreram redução de receita no ciclo 2023-2024. Sendo assim, as instalações que ainda não sofreram redução de RAP e que completarão o 15º quinto ano de operação ao longo do próximo ciclo, passarão pelo ajuste em suas receitas no ciclo 2025-2026.

66. Além disso, alguns contratos de concessão já tiveram a receita reduzida de forma proporcional no ciclo 2023-2024, como consta na Nota Técnica nº 39/2023-STR/ANEEL³³, de 30 de junho de 2023, e terão, no ciclo 2024-2025, a redução plena das parcelas de receita associadas a esses contratos.

³² SIC nº 48513.006775/2016-00.

³³ SIC 48580.001337/2023-00.

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



Pág. 19 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

As transmissoras que se enquadram nessa situação, bem como os valores de RAP com redução plena de 50% são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Contratos com redução plena dos 50% no ciclo 2024-2025

Concessionária	Contrato	RAP Redução Plena 50% (Ref.: Jun-24)
LTT	004/2006	79.070.184,56
ELETROSUL	005/2006	30.081.048,46
RPTTE	003/2007	23.495.367,98
IEMG	004/2007	14.006.448,54
ETES	006/2007	6.170.582,03
SPTTE	007/2007	21.680.933,21

3.3.3. Revisão periódica da RAP de transmissoras

67. Em decorrência da Decisão da Diretoria, consubstanciada no Despacho nº 402, de 14 de fevereiro de 2023, foi postergada de 2023 para 2024 a Revisão da Receita Anual Permitida – RAP das transmissoras prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783/2013, bem como adiado parcialmente, no que se refere à RAP dos Reforços e Melhorias, o escopo da Revisão de 2023 das concessionárias licitadas.

68. Sendo assim, a Revisão de 2023, naquela circunstância, ficou restrita à atualização do custo de Capital de Terceiros da receita ofertada no Leilão e à captura, em favor da modicidade tarifária, das Outras Receitas das Transmissoras Licitadas.

69. Com a conclusão das três etapas da Consulta Pública nº 31/2023, foi possível dar prosseguimento aos processos de revisão da RAP das transmissoras prorrogadas, de revisão da RAP dos Reforços e Melhorias das transmissoras licitadas com data de revisão em 1º de julho de 2023 e de revisão da RAP das transmissoras licitadas com data de revisão em 1º de julho 2024.

70. Diante do exposto, informa-se que os resultados da Revisão da RAP dos Reforços e Melhorias de 2023 das concessionárias licitadas, da Revisão de 2024 das concessionárias licitadas e da Revisão de 2023 das concessionárias prorrogadas foram homologados por meio das Resoluções Homologatórias nº 3.342, nº 3.343 e nº 3.344, respectivamente, todas de 9 de julho de 2024. Reforça-se que seus resultados foram devidamente incorporados nos cálculos do Reajuste 2024 da RAP.

3.3.4. Previsão de RAP para novas obras

71. A previsão das parcelas da RAP, *pro rata tempore*, referentes às instalações de transmissão previstas para entrar em operação comercial entre 1º de julho de 2024 e 30 de junho de 2025, totalizou R\$ 1.217.240.822,77, conforme apresentado na Tabela .

Tabela 4 – Previsão de RAP (R\$), *pro rata tempore*, de instalações que entrarão em operação no ciclo 24-25

Classificação do Ativo	Licitadas	Reforços	Melhorias	TOTAL
Rede Básica	760.401.876,26	155.825.606,93	59.012.383,44	975.239.866,63

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



Pág. 20 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

Classificação do Ativo	Licitadas	Reforços	Melhorias	TOTAL
Rede Básica de Fronteira	77.636.340,78	67.095.636,07	30.587.237,77	175.319.214,62
DIT compartilhada	1.029.514,37	15.583.910,50	1.075.037,27	17.688.462,14
DIT de uso exclusivo	21.187.242,58	25.731.051,17	2.074.985,65	48.993.279,40
TOTAL	860.254.973,99	264.236.204,67	92.749.644,13	1.217.240.822,79

72. No anexo V desta Nota Técnica consta a lista das instalações previstas para entrarem em operação comercial durante o ciclo 2024-2025 e suas respectivas parcelas de RAP. Ressalta-se que para o cálculo das receitas foram consideradas informações constantes do SIGET em 28 de junho de 2024.

3.3.5. Resolução Autorizativa nº 800, de 30 de janeiro de 2007

73. A Resolução Autorizativa nº 800, de 2007, estabelece valores de RAP devidas à CTEEP e à PPTE pelo ressarcimento dos custos dos serviços de operação e manutenção³⁴ prestados pela CESP em equipamentos de propriedade desta, utilizadas por instalações de Rede Básica das concessionárias ali conectadas, conforme detalhado na Nota Técnica nº 2/2007-SRT/ANEEL, de 8 de janeiro de 2007.

74. Dessa forma, durante o ciclo 2024-2025, a CESP tem direito a receber, de cada uma das concessionárias de transmissão, CTEEP (Contrato de Concessão nº 059/2001) e PPTE (Contrato de Concessão nº 009/2005), R\$ 2.036.798,14, já atualizado pelo IGP-M para preços de junho de 2024.

3.3.6. Encargos de conexão referente ao custeio das ICG e IEG

75. O Anexo VII indica os valores dos encargos de conexão³⁵ referentes ao custeio das Instalações de Transmissão de Interesse Exclusivo para Conexão Compartilhada – ICG e das Instalações de Transmissão de Interesse Exclusivo para Conexão Individual – IEG, vinculadas aos Contratos de Concessão nº 7/2009, nº 8/2009, nº 9/2009, nº 19/2010, nº 20/2010, nº 21/2010, nº 8/2011, nº 9/2011, nº 10/2011, nº 18/2012, nº 19/2012 e nº 13/2014.

3.3.7. RAP da PRT 579/2012 e PRT 120/2016

76. A Tabela 5 a seguir apresenta os valores consolidados para o ciclo 2024-2025 das receitas de que trata a Portaria MME nº 579/2012 e do componente econômico e financeiro da Portaria MME nº 120/2016. Esses valores consideram a revisão da RAP das transmissoras prorrogadas, conforme instruído no âmbito da CP nº 12/2024, além dos descontos realizados, conforme mencionado na seção 3.4.5.7 desta Nota Técnica, em função do cancelamento da receita das instalações desativadas, substituídas e transferidas para as Distribuidoras.

77. Os custos operacionais referentes à Portaria MME nº 579/2012 também consideram a

³⁴ Os custos devidos pela CTEEP e PPTE são definidos nos artigos 1º e 2º da Resolução Autorizativa nº 800, de 2007.

³⁵ Os valores foram estabelecidos conforme apresentado na Nota Técnica nº 104/2024-STR/ANEEL, de 9/7/2024, SIC nº 48580.002260/2024-00.

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



Pág. 21 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

trajetória aprovada no submódulo 9.1 do PRORET. Quanto ao componente financeiro da RBSE, ressalta-se que os valores definitivos estão em discussão pela Diretoria Colegiada da ANEEL sem uma decisão final sobre o tema. Portanto, foram mantidos os valores atualmente homologados, atualizados pelo IPCA para preços de junho de 2024.

78. A memória de cálculo dos valores apresentados na tabela a seguir encontra-se disponível na planilha “PA - DIVERSAS - Subst., Transf. e Desativação 2024.xlsx” em anexo a esta Nota Técnica.

Tabela 5 – RAP das Portarias MME 579/2012 e 120/2016 para o ciclo 2024-2025

Concessionaria	Contrato	RAP PRT 579/2012 (R\$) Ref.: Jun/24	RAP Econômico PRT 120/2016 (R\$) Ref.: Jun/24	RAP Financeiro PRT 120/2016 (R\$) Ref.: Jun/24
CEMIG-GT	006/1997	243.057.123,43	118.073.723,08	359.354.623,35
CEEE-T	055/2001	375.730.618,96	120.686.304,88	295.399.472,96
CGT ELETROSUL	057/2001	365.817.489,19	98.177.667,77	434.724.641,30
ELETRONORTE	058/2001	595.195.393,11	335.166.629,21	927.563.049,84
CTEEP	059/2001	812.917.621,90	597.051.345,59	1.507.587.385,77
COPEL-GT	060/2001	166.091.092,80	115.920.073,10	209.055.145,97
CHESF	061/2001	968.420.376,47	954.462.847,81	1.988.347.515,45
FURNAS	062/2001	1.392.127.863,97	1.299.908.194,85	3.180.173.229,09
EDP GOIÁS	063/2001	62.457.073,64	38.147.112,12	78.142.618,60
TOTAL		4.981.814.653,47	3.677.593.898,41	8.980.347.682,33

3.4. PARCELAS DE AJUSTE – PA PARA O PERÍODO 2024-2025

79. A arrecadação e as necessidades de receita são variáveis ao longo do ciclo tarifário em função, por exemplo, das novas instalações – e respectivas receitas – que entram em operação comercial, além da dinâmica própria de contratação do uso da rede pelos usuários. Como as tarifas de transmissão permanecem fixas pelo período de doze meses, foi necessária a criação de mecanismo para tratar do *superávit* ou do *déficit* de arrecadação que ocorre ao longo do ciclo tarifário. Todos os pagamentos são feitos diretamente dos usuários da rede às concessionárias de transmissão, de modo que o rateio de sobras e *déficits* é feito proporcionalmente à receita para cada uma das transmissoras.

80. A Parcela de Ajuste do ciclo atual (ciclo i) é o mecanismo utilizado pela ANEEL, previsto em contrato, para compensar o *déficit* ou *superávit* de arrecadação ocorrido no ciclo anterior (ciclo i-1) ou para compensar diferenças nos casos em que a receita recebida pelas transmissoras em ciclos anteriores mereça algum tipo de revisão. A atualização monetária da PA de cada transmissora é realizada conforme o Contrato de Concessão e o que consta no Submódulo 9.3 do Proret.

81. Destaca-se que a atualização monetária da PA das concessionárias de transmissão pode ser da forma mensal ou anual, a depender do que dispõe o Contrato de Concessão. Esclarecemos que na atualização mensal, as diferenças ocorridas em determinado mês são atualizadas pelo índice previsto no contrato de concessão, do mês em que ocorreu a diferença (número índice do mês anterior) até junho do ano de processamento do cálculo (número índice de maio), sendo a PA o valor resultante da soma dessas

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



Pág. 22 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

diferenças atualizadas mensalmente.

82. Já no caso da atualização anual da PA, as diferenças mensais referentes a um **mesmo ciclo** são somadas e o resultado total desse somatório é atualizado pelo índice previsto no contrato de concessão da data de referência de preços de junho (número índice de maio) do ciclo a que se refere as receitas até junho (número índice de maio) do ano de processamento do cálculo.

83. Além disso, a regra regulatória prevê a aplicação da metodologia de atualização anual da PA para os casos em que o contrato de concessão não especifica a forma de atualização. Dessa forma, a atualização mensal da PA é aplicada apenas para as transmissoras que possuem expressamente descrito em seus contratos de concessão que a atualização deve ser realizada dessa maneira.

84. Diante do exposto, cabe ressaltar que não faz parte do escopo do processo de reajuste da RAP discutir qual a metodologia de atualização da PA deve ser aplicada a cada concessionária, uma vez que essa questão já está definida nos contratos de concessão e no submódulo 9.3 do Proret. Sendo assim, as Parcelas de Ajuste apresentadas nesta Nota Técnica foram atualizadas em estrita conformidade com os termos estabelecidos nos respectivos contratos de concessão e com o regulamento vigente.

85. O Anexo VI desta Nota Técnica apresenta os valores da PA para o período 2024-2025 por Contrato de Concessão, a preços de junho de 2024, cujo resumo é mostrado na Tabela .

Tabela 6 – Parcelas de Ajuste e Financeiros (R\$)

Tipo	Rede Básica	Rede Básica de Fronteira	DIT Compartilhada	DIT de Uso Exclusivo	ICG / IEG (2)	TOTAL
Financeiro Melhorias	203.581.405,62	0,00	0,00	0,00	0,00	203.581.405,62
PA Apuração	-1.707.019.989,55	-286.556.157,69	-64.046.112,87	-6.654.279,22	0,00	-2.064.276.539,33
PA Instalações Autorizadas sem RAP prévia (1)	850.757,87	0,00	1.910.813,63	11.975.594,74	0,00	14.737.166,24
PA Outros Ajustes	101.490.567,54	-23.498.425,03	443.226,99	6.576.754,27	16.649.708,43	101.661.832,20
PA Qualidade DIT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PA Revisão	-770.297.006,14	57.891.901,04	-37.005.578,81	-358.009.870,62	0,00	-1.107.420.554,53
TOTAL	-2.171.394.264,66	-252.162.681,68	-98.697.651,06	-346.111.800,83	16.649.708,43	-2.851.716.689,80

(1) Conforme Nota Técnica nº 668/2024-SCE/ANEEL, de 13 de junho de 2024. (2) Os valores de PA de ICG/IEG não constam na Lista PA disponibilizada pois já se encontram contabilizados no Anexo VII.

86. Ressalta-se que estes valores já contemplam as alterações apresentadas na Nota Técnica nº 156/2023-STR/ANEEL³⁶, que apresenta o resultado dos Pedidos de Reconsideração interpostos em face da Resolução Homologatória nº 3.216, de 2023, conforme aprovado pelo Despacho nº 4.675/2023.

³⁶ SIC 48580.002965/2023-00.

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



Pág. 23 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

3.4.1. PA Apuração

87. A PA Apuração é o valor que compensa as diferenças oriundas do *déficit* ou *superávit* de arrecadação que ocorre na apuração realizada pelo ONS. São consideradas as diferenças ocorridas nos meses de junho do ano i-1 (último mês do ciclo i-2) a maio do ano i (penúltimo mês do ciclo i-1), podendo-se, eventualmente, considerar diferenças anteriores a esse período.

88. Importante ressaltar que o índice de atualização da PA Apuração não coincidirá com o índice de atualização ordinário aplicado às receitas para o ciclo, conforme valores apresentados na seção 3.3.1 desta Nota Técnica. Isso se deve à presença de receitas de mais de um ciclo na apuração, além da existência de diferentes regras de atualização da PA estabelecidas em cada contrato (mensal ou anual). No caso concreto da PA Apuração realizada no ciclo 2024-2025, a competência de 6/2023 pertence ao ciclo 2022-2023, enquanto as demais competências de 7/2023 a 5/2024 pertencem ao ciclo 2023-2024.

89. É recorrente que as concessionárias apresentem dúvidas sobre a atualização das Parcelas de Ajuste e cometam o equívoco de se comparar o valor do índice de atualização da PA com o índice de atualização utilizado no reajuste da RAP, apresentado na seção 3.3.1 desta Nota Técnica. Para esclarecer essa questão e auxiliar na conferência dos valores disponibilizados nesta Nota Técnica, as Tabelas 6 e 7 apresentam, mês a mês, os índices corretos a serem aplicados para a atualização da PA, levando-se em consideração os procedimentos aplicáveis a cada metodologia de atualização, conforme estabelecido no Submódulo 9.3 do Proret, nos contratos de concessão e descrito na seção 3.4 desta Nota Técnica.

Tabela 7 – Índices de atualização da PA – Metodologia Mensal (IPCA e IGP-M)

Mês	Número Índice mês anterior [1]	Número Índice IPCA maio/24 [2]	Índice de Atualização [2] / [1]	Mês	Número Índice IGPM mês anterior [1]	Número Índice IGPM maio/24 [2]	Índice de Atualização [2] / [1]
jun/23	6.665,28	6.926,96	1,0392602	jun/23	1.131,058	1.127,233	0,9966182
jul/23	6.659,95		1,0400919	jul/23	1.109,230		1,0162302
ago/23	6.667,94		1,0388456	ago/23	1.101,204		1,0236369
set/23	6.683,28		1,0364611	set/23	1.099,710		1,0250275
out/23	6.700,66		1,0337728	out/23	1.103,740		1,0212849
nov/23	6.716,74		1,0312979	nov/23	1.109,236		1,0162247
dez/23	6.735,55		1,0284179	dez/23	1.115,815		1,0102329
jan/24	6.773,27		1,0226907	jan/24	1.124,072		1,0028121
fev/24	6.801,72		1,0184130	fev/24	1.124,879		1,0020927
mar/24	6.858,17		1,0100304	mar/24	1.119,061		1,0073026
abr/24	6.869,14		1,0084174	abr/24	1.113,837		1,0120269
mai/24	6.895,24		1,0046003	mai/24	1.117,280		1,0089082

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



Pág. 24 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

Tabela 8 – Índices de atualização da PA – Metodologia Anual (IPCA e IGP-M)

Mês	Número Índice IPCA de maio do ciclo correspondente [1]	Número Índice IPCA maio/24 [2]	Índice de Atualização [2] / [1]	Mês	Número Índice IPCA de maio do ciclo correspondente [1]	Número Índice IGP-M maio/24 [2]	Índice de Atualização [2] / [1]	
jun/23	6.412,88 ¹	6.926,96	1,0801637	jun/23	1.183,953 ¹	1.127,233	0,9520927	
jul/23	6.665,28 ²		1,0392602		jul/23		1.131,058 ²	0,9966182
ago/23					ago/23			
set/23					set/23			
out/23					out/23			
nov/23					nov/23			
dez/23		dez/23						
jan/24				jan/24				
fev/24				fev/24				
mar/24				mar/24				
abr/24				abr/24				
mai/24				mai/24				

1. O mês de junho de 2023 pertence ao ciclo 2022-2023 e está na referência de preços de junho de 2022.

2. Os meses de julho de 2023 a maio de 2024 pertencem ao ciclo 2023-2024 e estão na referência de preços de junho de 2023.

90. Como já comentado, o regime de atualização utilizado para cada concessionária foi aquele definido no respectivo Contrato de Concessão, considerando o que consta no Submódulo 9.3 do Proret. Para identificar o índice e regime de atualização (mensal ou anual) de um contrato específico, pode-se consultar a planilha “Lista de Módulos” aprovada para o ciclo.

91. Além disso, também é comum que as concessionárias apresentem dúvidas sobre a composição das rubricas RBNIA/RBNI e RMEL/RMELP, especialmente para a competência do mês de junho. Quanto a esse ponto, informa-se que será disponibilizada memória de cálculo completa da PA Apuração. Adicionalmente, cabe esclarecer que no cálculo realizado pela ANEEL, são consideradas na rubrica RBNIA/RMELP apenas as instalações que tiveram a entrada em operação comercial reconhecida após a emissão da Resolução Homologatória do reajuste anterior.

92. No caso concreto da PA Apuração a ser calculada neste Processo, que abrange o período de 1/6/2023 a 31/5/2024, de forma geral, são consideradas como RBNIA/RMELP as parcelas de receita das instalações que tiveram a entrada em operação comercial reconhecida após a emissão da Resolução Homologatória nº 3.216, de 2023, mesmo que com data retroativa. As instalações que tiveram a entrada em operação comercial reconhecida no âmbito da Resolução Homologatória nº 3.216, de 2023, são consideradas como RBNI, inclusive na competência de junho de 2023, mesmo que fossem classificadas como RBNIA na PA Apuração do ciclo anterior.

93. Reforça-se ainda que é obrigação das transmissoras manterem o status das obras sob sua responsabilidade devidamente atualizado no SIGET, conforme determinado pelo submódulo 10.4 do PRORET. A ausência dessa informação no sistema, que é de exclusiva responsabilidade das concessionárias, impede a consideração da correspondente parcela de RAP como “Ativa”. Isso não apenas afeta a receita a ser recebida ao longo do ciclo 2024-2025, como também impacta negativamente o

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



Pág. 25 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

cálculo da PA Apuração da concessionária, com a devolução de valores já recebidos.

94. Sendo assim, foram consideradas as informações encaminhadas pelas transmissoras até 31 de maio do ano de processamento deste reajuste, conforme preconiza o Submódulo 10.4 do Proret. Não obstante, é importante ressaltar que no caso de instalações que entram em operação comercial em junho do ano de processamento deste reajuste, o ONS libera o recebimento da respectiva parcela de receita na Apuração Mensal dos Serviços e Encargos de Transmissão (AMSE) sem a necessidade de que esta esteja com situação “Ativa” no relatório “Lista de Módulos” aprovado para o ciclo.

95. Importante frisar que as alterações nos valores das Receitas e Parcelas de Ajuste associadas às instalações classificadas como Rede Básica, Rede Básica de Fronteira, Interligação Internacional e DIT Compartilhada, decorrentes da análise dos Pedidos de Reconsideração interpostos em face da REH nº 3.216, de 2023, terão seus efeitos financeiros considerados na PA Apuração calculada no âmbito deste processo, conforme estabelecido pelo Despacho ANEEL nº 4.675, de 2023.

96. Por fim, ressalta-se que quaisquer ajustes necessários que sejam identificados no cálculo da PA Apuração, podem ser tratados posteriormente e as diferenças podem ser compensadas no ciclo subsequente, sem qualquer prejuízo econômico para as concessionárias.

3.4.1.1. Encargos Rescisórios de CUST

97. Conforme consta na seção III.4.7.5 da Nota Técnica nº 39/2023-STR/ANEEL, em função do tempo exíguo para deliberação do processo de reajuste da RAP do ciclo 2023/2024 e da existência de processo por meio do qual a Abrate solicitava não inclusão de Parcela de Ajuste (PA) para apurar os valores dos Avisos de Crédito (AVC) complementares emitidos pelo ONS, relativos aos encargos rescisórios de centrais geradoras decorrente da rescisão do CUST, conforme aplicação do Módulo 5 das Regras de Transmissão, a incorporação desses valores na Parcela de Ajuste das transmissoras foi adiada.

98. Não obstante, na análise dos Pedidos de Reconsideração interpostos em face da REH nº 3.216/2023, que homologou a RAP para o ciclo 2023-2024, realizada por meio da Nota Técnica nº 156/2023-STR/ANEEL, foram definidas PA relativas aos encargos rescisórios indicados pelo ONS por meio da Carta CTA-ONS DTA 1088/2023, de 7 de junho de 2023, conforme Quadro 3.

Contrato Rescindido	Agente	Encargos Rescisórios apurados Ref.: Jun/23 (R\$)
CUST nº 024 a 042-2016 e nº 044-2016	Usinas Revogadas do Grupo RENOVA (Despacho nº 1.259/2022)	19.299.354,34
CUST nº 110-2015	Usina Caetité VA	1.182.800,27
CUST nº 85 ao 94-2021 e nº 100 a 114-2021	Geradora Quinturaré SPE Ltda	154.399.179,35

Quadro 3 – Encargos rescisórios considerados nos recursos contra a REH nº 3.216/2023

99. Entretanto, por meio do Despacho nº 1.687, de 4 de junho de 2024, a Diretoria da ANEEL se manifestou sobre pleito da Abrate emitido no Processo nº 48500.002429/2023-21 no sentido de:

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



Pág. 26 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

“(ii) conhecer o Recurso Administrativo interposto pela Associação Brasileira das Empresas de Transmissão de Energia Elétrica – Abrate contra o Despacho nº 1.709/2023, e no mérito, dar parcial provimento no sentido de que os encargos rescisórios só deverão compor a RAP das transmissoras após análise de máximo esforço pela ANEEL, a partir do ciclo 2025-2026;” (grifo nosso).

100. Além disso, constou do Voto condutor da referida decisão que:

*“55. Neste sentido, entendo restar evidente a necessidade da criação de um critério para que as transmissoras demonstrem de maneira clara que envidaram todos os esforços possíveis para cobrar os encargos rescisórios dos agentes devedores. Assim, esses valores deverão compor a RAP conforme houver o efetivo pagamento dos encargos ou quando os agentes transmissores **não conseguirem comprovar o máximo esforço** na cobrança desses valores.”*

101. Portanto, depreende-se do Voto do Diretor Relator do Processo nº 48500.002429/2023-21, acompanhado pelos demais Diretores da ANEEL, que os valores de encargos rescisórios de CUST devem compor a RAP das transmissoras, para fins de cálculo da Parcela de Ajuste, em duas situações: i) quando houver o seu efetivo pagamento ou; ii) quando os agentes transmissores não conseguirem comprovar o máximo esforço na cobrança desses valores.

102. Em relação ao item ii), ressalta-se que, para uma análise adequada, é necessário aguardar a elaboração, pela STD, de uma metodologia específica com esse objetivo, conforme determinado pelo Despacho ANEEL nº 1.687, de 2024. No entanto, com relação ao item i), o próprio Voto do Diretor Relator destaca que:

“51. A STD informou que o ONS buscou informações junto aos agentes de transmissão referentes aos encargos rescisórios. Das 319 concessionárias questionadas, 258 responderam. Verificou-se que em relação às rescisões do Grupo Quinturaré (UFV Dourado e Surubim), UFV Sertão Solar Barreiras V, UFV Solar Newen Bahia e UFV Altitude e Riacho da Serra, todas as respondentes afirmaram não ter recebido qualquer pagamento por parte das usuárias.

52. Já com relação às rescisões envolvendo o Grupo Renova, 120 transmissoras afirmaram ter recebido o valor devido referente à rescisão da UFV Caeté Va. No caso das rescisões dos 20 empreendimentos cujas outorgas foram revogadas em junho de 2019, 47 transmissoras também indicaram a inclusão dos débitos no processo de Recuperação Judicial da Renova.” (grifo nosso).

103. Sendo assim, para alguns casos de encargos rescisórios, os valores devidos já foram

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL.

Processo nº 48500.005631/2023-13.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F211A081007C35D9



Pág. 27 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

efetivamente pagos às transmissoras credoras, conforme informações prestadas pelos próprios agentes, ou tiveram seu risco de inadimplência consideravelmente reduzido com a inclusão dos débitos no processo de Recuperação Judicial do grupo Renova.

104. No entanto, tanto os encargos rescisórios informados pelo ONS por meio da Carta CTA-ONS DTA 1088/2023, quanto por meio da Carta CTA-ONS DTA/SA 0861/2024, serão encaminhados para fiscalização e validação da SFF quanto ao seu efetivo pagamento às transmissoras, de modo que tais valores não serão processados no presente processo.

105. Diante do exposto, no caso dos encargos rescisórios tratados por meio das PA estabelecidas nos recursos à RAP do ciclo 2023-2024, apresentadas no Quadro 3, elas serão desconsideradas neste processo e não gerarão qualquer impacto financeiro às transmissoras nesse momento.

106. No caso dos encargos rescisórios informados pelo ONS por meio da Carta CTA-ONS DTA/SA 0861/2024, eles serão apresentados na PA Apuração das transmissoras sob a rubrica “AVC Complementar”, de modo que as concessionárias credoras tomem conhecimento dos montantes envolvidos. No entanto, tais valores serão considerados simultaneamente, tanto na RAP Apurada pelo ONS quanto na RAP Permitida pela ANEEL, de modo que o impacto na PA Apuração seja neutro, **não gerando, portanto, qualquer impacto financeiro às transmissoras nesse momento.**

107. Sendo assim, o tratamento dos encargos rescisórios informados pelo ONS nas cartas CTA-ONS DTA 1088/2023 e CTA-ONS DTA/SA 0861/2024 será devidamente processado no processo de reajuste da RAP do ciclo 2025-2026, após a validação da área de fiscalização e da complementação regulatória definida pela Diretoria no Despacho ANEEL nº 1.687, de 2024.

3.4.1.2. Instalações de Transmissão que entraram em operação comercial ao longo do ciclo 2023-2024, mas que não tiveram o TL processado no Reajuste da RAP

108. O cálculo da PA Apuração das transmissoras e, conseqüentemente, o reconhecimento dos Termos de Liberação correspondentes consideram o período de junho do ano anterior a maio do ano em curso. No caso concreto do reajuste da RAP para o ciclo 2024-2025, as obras em operação comercial consideradas abrangem o período de junho de 2023 a maio de 2024.

109. O submódulo 10.4 do Proret define, inclusive, que a “*situação das instalações de transmissão associadas aos empreendimentos autorizados e licitados sob responsabilidade da transmissora*” deve ser atualizada no SIGET até 31 de maio do ano de processamento do reajuste. Portanto, a competência de junho está fora do período de cumprimento da obrigação.

110. Dessa forma, os Termos de Liberação com data de entrada em operação comercial a partir de 1º de junho de 2024 não são processados no presente processo, mas sim no processo de reajuste subsequente. Não obstante, para as instalações classificadas como Rede Básica (RB), Rede Básica de Fronteira (RBF) e DIT Compartilhada que entram em operação comercial em junho do ano de processamento do reajuste, o ONS libera o recebimento da respectiva parcela de receita na Apuração Mensal dos Serviços e Encargos de Transmissão (AMSE) sem a necessidade de que estas estejam com

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



Pág. 28 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

situação “Ativa” no relatório “Lista de Módulos” aprovado para o ciclo³⁷. No caso de DIT de uso exclusivo de distribuidor, a consideração dos valores devidos à transmissora é analisada no âmbito do respectivo processo tarifário da distribuidora.

111. Portanto, tal situação, em geral, não provoca impactos econômicos e financeiros às transmissoras. Além disso, eventuais ajustes entre as receitas permitidas e apuradas na competência de junho do ano de processamento da RAP são processados no cálculo da PA Apuração do ciclo seguinte.

112. Além disso, para que determinado Termo de Liberação (TL) seja considerado e processado no reajuste da RAP é preciso que a transmissora responsável informe a conclusão da obra no SIGET, conforme estabelece o submódulo 10.4 do Proret. A ausência dessa informação no sistema, que é de exclusiva responsabilidade da concessionária, impede a consideração da correspondente receita como “Ativa”. Isso não apenas afeta a receita a ser recebida ao longo do ciclo 2024-2025, como também impacta negativamente o cálculo da PA Apuração da concessionária, resultando na devolução de valores já recebidos.

113. Apesar desse efeito adverso e das inúmeras interações da ANEEL com as concessionárias para evitar essa situação, alguns agentes podem não atualizar o SIGET tempestivamente para a consideração do TL no presente processo de reajuste. Nesse caso, a receita correspondente será considerada como “Prevista” para todos os fins deste processo e o Termo de Liberação e a consequente ativação da parcela de receita serão tratados no reajuste da RAP subsequente à atualização do SIGET pela concessionária. Dessa forma, as diferenças financeiras provocadas por essa situação também serão compensadas no ciclo subsequente por meio da PA Apuração, sem qualquer prejuízo econômico para as concessionárias.

114. A Tabela 9 apresenta os casos que se enquadram nas situações descritas anteriormente.

Tabela 9 – Termos de Liberação não processados neste Reajuste

Concessionária	Contrato	IdeMdl	Módulo	IdeRct	Ato	Justific.	Termo Liberação	Data TL
CEEE-T	055/2001	10931	TR 230/69 kV NOVA PRATA 2 TR2 RS	118623	REA 9173/2020	[1]	TLDONS/059/04/2024	17/04/2024
DUNAS	014/2018	33805	LT 230 kV JAGUARUANA II /RUSSAS II C-1 CE	115308	CC 014/2018	[2]	TLPONS/042/06/2024	04/06/2024
DUNAS	014/2018	33806	EL 230 kV JAGUARUANA II LT 230 kV JAGUARUANA II /RUSSAS II C-1 CE	115308	CC 014/2018	[2]	TLPONS/042/06/2024	04/06/2024
DUNAS	014/2018	33807	EL 230 kV RUSSAS II LT 230 kV JAGUARUANA II /RUSSAS II C-1 CE	115308	CC 014/2018	[2]	TLPONS/042/06/2024	04/06/2024
SILVÂNIA	010/2021	38948	LT 500 kV SAMAMBAIA /SILVANIA C-2 DF/GO	119350	CC 010/2021	[2]	TLPONS/8/6/2024	04/06/2024

³⁷ No caso das instalações classificadas como RBF e DIT Compartilhada, a transmissora correspondente recebe os valores de EUST equivalentes ao produto da TUST-FR x MUST. As parcelas de receita das instalações em operação comercial, com e sem TL processado no SIGET, bem como as parcelas de receita das instalações previstas para entrarem em operação comercial ao longo do ciclo são consideradas no cálculo da TUST-FR.

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



Pág. 29 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

Concessionária	Contrato	IdeMdl	Módulo	IdeRct	Ato	Justific.	Termo Liberação	Data TL
SILVÂNIA	010/2021	38950	EL 500 kV SILVANIA LT 500 kV SAMAMBAIA /SILVANIA C-2 DF/GO	119350	CC 010/2021	[2]	TLPONS/8/6/2024	04/06/2024
SILVÂNIA	010/2021	38949	LT 500 kV SILVANIA /EMBORCACAO C-1 GO/MG	119350	CC 010/2021	[2]	TLPONS/9/6/2024	04/06/2024
SILVÂNIA	010/2021	38951	EL 500 kV SILVANIA LT 500 kV SILVANIA /EMBORCACAO C-1 GO/MG	119350	CC 010/2021	[2]	TLPONS/9/6/2024	04/06/2024
CTEEP	059/2001	11885	TR 345/88 kV BANDEIRANTES TR1 SP	122751	DSP 1063/2024	[2]	TLPONS/058/06/2024	05/06/2024
CTEEP	059/2001	41909	TR 440/138 kV BOM JARDIM TRR1 SP	123283	DSP 1063/2024	[2]	TLPONS/059/06/2024	05/06/2024
CTEEP	059/2001	12434	TR 230/88 kV MOGI TR3 SP	122750	DSP 1063/2024	[2]	TLPONS/060/06/2024	05/06/2024
ENERGISA-AM	009/2021	39216	MG 230 kV PR.FIGUEIREDO NOVA MG1 AM	119340	CC 009/2021	[2]	TLPONS/066/06/2024	06/06/2024
ENERGISA-AM	009/2021	39217	IB 230 kV MG 230 kV PR.FIGUEIREDO NOVA MG1 AM IB1	119340	CC 009/2021	[2]	TLPONS/066/06/2024	06/06/2024
ENERGISA-AM	009/2021	24122	EL 230 kV CRIST. ROCHA LT 230 kV CRIST. ROCHA /LECHUGA C-1 AM	119333	CC 009/2021	[2]	TLPONS/067/06/2024	12/06/2024
ENERGISA-AM	009/2021	24131	RTL 230 kV 15 Mvar CRIST. ROCHA RTL1 AM	119333	CC 009/2021	[2]	TLPONS/068/06/2024	12/06/2024
ENERGISA-AM	009/2021	24127	MC 230 kV RTL 230 kV 15 Mvar CRIST. ROCHA RTL1 AM	119333	CC 009/2021	[2]	TLPONS/068/06/2024	12/06/2024
ENERGISA-AM	009/2021	39239	LT 230 kV PR.FIGUEIREDO NOVA /CRIST. ROCHA C-1 AM	119340	CC 009/2021	[2]	TLPONS/069/06/2024	12/06/2024
ENERGISA-AM	009/2021	39241	EL 230 kV PR.FIGUEIREDO NOVA LT 230 kV PR.FIGUEIREDO NOVA /CRIST. ROCHA C-1 AM	119340	CC 009/2021	[2]	TLPONS/069/06/2024	12/06/2024
ELETRONORTE	058/2001	9110	TR 230/69 kV MARABA TF2 PA	118839	REA 10934/2021	[2]	TLPONS/093/06/2024	13/06/2024
ELETRONORTE	058/2001	9112	MC 69 kV TR 230/69 kV MARABA TF2 PA	118841	REA 10934/2021	[2]	TLPONS/093/06/2024	13/06/2024
ELETRONORTE	058/2001	9111	MC 230 kV TR 230/69 kV MARABA TF2 PA	118840	REA 10934/2021	[2]	TLPONS/093/06/2024	13/06/2024
ELETRONORTE	058/2001	5857	MG 500 kV MARABA MG1 PA	118842	REA 10934/2021	[2]	TLPONS/094/06/2024	13/06/2024
ELETRONORTE	058/2001	5857	MG 500 kV MARABA MG1 PA	118843	REA 10934/2021	[2]	TLPONS/094/06/2024	13/06/2024
ELETRONORTE	058/2001	5857	MG 500 kV MARABA MG1 PA	118844	REA 10934/2021	[2]	TLPONS/094/06/2024	13/06/2024
LAGOA DOS PATOS	014/2019	37729	LT 230 kV SIDEROPOLIS 2 /FORQUILHINHA C-2 SC	117704	CC 014/2019	[2]	TLDONS/52/6/2024	14/06/2024
LAGOA DOS PATOS	014/2019	37730	EL 230 kV SIDEROPOLIS 2 LT 230 kV SIDEROPOLIS 2 /FORQUILHINHA C-2 SC	117704	CC 014/2019	[2]	TLDONS/52/6/2024	14/06/2024
LAGOA DOS PATOS	014/2019	37731	EL 230 kV FORQUILHINHA LT 230 kV SIDEROPOLIS 2	117704	CC 014/2019	[2]	TLDONS/52/6/2024	14/06/2024

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL.

Processo nº 48500.005631/2023-13.

Documento assinado digitalmente.

 Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F211A081007C35D9


Pág. 30 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

Concessionária	Contrato	IdeMdl	Módulo	IdeRct	Ato	Justific.	Termo Liberação	Data TL
			/FORQUILHINHA C-2 SC					
CHESF	061/2001	5779	MG 230 kV EUNAPOLIS MG1 BA	118015	REA 8328/2019	[2]	TLPONS/097/06/2024	17/06/2024
CHESF	061/2001	20772	IB 230 kV MG 230 kV EUNAPOLIS MG1 BA IB1	118076	REA 8328/2019	[2]	TLPONS/097/06/2024	17/06/2024
CHESF	061/2001	38021	BC 230 kV 20 Mvar EUNAPOLIS BC1 BA	118014	REA 8328/2019	[2]	TLPONS/097/06/2024	17/06/2024
CHESF	061/2001	38022	MC 230 kV BC 230 kV 20 Mvar EUNAPOLIS BC1 BA	118013	REA 8328/2019	[2]	TLPONS/097/06/2024	17/06/2024
CEEE-T	055/2001	10784	TR 230/138 kV C.INDUSTRIAL AT1 RS	118792	REA 9356/2020	[2]	TLDONS/100/06/2024	18/06/2024
CEEE-T	055/2001	10785	MC 230 kV TR 230/138 kV C.INDUSTRIAL AT1 RS	118754	REA 9356/2020	[2]	TLDONS/100/06/2024	18/06/2024
CEEE-T	055/2001	10786	MC 138 kV TR 230/138 kV C.INDUSTRIAL AT1 RS	118756	REA 9356/2020	[2]	TLDONS/100/06/2024	18/06/2024
ITABAPOANA	003/2019	37401	RTL 500 kV 60 Mvar CAMPOS 2 RT3 RJ	117682	CC 003/2019	[2]	TLPONS/102/06/2024	18/06/2024
ITABAPOANA	003/2019	37402	MC 500 kV RTL 500 kV 60 Mvar CAMPOS 2 RT3 RJ	117682	CC 003/2019	[2]	TLPONS/102/06/2024	18/06/2024
ITABAPOANA	003/2019	37376	EL 500 kV CAMPOS 2 LT 500 kV CAMPOS 2 /MUTUM C-1 RJ/MG	117682	CC 003/2019	[2]	TLPONS/102/06/2024	18/06/2024
ITABAPOANA	003/2019	37375	LT 500 kV CAMPOS 2 /MUTUM C-1 RJ/MG	117682	CC 003/2019	[2]	TLPONS/102/06/2024	18/06/2024
ITABAPOANA	003/2019	37414	RTL 500 kV 60 Mvar MUTUM RT6 MG	117682	CC 003/2019	[2]	TLPONS/102/06/2024	18/06/2024
ITABAPOANA	003/2019	37415	MC 500 kV RTL 500 kV 60 Mvar MUTUM RT6 MG	117682	CC 003/2019	[2]	TLPONS/102/06/2024	18/06/2024
ITABAPOANA	003/2019	37377	EL 500 kV MUTUM LT 500 kV CAMPOS 2 /MUTUM C-1 RJ/MG	117682	CC 003/2019	[2]	TLPONS/102/06/2024	18/06/2024
ITABAPOANA	003/2019	37398	MG 500 kV CAMPOS 2 MG2 RJ	117682	CC 003/2019	[2]	TLPONS/102/06/2024	18/06/2024
ITABAPOANA	003/2019	37400	IB 500 kV MG 500 kV CAMPOS 2 MG2 RJ IB4	117682	CC 003/2019	[2]	TLPONS/102/06/2024	18/06/2024
ITABAPOANA	003/2019	37399	IB 500 kV MG 500 kV CAMPOS 2 MG2 RJ IB3	117682	CC 003/2019	[2]	TLPONS/102/06/2024	18/06/2024
ITABAPOANA	003/2019	37406	RTB 500 kV 100 Mvar CAMPOS 2 RT5 RJ	117682	CC 003/2019	[2]	TLPONS/102/06/2024	18/06/2024
ITABAPOANA	003/2019	37407	MC 500 kV RTB 500 kV 100 Mvar CAMPOS 2 RT5 RJ	117682	CC 003/2019	[2]	TLPONS/102/06/2024	18/06/2024
ITABAPOANA	003/2019	37405	RTL 500 kV 20 Mvar CAMPOS 2 RTR2 RJ	117682	CC 003/2019	[2]	TLPONS/102/06/2024	18/06/2024
ITABAPOANA	003/2019	37408	RTB 500 kV 33,33 Mvar CAMPOS 2 RTR3 RJ	117682	CC 003/2019	[2]	TLPONS/102/06/2024	18/06/2024
ITABAPOANA	003/2019	37416	RTL 500 kV 20 Mvar MUTUM RTR3 MG	117682	CC 003/2019	[2]	TLPONS/102/06/2024	18/06/2024
GUANABARA	002/2019	37335	MG 500 kV CAMPOS 2 MG1 RJ	117681	CC 002/2019	[2]	TLPONS/106/06/2024	18/06/2024
GUANABARA	002/2019	37336	IB 500 kV MG 500 kV CAMPOS 2 MG1 RJ IB1	117681	CC 002/2019	[2]	TLPONS/106/06/2024	18/06/2024
GUANABARA	002/2019	37337	IB 500 kV MG 500 kV CAMPOS 2 MG1 RJ IB2	117681	CC 002/2019	[2]	TLPONS/106/06/2024	18/06/2024

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL.

Processo nº 48500.005631/2023-13.

Documento assinado digitalmente.

 Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F211A081007C35D9


Pág. 31 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

Concessionária	Contrato	IdeMdl	Módulo	IdeRct	Ato	Justific.	Termo Liberação	Data TL
GUANABARA	002/2019	37342	RTL 500 kV 33,33 Mvar CAMPOS 2 RTR1 RJ	117681	CC 002/2019	[2]	TLPONS/107/06/2024	18/06/2024
GUANABARA	002/2019	37338	RTB 500 kV 100 Mvar CAMPOS 2 RT1 RJ	117681	CC 002/2019	[2]	TLPONS/108/06/2024	18/06/2024
GUANABARA	002/2019	37339	MC 500 kV RTB 500 kV 100 Mvar CAMPOS 2 RT1 RJ	117681	CC 002/2019	[2]	TLPONS/108/06/2024	18/06/2024
GUANABARA	002/2019	37340	RTB 500 kV 100 Mvar CAMPOS 2 RT2 RJ	117681	CC 002/2019	[2]	TLPONS/108/06/2024	18/06/2024
GUANABARA	002/2019	37341	MC 500 kV RTB 500 kV 100 Mvar CAMPOS 2 RT2 RJ	117681	CC 002/2019	[2]	TLPONS/108/06/2024	18/06/2024
SÃO FRANCISCO	018/2018	33556	RTB 500 kV 50 Mvar OLINDINA RTR4 BA	115176	CC 018/2018	[2]	TLPONS/096/06/2024	19/06/2024
ARGO V	017/2014	27192	MG 500 kV MORRO CHAPEU II MG1 BA	120497	REA 10760/2021	[2]	TLDONS/098/06/2024	19/06/2024
ARGO V	017/2014	39396	TR 500/230 kV MORRO CHAPEU II TR3 BA	119770	REA 10760/2021	[2]	TLDONS/098/06/2024	19/06/2024
ARGO V	017/2014	39397	MC 500 kV TR 500/230 kV MORRO CHAPEU II TR3 BA	119771	REA 10760/2021	[2]	TLDONS/098/06/2024	19/06/2024
ARGO V	017/2014	39397	MC 500 kV TR 500/230 kV MORRO CHAPEU II TR3 BA	120524	REA 10760/2021	[2]	TLDONS/098/06/2024	19/06/2024
ARGO V	017/2014	39824	MC 230 kV TR 500/230 kV MORRO CHAPEU II TR3 BA	120498	REA 10760/2021	[2]	TLDONS/098/06/2024	19/06/2024
ARGO V	017/2014	39824	MC 230 kV TR 500/230 kV MORRO CHAPEU II TR3 BA	120500	REA 10760/2021	[2]	TLDONS/098/06/2024	19/06/2024
ELETRONORTE	058/2001	5857	MG 500 kV MARABA MG1 PA	118842	REA 10934/2021	[2]	TLDONS/095/06/2024	19/06/2024
ELETRONORTE	058/2001	5857	MG 500 kV MARABA MG1 PA	118843	REA 10934/2021	[2]	TLDONS/095/06/2024	19/06/2024
ELETRONORTE	058/2001	5857	MG 500 kV MARABA MG1 PA	118844	REA 10934/2021	[2]	TLDONS/095/06/2024	19/06/2024
CTEEP	059/2001	419	BC 88 kV 28,8 Mvar RAM REBERT F BC3A SP	120057	REA 12465/2022	[2]	DITLDONS/105/06/2024	20/06/2024
CTEEP	059/2001	421	BC 88 kV 28,8 Mvar RAM REBERT F BC3B SP	120058	REA 12465/2022	[2]	DITLDONS/104/06/2024	20/06/2024
ITABAPOANA	003/2019	37378	LT 500 kV CAMPOS 2 /MUTUM C-2 RJ/MG	117682	CC 003/2019	[2]	TLPONS/109/06/2024	23/06/2024
ITABAPOANA	003/2019	37379	EL 500 kV CAMPOS 2 LT 500 kV CAMPOS 2 /MUTUM C-2 RJ/MG	117682	CC 003/2019	[2]	TLPONS/109/06/2024	23/06/2024
ITABAPOANA	003/2019	37380	EL 500 kV MUTUM LT 500 kV CAMPOS 2 /MUTUM C-2 RJ/MG	117682	CC 003/2019	[2]	TLPONS/109/06/2024	23/06/2024
ITABAPOANA	003/2019	37403	RTL 500 kV 60 Mvar CAMPOS 2 RT4 RJ	117682	CC 003/2019	[2]	TLPONS/109/06/2024	23/06/2024
ITABAPOANA	003/2019	37404	MC 500 kV RTL 500 kV 60 Mvar CAMPOS 2 RT4 RJ	117682	CC 003/2019	[2]	TLPONS/109/06/2024	23/06/2024
ITABAPOANA	003/2019	37409	MG 500 kV MUTUM MG2 MG	117682	CC 003/2019	[2]	TLPONS/109/06/2024	23/06/2024
ITABAPOANA	003/2019	37410	IB 500 kV MG 500 kV MUTUM MG2 MG IB5	117682	CC 003/2019	[2]	TLPONS/109/06/2024	23/06/2024
ITABAPOANA	003/2019	37411	IB 500 kV MG 500 kV MUTUM MG2 MG IB6	117682	CC 003/2019	[2]	TLPONS/109/06/2024	23/06/2024

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL.

Processo nº 48500.005631/2023-13.

Documento assinado digitalmente.

 Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F211A081007C35D9


Pág. 32 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

Concessionária	Contrato	IdeMdl	Módulo	IdeRct	Ato	Justific.	Termo Liberação	Data TL
ITABAPOANA	003/2019	37414	RTL 500 kV 60 Mvar MUTUM RT6 MG	117682	CC 003/2019	[2]	TLPONS/109/06/2024	23/06/2024
ITABAPOANA	003/2019	37415	MC 500 kV RTL 500 kV 60 Mvar MUTUM RT6 MG	117682	CC 003/2019	[2]	TLPONS/109/06/2024	23/06/2024
MEZ 5	003/2021	39142	TR 230/69 kV CHARQUEADAS 3 TR1 RS	119736	CC 003/2021	[2]	TLPONS/124/06/2024	27/06/2024
MEZ 5	003/2021	39143	MC 230 kV TR 230/69 kV CHARQUEADAS 3 TR1 RS	119736	CC 003/2021	[2]	TLPONS/124/06/2024	27/06/2024
MEZ 5	003/2021	39144	MC 69 kV TR 230/69 kV CHARQUEADAS 3 TR1 RS	119736	CC 003/2021	[2]	TLPONS/124/06/2024	27/06/2024
MEZ 5	003/2021	39145	TR 230/69 kV CHARQUEADAS 3 TR2 RS	119736	CC 003/2021	[2]	TLPONS/123/06/2024	27/06/2024
MEZ 5	003/2021	39146	MC 230 kV TR 230/69 kV CHARQUEADAS 3 TR2 RS	119736	CC 003/2021	[2]	TLPONS/123/06/2024	27/06/2024
MEZ 5	003/2021	39147	MC 69 kV TR 230/69 kV CHARQUEADAS 3 TR2 RS	119736	CC 003/2021	[2]	TLPONS/123/06/2024	27/06/2024
MEZ 5	003/2021	39148	MG 230 kV CHARQUEADAS 3 MG1 RS	119736	CC 003/2021	[2]	TLPONS/122/06/2024	27/06/2024
MEZ 5	003/2021	39149	IB 230 kV MG 230 kV CHARQUEADAS 3 MG1 RS IB1	119736	CC 003/2021	[2]	TLPONS/122/06/2024	27/06/2024
MEZ 5	003/2021	39150	IB 69 kV MG 230 kV CHARQUEADAS 3 MG1 RS IB1	119737	CC 003/2021	[2]	DITTLPONS/121/06/2024	27/06/2024
MEZ 5	003/2021	39160	LT 230 kV GUAIBA 3 /CHARQUEADAS 3 C-1 RS	119738	CC 003/2021	[2]	TLPONS/120/06/2024	27/06/2024
MEZ 5	003/2021	39161	EL 230 kV GUAIBA 3 LT 230 kV GUAIBA 3 /CHARQUEADAS 3 C-1 RS	119738	CC 003/2021	[2]	TLPONS/120/06/2024	27/06/2024
MEZ 5	003/2021	39162	EL 230 kV CHARQUEADAS 3 LT 230 kV GUAIBA 3 /CHARQUEADAS 3 C-1 RS	119738	CC 003/2021	[2]	TLPONS/120/06/2024	27/06/2024
MEZ 5	003/2021	39178	EL 69 kV CHARQUEADAS 3 TRIUNFO	119737	CC 003/2021	[2]	DITTLPONS/119/06/2024	27/06/2024

[1]: transmissora não informou a conclusão da obra no SIGET;

[2]: operação a partir de 1º/6/2024. Parcela de RAP é paga à transmissora mesmo com situação “Prevista” no relatório “Lista de Módulos”.

3.4.2. PA Instalações Autorizadas sem RAP Prévia

115. Estas parcelas de ajuste refletem o pagamento retroativo da receita de instalações de transmissão que foram autorizadas sem o estabelecimento prévio de RAP. É considerado o período que abrange a data de entrada em operação comercial da obra, até 30 de junho do ano *i* (junho do ciclo *i-1*).

116. As PA associada às instalações autorizadas sem RAP prévia para o ciclo 2024-2025 foram calculadas considerando os reforços de pequeno porte que tiveram a parcela de receita estabelecida pela

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



Pág. 33 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

SCE, conforme consta na Nota Técnica nº 668/2024-SCT/ANEEL³⁸, que ensejou a publicação da Resolução Homologatória nº 3.338, de 25 de junho de 2024.

117. Desse modo, a Tabela 10 apresenta o somatório, por transmissora e contrato, dos valores relativos às PA Instalações Autorizadas sem RAP Prévia para consideração no ciclo 2024-2025:

Tabela 10 – Parcela de Ajuste relativa à Instalações Autorizadas sem RAP Prévia (ciclo 2024-2025)

Concessionária	Contrato	RAP Estabelecida (R\$) (Ref. Jun/2024)	PA (R\$) (Ref. Jun/2024)
CHESF	006/2009	519.375,05	689.843,21
MONTESCLAROS	003/2010	3.170.910,63	3.230.218,10
CHESF	004/2010	519.375,05	262.464,09
TESB	001/2011	982.709,35	1.092.248,92
SLTE	006/2011	2.273.120,38	694.182,57
CHESF	009/2011	1.131.063,02	686.332,89
CEMIG-GT	006/1997	1.891.927,87	866.589,50
CGT ELETROSUL	057/2001	654.006,68	886.145,97
CTEEP	059/2001	1.506.435,34	1.305.453,77
CHESF	061/2001	4.391.709,32	4.398.150,89
ARGO V	017/2014	512.465,01	183.649,82
MEZ 1	010/2020	1.024.452,48	441.886,52
TOTAL		18.577.550,18	14.737.166,24

3.4.3. PA Revisão

118. Caso a Revisão Periódica gere diferença que deva ser compensada em forma de PA durante o ciclo *i*, o valor desta diferença é atualizado até junho do ano *i* e incluído na PA da transmissora sob a denominação de PA Revisão.

3.4.3.1. PA Retroatividade de Receitas Revisadas de Reforços e Melhorias

119. Conforme itens 4.2 e 4.3 do Módulo 3 – Instalações e Equipamentos, das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, a receita revisada de reforços e melhorias autorizadas retroagirá à data entrada em operação comercial da obra, sendo que a eventual diferença decorrente da revisão do valor será considerada na RAP da concessionária de transmissão em parcelas iguais até a revisão periódica da RAP subsequente das respectiva transmissora.

120. Sendo assim, para aquelas transmissoras que tem parcelas de receita de reforços e melhorias revisadas nesse ciclo e em ciclos anteriores, é considerada uma PA de acordo com o regulamento mencionado.

³⁸ SIC 48526.006620/2024-00.

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



Pág. 34 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

3.4.3.2. PA Decorrente da Postergação da Revisão Periódica da RAP

121. Conforme mencionado anteriormente, a revisão da RAP das transmissoras prorrogadas, bem como a revisão da parcela de RAP de reforços e melhorias das transmissoras licitadas para o ano de 2023, foram adiadas de 1º/7/2023 para 1º/7/2024. Sendo assim, foi considerada no presente processo de reajuste, uma PA a ser compensada em parcela única para compensar as diferenças financeiras decorrentes da postergação das revisões mencionadas.

3.4.4. PA Qualidade DIT

122. A PA Qualidade DIT é o valor que deve ser descontado das concessionárias de transmissão devido à violação dos limites de continuidade dos pontos de conexão em DIT, conforme disposto nos Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.

123. A STD, por meio do Memorando nº 278/2024-STD/ANEEL, informou que em função de inconsistências detectadas no novo sistema de recebimento e tratamento de dados não foi possível enviar as informações das compensações a tempo para o processamento do reajuste da RAP do ciclo 2024-2025. Sendo assim, a PA Qualidade DIT referente ao ciclo 2024-2025 será calculada e devidamente processada no reajuste da RAP subsequente ao encaminhamento das informações pela STD.

3.4.5. PA Outros Ajustes

124. Os passivos decorrentes de ajustes nas receitas das transmissoras detalhados a seguir foram incluídos no item “Outros Ajustes” que consta na PA das concessionárias de transmissão apresentadas no Anexo VI, cujas planilhas com as memórias de cálculo são apresentadas no Anexo XI desta nota técnica.

3.4.5.1. Despacho nº 4.675, de 2023: Efeitos Financeiros em Encargos de Conexão

125. As alterações nos valores dos encargos de conexão decorrentes da análise dos Pedidos de Reconsideração interpostos em face da REH nº 3.216, de 2023, terão seus efeitos financeiros considerados em forma de PA a ser contabilizada durante do ciclo 2024-2025, conforme estabelecido pelo Despacho ANEEL nº 4.675, de 2023.

126. É importante destacar que foram adotados nos processos tarifários de 2023 das concessionárias de distribuição Energisa Tocantins³⁹ (ETO) e ENEL SP⁴⁰ estimativas de custos de conexão, pois seus processos foram deliberados antes da conclusão do processo de reajuste da RAP de 2023 e entraram em vigor em 4 de julho de 2023. Por isso, a referência para a apuração da diferença dos custos de conexão desses usuários são os valores considerados em seus processos tarifários de 2023 e não da Lista de Módulos da REH nº 3.216, de 2023.

³⁹ Homologado pela REH nº 3.214, de 2023.

⁴⁰ Homologado pela REH nº 3.215, de 2023.

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



Pág. 35 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

127. Além disso, houve três retificações da REH nº 3.216, de 2023:

i) A primeira retificação, aprovada pelo Despacho STR nº 2.464, de 2023, modificou os valores das PA de IdePA 69467 e 69468, a serem pagas pela Espírito Santo Distribuição de Energia S.A. – EDP ES. Além disso, alterou o usuário da RAP de IdeRct 122096 e PA de IdePA 70239 para Cooperativa Regional de Energia e Desenvolvimento Ijuí Ltda. As alterações referem-se à DIT de Uso Exclusivo;

ii) A segunda retificação, aprovada pelo Despacho STR nº 3.473, de 2023, alterou o Contrato de Concessão de Transmissão associado às PA de IdePA 70405, 70406 e 70407 para o Contrato de Concessão nº 59/2001 da CTEEP. As alterações também estão relacionadas à DIT de Uso Exclusivo; e

iii) A terceira retificação, aprovada pelo Despacho STR nº 3.765, de 2023, alterou o Grupo e Usuário Pagador das PA de IdePA 65135, 65136 e 70227, conforme Tabela 1 do referido Despacho. Além disso, modificou o Contrato de Concessão associado à PA de IdePA 70209 e à Receita de IdeRct 122131 para o Contrato de Concessão nº 59/2001 da CTEEP e, por fim, alterou o Grupo e Usuário Pagador da RAP de IdeRct 122159, conforme Tabela 2 do referido Despacho. As alterações referem-se à DIT de Uso Exclusivo.

128. Informa-se que as retificações mencionadas foram devidamente incorporadas no cálculo da Parcela de Ajuste descrita nesta seção. No entanto, com relação à PA de IdePA 70227 no valor de R\$ 802.287,22, apesar do Despacho STR nº 3.765, de 2023, ter instruído a alteração do usuário pagador da CPFL Bio Pedra LTDA para a CPFL Paulista, tal alteração não foi implementada no processo tarifário da Distribuidora. Sendo assim, essa alteração não foi considerada para fins de cálculo da PA aqui descrita, mantendo-se o que foi homologado originalmente pela REH nº 3.216/2023. Logo, será apurada uma Parcela de Ajuste a ser recebida pelo usuário CPFL Bio Pedra LTDA e uma Parcela de Ajuste, de mesmo valor, a ser paga pela CPFL Paulista em decorrência da alteração do usuário pagador da PA 70227.

129. Além dessa apuração da PA referente à cobertura econômica dos encargos de conexão concedida no processo da RAP de 2023, foi apurado ainda se houve divergência entre os valores da Lista PA de DIT Exclusiva, apurada na REH nº 3.216/2023, e os valores definitivos apresentados na Lista PA de DIT Exclusiva do Despacho nº 4.675/2023. Os resultados consolidados são apresentados na Tabela 11.

Tabela 11 – Diferenças entre encargos de conexão de DIT Exclusiva da REH nº 3.216/2023 e DSP nº 4.675/2023

PA das Diferenças de DIT Exclusiva	Valores a preços de junho/2024 (R\$)
PA de Encargos de Conexão – referente à RAP	28.299.261,36
PA de Encargos de Conexão – referente à PA	4.916.626,02

130. A memória de cálculo das referidas PA está na pasta “Efeitos Financeiros em Encargos de Conexão”, disponibilizada nos anexos do reajuste.

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL.

Processo nº 48500.005631/2023-13.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F211A081007C35D9



Pág. 36 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

3.4.5.2. Passivo Financeiro pela Suspensão do Pagamento Base

131. O ONS, por meio da Carta CTA-ONS DTA/SA 0861/2024, de 10 de junho de 2024, informou sobre as funções de transmissão classificadas como Rede Básica de Fronteira cujas suspensões de Pagamentos Base devido à não prestação do serviço público de transmissão não foram consideradas na AMSE durante o ciclo 2023-2024.

132. Essas suspensões de Pagamento Base ocorrem em cumprimento às disposições regulamentares estabelecidas no Módulo 4 (Prestação dos Serviços) das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica. Dessa forma, a STR apresenta a Tabela 12 com os valores⁴¹ a serem devolvidos pelas concessionárias de transmissão durante o ciclo 2024-2025, por meio de Parcela de Ajuste, referente às suspensões dos pagamentos base informadas pelo ONS que não foram consideradas na AMSE durante o ciclo 2023-2024.

Tabela 12 – Valores a devolver pela Concessionária devido à suspensão dos pagamentos-base

Concessão	Contrato	Grupo	Regime atualização	PA (R\$) Ref.: 06/2024
CASTANHAL	051/2014	CASTANHAL-230/138 kV	IPCA/anual	-271.223,66

3.4.5.3. Valores referentes à O&M retroativo de instalações transferidas

133. As parcelas de RAP referentes à operação e manutenção de instalações transferidas às concessionárias de transmissão em função, por exemplo, de seccionamento de Linhas de Transmissão foram consideradas na RAP das respectivas transmissoras proprietárias das instalações.

134. A Tabela 13 apresenta as parcelas adicionais de RAP em favor das transmissoras proprietárias dos ativos seccionados, na forma de Parcela de Ajuste, destinadas a operação e manutenção das instalações recebidas na transferência⁴². A PA se refere ao período compreendido entre a data de entrada em operação comercial das instalações até 30 de junho de 2024.

135. Além disso, os valores apresentados também consideram, quando estabelecido no ato autorizativo, a PA devida à transmissora responsável pelo ativo seccionado, em pagamento pela verificação da conformidade das especificações e dos projetos, pela participação no comissionamento de equipamentos e instalações associados a esse seccionamento e pela instalação de equipamentos necessários para modificações nas entradas da linha seccionada⁴³.

Tabela 13 – Parcela de Ajuste associada às instalações transferidas

Transmissora	Contrato	Ato Autorizativo	Valor da PA (R\$) Ref.: Jun/24
CHESF	061/2001	DSP 372/2024	2.765.792,64
PPTTE	009/2005	DSP 467/2024	3.798.712,92

⁴¹ A memória de cálculo encontra-se anexa ao Processo.

⁴² Ver Item 6.6 do Módulo 3 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica.

⁴³ Ver Capítulo 7 da Seção 3.1 do Módulo 3 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica.

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



Pág. 37 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

Transmissora	Contrato	Ato Autorizativo	Valor da PA (R\$) Ref.: Jun/24
CHESF	061/2001	DSP 625/2024	1.721.008,84
CHESF	061/2001	DSP 568/2024	1.321.195,03
CGT ELETROSUL	020/2012	DSP 682/2024	1.753.925,81
CGT ELETROSUL	057/2001	DSP 695/2024	2.011.774,65
FURNAS	062/2001	DSP 777/2024	1.916.272,15
FURNAS	062/2001	DSP 836/2024	6.785.834,62
CHESF	061/2001	DSP 872/2024	379.418,88
FURNAS	062/2001	DSP 854/2024	2.428.532,83
ELETRONORTE	010/2009	DSP 993/2024	1.177.394,30
FURNAS	062/2001	DSP 978/2024	1.360.554,21
CEMIG-GT	006/1997	DSP 1131/2024	1.778.861,93
CGT ELETROSUL	057/2001	DSP 1128/2024	3.403.792,37
FURNAS	062/2001	DSP 1154/2024	665.902,42
TAESA	081/2002	DSP 1159/2024	500.787,30
CHESF	061/2001	DSP 1151/2024	343.808,88
CGT ELETROSUL	007/2014	DSP 1135/2024	1.505.573,53
CEMIG-GT	006/1997	DSP 1193/2024	11.712.845,51
ETEE	096/2000	DSP 1194/2024	644.057,90
ARGO IV	018/2014	DSP 1348/2024	1.522.679,76
CEEE-T	055/2001	DSP 1643/2024	232.761,05
TOTAL			49.731.487,53

3.4.5.4. Instalações de Rede Básica de Fronteira ou DIT Compartilhada que entram em operação comercial com pendência não impeditiva própria

136. De acordo com a Nota Técnica nº 304/2016-SGT/ANEEL⁴⁴, de 13 de setembro de 2016, os descontos nas parcelas de receitas associadas às instalações classificadas como Rede Básica de Fronteira e DIT Compartilhada, que entrarem em operação comercial com Termo de Liberação com Pendências – TLP com pendência não impeditiva própria, serão tratados por meio de Parcela de Ajuste, a ser estabelecida no Reajuste Anual das RAP das concessionárias.

137. Sendo assim, foram calculadas as PA apresentadas na Tabela 14, referentes aos descontos de que trata Módulo 3 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, para as instalações classificadas como Rede Básica de Fronteira e DIT Compartilhada que tiveram a entrada em operação comercial reconhecida ao longo do ciclo 2023-2024 ou que entraram em operação comercial em ciclos anteriores, mas que ainda se encontram em operação comercial com pendência não impeditiva própria.

Tabela 14 – PA referente ao desconto por operação com pendência não impeditiva própria

Concessionária	Contrato	PA (R\$) (Ref. Jun/2024)
CHESF	061/2001	-106.481,27

⁴⁴ SIC nº 48581.002702/2016-00; Nota Técnica que instruiu o Despacho nº 2.568, de 2016.

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



Pág. 38 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

Concessionária	Contrato	PA (R\$) (Ref. Jun/2024)
CEMIG-GT	006/1997	-215.571,63
IE ITAUNAS	018/2017	-1.509.623,88
MANTIQUEIRA	005/2016	-1.407.455,03
SOLARIS	031/2018	-43.388,87
EDP GOIÁS	063/2001	-93.845,76
FURNAS	062/2001	-2.740,68
COPEL-GT	060/2001	-247.086,84
CTEEP	059/2001	-129.091,23
ELETRONORTE	058/2001	-301.291,21
CGT ELETROSUL	057/2001	-2.250,72
CEEE-T	055/2001	-284.139,22
BRE 2	016/2018	-27.646,40
PAMPA	013/2019	-307.331,14
IE MINAS GERAIS	007/2020	-151.623,84
VALE DO ITAJAÍ	001/2019	-53.981,94
MEZ 1	010/2020	-129.946,82
DUNAS	014/2018	-35.719,17
MEZ 3	024/2018	-54.945,45
MEZ 2	002/2020	-50.022,90
ENERGISA-TO II	014/2021	-54.754,93
ETEPA	050/2017	-839.458,89
ACRE	011/2020	-261.359,25
TESB	001/2011	-22.894,39
CHESF	004/2010	-56.281,14
DOM PEDRO II	008/2020	-145.072,82
FURNAS	016/2012	-248.589,24
TOTAL		-6.782.594,67

138. Cabe esclarecer que, segundo consta no Módulo 3 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, caso a pendência não impeditiva própria não seja solucionada pela transmissora em até 12 meses após o início da operação comercial com pendências, a concessionária sofrerá o desconto de 20% da parcela de RAP correspondente. A memória de cálculo encontra-se anexa ao Processo.

3.4.5.5. Determinações para o Processo de Reajuste da RAP

139. Ao longo do ciclo de receita das transmissoras, a Diretoria e outras unidades organizacionais da ANEEL emitem decisões e determinações que afetam o resultado do reajuste da RAP das transmissoras. Algumas dessas decisões são consideradas na análise dos Pedidos de Reconsideração do ciclo correspondente em que são emitidas. Contudo, outras precisam ser analisadas no processo ordinário de reajuste subsequente. Assim, a seguir estão listadas as decisões e seus respectivos impactos no atual processo para o ciclo 2024-2025.

3.4.5.5.1. Despacho ANEEL nº 1.062/2022

140. Por meio do Contrato de Concessão nº 009/2021, a Energisa Amazonas Transmissora de Energia S.A. - ENERGISA-AM firmou com o Poder Concedente compromisso para construir, operar e

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



Pág. 39 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

manter as instalações de transmissão do lote 11 do Leilão nº 1/2020, do qual foi vencedora.

141. No âmbito do Processo 48500.002505/2021-37, que tratou da indisponibilidade de equipamentos da transmissora, a concessionária, por meio da Carta nº 242⁴⁵, de 3 de agosto de 2021, requisitou a antecipação parcial da revitalização da SE Manaus. Assim, para verificar a possibilidade de atendimento do pleito foi aberto o processo nº 48500.006217/2021-51.

142. Em 3 de abril de 2024, a SFT encaminhou por meio do Memorando nº 125/2024-SFT/ANEEL⁴⁶ informando à STR a respeito do Despacho ANEEL nº 1.062, de 2022 que decidiu:

“deferir o Requerimento Administrativo interposto pela Energisa Amazonas Transmissora de Energia S.A., para antecipação parcial da revitalização da SE Manaus, mediante a substituição das unidades transformadoras monofásicas, com direito ao recebimento de 0,51% da RAP ofertada no leilão, a partir da entrada em operação de cada uma das unidades substituídas e, determinar a Energisa AM que pactue previamente com o ONS o cronograma de obras e desligamentos necessários, de forma a reduzir o risco de corte de cargas atendidas pela SE Manaus.”

143. Analisando a decisão e o Voto proferido pelo Diretor Relator, verifica-se que Diretoria autorizou o recebimento antecipado da receita relativa ao TR 230/69 kV MANAUS TM2 AM (IdeMdl 24139), associada “às substituições na SE Manaus 230 kV 2º vão TR2 + EL2” (IdeRct 119346). Dessa forma, a fim de dar cumprimento à decisão, a referida obra teve a data de operação comercial estabelecida em 30/9/2022, conforme TLDONS/309/10/2022.

144. Salienta-se que não se faz necessária definição de Parcela de Ajuste específica para compensar a referida determinação, uma vez que o processamento ordinário da PA Apuração do Grupo de Fronteira MANAUS-230/69 kV conterà o ajuste autorizado pela Diretoria.

3.4.5.5.2. Despacho STR nº 278/2024

145. Conforme definido no Despacho nº 278⁴⁷, de 30 de janeiro de 2024, foram estabelecidos ajustes para correção de erros materiais identificados nos processos de Revisão da RAP realizados nos anos de 2019 a 2022. As adequações estão relacionadas a Reforços e Melhorias dos Contratos de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica licitados. Posteriormente, o Despacho nº 278, de 2024, foi retificado⁴⁸ em 13 de março de 2024.

146. Em virtude das correções aprovadas, foram incluídas no reajuste da RAP do ciclo 2024-2025 as Parcelas de Ajuste constantes no Anexo II do Despacho nº 278, de 2024, conforme Tabela 15:

⁴⁵ SIC 48513.020873/2021-00.

⁴⁶ SIC 48532.003189/2024-00.

⁴⁷ O referido ato está sustentado na análise realizada na Nota Técnica nº 08/2024–STR/ANEEL, de 25 de janeiro de 2024, SIC 48580.000514/2024-00.

⁴⁸ A retificação foi instruída pela Nota Técnica nº 26/2024–STR/ANEEL, de 1º de março de 2024, SIC 48500.000754/2019-73.

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



Pág. 40 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

Tabela 15 – Parcelas de Ajuste aprovadas no DSP nº 278, de 2024

Empresa	Contrato	Grupo de Equipamentos	PA (R\$) - Despacho nº 278/2024 (Ref.: 6/2024)
ATE III	001/2006	Rede Básica	-494.280,01
TAESA	003/2004	Rede Básica	-140.347,40
TAESA	011/2005	Rede Básica	-674.470,23
TAESA	095/2000	Rede Básica	-2.562.288,04
TAESA	081/2002	Rede Básica	-1.270.384,84
CHESF	007/2005	Rede Básica [3]	-73.680,68
CHESF	019/2010	Rede Básica	-76.152,39
CHESF	019/2010	ICG João Câmara [2]	-1.442.536,41
TSP	024/2009	Rede Básica [1]	678.937,16
TSP	024/2009	ITATIBA-500/138 kV [1]	-2.126.472,25
TSP	024/2009	GRP ITATIBA - CPFL PIRATININGA [1]	-222.875,31
CGT ELETROSUL	002/2011	FOZ DO CHAPECO-230/138 kV	-529.070,06
CGT ELETROSUL	002/2011	Rede Básica	-26.161,07
COSTA OESTE	001/2012	Rede Básica	-95.133,17
ETES	006/2007	Rede Básica	96,80
ETES	006/2007	GRP VERONA - EDP ES	-3.384,35
ETES	006/2007	GRP 138 kV VERONA ES	-9.026,61
ETES	006/2007	VERONA-230/138 kV	-50.240,74
ETSE	006/2012	GASPAR 2-230/138 kV	-6.240,31
ETSE	006/2012	Rede Básica	-618,78
SPTTE	007/2007	Rede Básica	-108.042,95
SPTTE	007/2007	GRP PIRAPORA 2 - CEMIG-D	10.632,34
CHESF	008/2011	Rede Básica	-98.579,36
Marumbi	008/2012	Rede Básica	13.300,45
CHESF	010/2007	GRP 138 kV IBICOARA BA	-277.021,91
CHESF	010/2011	Rede Básica	-10.460,63
LUZIÂNIA-NIQUELÂNDIA	010/2012	LUZIANIA-500/138 kV	-38.608,68
LUZIÂNIA-NIQUELÂNDIA	010/2012	Rede Básica	-11.071,57
TP NORTE	012/2012	Rede Básica	-634.564,68
TAESA	097/2000	Rede Básica [1]	-4.415.305,28
CGT ELETROSUL	010/2005	Rede Básica	-2.335.312,49
TP NORTE	012/2012	Rede Básica	-620.901,65

Notas: [1] Os valores definidos para os CC nº 97/2000 e nº 24/2009 foram parcelados em 5 (cinco) parcelas. [2] A PA atribuída ao Grupo ICG João Câmara foi considerada no cálculo dos encargos de ICG para o ciclo 2024-2025. Logo, não aparecerá na lista PA encaminhada para apreciação da Diretoria. [3] Valor retificado a partir de recurso da Chesf.

3.4.5.5.3. Despacho ANEEL nº 1.634/2023

147. O Despacho nº 1.634, de 6 de junho 2023, que tratou do pedido de reequilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão nº 5/2004, sob responsabilidade da concessionária Sistema de Transmissão Nordeste (STN), decidiu:

“(i) estabelecer o valor relativo às diferenças de alíquotas tributárias incorridas pela Sistema de Transmissão Nordeste S.A – STN cadastrada sob CNPJ 05.991.437/0001-58 ,entre as

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL.

Processo nº 48500.005631/2023-13.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F211A081007C35D9



Pág. 41 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

*competências de abril de 2016 e dezembro de 2020 no montante de R\$ 1.205.178,99 (um milhão duzentos e cinco mil cento e setenta e oito reais e noventa e nove centavos), referente ao PIS/PASEP, e R\$ 38.412.348,49 (trinta e oito milhões quatrocentos e doze mil trezentos e quarenta e oito reais e quarenta e nove centavos), referente à COFINS, totalizando R\$ 39.617.527,48 (trinta e nove milhões seiscentos e dezessete mil quinhentos e vinte e sete reais e quarenta e oito centavos), a preços de abril de 2021, a ser incluído na Parcela de Ajuste (PA) única do ciclo 2023/2024, atualizado para 1º de junho de 2023; (ii) **determinar à STR que considere o valor associado às diferenças de alíquotas tributárias incorridas entre as competências de janeiro de 2021 e junho de 2023 no reajuste da RAP subsequente**, atualizado conforme índice estabelecido no contrato; e (iii) estabelecer a Receita Anual Permitida para as instalações de transmissão constantes do Contrato de Concessão nº 05/2004 conforme anexo, a ser considerada a partir do ciclo 2023/2024, atualizada índice estabelecido no contrato.” (grifos nossos).*

148. Sobre os itens (i) e (iii) do Despacho nº 1.634/2023, salientamos que estes foram devidamente tratados no âmbito do reajuste da RAP do ciclo 2023-2024. Por sua vez, as “diferenças de alíquotas tributárias incorridas entre as competências de janeiro de 2021 e junho de 2023” foram analisadas pela Superintendente de Fiscalização Econômica, Financeira e de Mercado – SFF que, por meio de sua Nota Técnica nº 159/2023-SFF/ANEEL⁴⁹, de 29 de agosto de 2023, conclui:

*“34. Conforme as informações e documentos apresentados, e de acordo com as análises efetuadas no âmbito desta Superintendência, **concluimos que o valor histórico de R\$ 17.111.760,51** (dezessete milhões, cento e onze mil, setecentos e sessenta reais e cinquenta e um centavos) foi recolhido pela STN, sem cobertura tarifária para a COFINS no Regime Não Cumulativo, no período de janeiro de 2021 a junho de 2023.”*

149. Dessa forma, a fim de dar cumprimento à determinação constante no item (ii) do Despacho nº 1.634/2023, foi estabelecida PA no valor atualizado de R\$ 18.621.864,36, a preços de junho de 2024, conforme índice e metodologia de atualização estabelecidos no Contrato de Concessão nº 5/2004. A memória de cálculo encontra-se em anexo a esta Nota Técnica.

3.4.5.5.4. Despacho STD nº 1.177/2024

150. Por meio do Despacho nº 1.177/2024, a STD decidiu:

(i) *“deferir parcialmente a solicitação da Solaris Transmissão de Energia S.A. – Solaris, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 31.095.322/0001-95, de recebimento integral das receitas associadas aos circuitos 1 e 2 da LT 230 kV Janaúba 3/Jaíba e ao módulo geral da SE Jaíba que foram outorgadas pelo Contrato de Concessão nº 31/2018-ANEEL, de 20 de setembro de 2018, no período 23/11/2022 até 27/7/2023; e*

(ii) **estabelecer Parcela de Ajuste no valor de R\$ 946.367,68** (novecentos e quarenta e

⁴⁹ SIC 48536.003861/2023-00.

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



Pág. 42 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

seis mil trezentos e sessenta e sete reais e sessenta e oito centavos), a preços de junho de 2023, a ser recebida pela transmissora no ciclo 2024-2025 da transmissão, reajustada pelo índice estabelecido no Contrato de Concessão do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 31/2018-ANEEL.”

151. Sendo assim, para dar cumprimento ao referido Despacho, foi considerada uma PA a ser recebida pela SOLARIS, atualizada pelo IPCA para preços de junho de 2024, totalizando R\$ 983.522,23.

3.4.5.5.5. Despacho SFT nº 1.313/2024

152. Por meio do Despacho nº 1.313/2024, a SFT decidiu:

“(…) conhecer e dar provimento parcial ao pleito de retificação dos Termos de Liberação emitidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS para a linha de transmissão LT 230 kV Edeia Cachoeira Dourada C1, integrante do Contrato de Concessão nº 23/2018-ANEEL, outorgado à Goyaz Transmissão de Energia S.A. – Goyaz, retificando a data entrada em operação comercial da FT, presente no TLPONS/263/11/2022, de 17/11/2022 para 7/7/2022, conferindo à transmissora o direito de 90% da RAP estabelecida para essa FT, a partir de 7/7/2022.”

153. Salienta-se que, conforme Ofício nº 484-SFT/ANEEL⁵⁰, de 13 de maio de 2024, por meio do qual a área de fiscalização notificou o ONS sobre a emissão da decisão, é informado que a transmissora não recorreu da mesma. Sendo assim, para dar cumprimento ao referido Despacho, foi calculada uma PA a ser recebida pela GOYAZ, no valor de R\$ 4.270.017,07, a preços de junho de 2024, referente à 90% da RAP da FT LT 230 kV EDEIA /CACHOEIRA DOURADA C-1 GO, no período de 7/7/2022 a 17/11/2022.

154. Além disso, reforça-se que por meio da carta CTA-ONS DTA/SA 0877/2024⁵¹, de 13 de junho de 2024, o ONS informou a emissão do TLPONS/263/11/2022_Rev-01, contemplando a retificação da data entrada em operação comercial da FT LT 230 kV C. DOURADA / EDEIA C 1 GO.

3.4.5.5.6. Despacho SFT nº 1.475/2024

155. A REA nº 8.348, de 5 de novembro de 2019, autorizou a Eletronorte a implantar o quarto transformador na SE Presidente Dutra, associado à FT TR 230/69 kV P.DUTRA TF6 MA. Para esta FT, ONS emitiu os documentos apresentados no Quadro 4:

Documento	Efeito
Termo de Liberação TLPONS/212/12/2021	90% da RAP a partir de 28/12/2021
Termo de Liberação TLDONS/25/2/2022	100% da RAP a partir de 1º/2/2022
Carta CTA-ONS DTA 0231/2022	Anulação do TLPONS/212/12/2021

Quadro 4 – Documentos emitidos pelo ONS

⁵⁰ SIC 48532.004617/2024-00.

⁵¹ SIC 48513.016530/2024-00.

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



Pág. 43 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

156. Após a anulação do TLPONS/212/12/2021, a Eletronorte, por meio da Carta CE-RRG-0076/2022, de 29 de abril de 2022, solicitou à ANEEL que autorizasse o ONS a realizar as ações necessárias para restabelecer o pagamento de 90% da RAP da FT mencionada, no período entre 29/12/2021 e 31/1/2022. A análise do pleito foi realizada pela SFT, no âmbito do processo 48500.00467/2024-21, que culminou na emissão do Despacho nº 1.475/2024, em que a área técnica:

“decide conhecer e dar provimento parcial ao pleito de retificação dos Termos de Liberação emitidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS para a Função Transmissão TR 230/69 kV TF6, na Subestação Presidente Dutra, autorizada às Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – Eletronorte por meio da Resolução Autorizativa nº 8.348, de 2019, retificando a data de entrada em operação comercial da FT, presente no TLPONS/212/12/2021, conferindo à transmissora o direito de 90% (noventa por cento) da RAP estabelecida para essa FT, a partir de 30/12/2021.”

157. Quanto a referida decisão, inicialmente, cabe salientar que a FT em questão é classificada como RBF e, conforme detalhado na seção 3.4.5.4 desta Nota Técnica, os descontos nas parcelas de receita das instalações de RBF, que entram em operação comercial com Termo de Liberação com pendência não impeditiva própria, são tratados por meio de Parcela de Ajuste, a ser estabelecida no Reajuste Anual das RAP das concessionárias. Logo, o ONS apurou 100%⁵² da parcela de RAP da FT a partir de 28/12/2021. Entretanto, no reajuste seguinte à operação comercial da FT em análise (ciclo 2022-2023), foi realizado apenas o desconto de 10% da RAP no período entre 28/12/2021 e 31/1/2022, conforme PA de identificador 62637. Sendo assim, após o processamento do ciclo 2022-2023, a transmissora recebeu 90% da RAP da FT em questão entre 28/12/2021 e 31/1/2022 e 100% da RAP a partir de então.

158. Como a decisão do Despacho nº 1.475/2024 foi pela retificação da data de operação comercial da FT de 28/12/2021 para 30/12/2021, entende-se que a Eletronorte recebeu indevidamente 90% da parcela de RAP da FT TR 230/69 kV P.DUTRA TF6 MA nos dias 28 e 29/12/2021. Assim, foi incluído no presente processo, parcela de ajuste no valor de -R\$ 13.138,53, a preços de junho de 2024, para dar cumprimento ao referido Despacho. A memória de cálculo encontra-se em anexo a esta Nota Técnica.

3.4.5.5.7. Despacho ANEEL nº 1.610/2024

159. Em 29 de julho de 2020, por meio da CARTA ONS-0164/DTA/2020⁵³, o ONS informou à ANEEL o cancelamento dos TLP e TLD com 100% da RAP emitidos para as instalações do Bipolo 1 de Belo Monte, sob responsabilidade da BMTE, e questionou como proceder com a contabilização dos valores recebidos a maior pela transmissora em virtude do cancelamento dos termos de liberação mencionados.

160. Em face do questionamento, a SRT encaminhou ao ONS o Ofício nº 99/2020–SRT/ANEEL⁵⁴, de 12 de agosto de 2020, com cópia a esta superintendência, indicando que *“as eventuais diferenças de receitas decorrentes de retificação, revogação ou anulação de TLP, TLR ou TLD serão atualizadas pela variação do índice contratual da Transmissora e consideradas no reajuste anual de receitas subsequente”*.

⁵² Dado por TUST-FR x MUST contratado.

⁵³ SIC 48513.020428/2020-00.

⁵⁴ SIC 48552.000726/2020-00.

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



Pág. 44 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

Dessa forma, foi anexada a documentação até então conhecida no Processo nº 48500.000375/2021-06, que tratava do reajuste da RAP do ciclo 2021-2022.

161. Em função dessa movimentação no referido processo, a BMTE encaminhou a carta BMTE-TMA-023/2021⁵⁵, de 20 de abril de 2021, por meio da qual solicitava a consideração de eventual ajuste apenas após a análise do mérito da controvérsia, que no momento, se encontrava sob avaliação da SFE. Como o mérito da questão envolvia valores expressivos e havia possibilidade de reversão da decisão do ONS, em resposta, foi encaminhado o Ofício nº 146/2021-SGT/ANEEL⁵⁶, de 27 de abril de 2021, indicando que *“eventuais efeitos financeiros decorrentes desse processo de retificação dos Termos de Liberação serão aplicados no reajuste da Receita Anual Permitida – RAP subsequente à decisão da Diretoria Colegiada da ANEEL”*.

162. Em 16 de maio de 2022, foi publicado o Despacho SFE nº 1.331⁵⁷, ratificando integralmente os procedimentos adotados pelo ONS. Após notificação da SFE, por meio do Ofício nº 261/2022-SFE/ANEEL⁵⁸, de 19 de maio de 2022, a BMTE apresentou Recurso Administrativo⁵⁹, por meio do qual requereu: (i) a anulação do Despacho nº 1.331, de 16 de maio de 2022; ou, alternativamente (a) que os TLP e TLD fossem revogados (*efeitos ex-nunc*); ou (b) que os efeitos do cancelamento dos TLP e TLD fossem associados exclusivamente à Função de Transmissão Módulo Geral.

163. Por meio do Despacho nº 1.610/2024, a Diretoria da ANEEL deliberou o Recurso Administrativo interposto pela BMTE e decidiu por:

*“(i) conhecer e, no mérito, dar provimento parcial ao Recurso Administrativo interposto pela Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. – BMTE em face do Despacho nº 1.331/2022, no sentido de retificar o Termo de Liberação Definitivo – TLD emitido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e **considerar a existência de pendência não impeditiva própria no período de 15 de maio a 2 de julho de 2020, acarretando no pagamento de 90% da Receita Anual Permitida – RAP das demais Funções Transmissão – FT em operação comercial, nos termos do art. 13 da Resolução Normativa nº 841/2018; e (ii) determinar que a Superintendência de Fiscalização Técnica dos Serviços de Energia Elétrica – SFT avalie a conduta da BMTE na implantação da alimentação externa dos serviços auxiliares das Subestações Estreito e Xingu”**. (grifos nossos).*

164. Sendo assim, em conformidade com o Despacho citado, o desconto devido na RAP da BMTE perfaz o valor de R\$ 10.805.180,40, a preços de junho de 2024, em função do desconto de 10% da RAP das FT associadas ao Contrato de Concessão nº 14/2014 no período de 15/5/2020 a 2/7/2020. A memória de cálculo encontra-se em anexo a esta Nota Técnica.

165. Porém, ressalta-se que nos meses de junho de julho de 2020, o ONS realizou

⁵⁵ SIC 48513.010594/2021-00.

⁵⁶ SIC 48581.000670/2021-00.

⁵⁷ SIC 48534.002353/2022-00.

⁵⁸ SIC 48534.002414/2022-00.

⁵⁹ SIC 48513.014904/2022-00.

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



Pág. 45 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

antecipadamente desconto na RAP da transmissora em decorrência do mesmo fato julgado pelo Despacho nº 1.610/2024, totalizando o montante de R\$ 14.181.409,09, a preços de junho de 2024, conforme memória de cálculo em anexo. Sendo assim, foi calculada Parcela de Ajuste no valor de R\$ 3.376.228,69, a preços de junho de 2024, a ser recebida pela BMTE, em decorrência da diferença entre o valor correto a ser descontado da concessionária, nos termos do Despacho mencionado, e o valor antecipadamente descontado pelo ONS nos meses de junho de julho de 2020.

3.4.5.5.8. Ressarcimentos às distribuidoras que pagaram por obras sem RAP homologada

166. Por meio dos Despachos nº 3.777/2021, nº 251/2022, nº 1.200/2022 e nº 1.424/2022, a Diretoria da ANEEL emitiu determinações para a CTEEP, ONS e SCT (atual SCE) para que, após o cumprimento dessas determinações, a SGT pudesse calcular o valor devido à título de ressarcimento às distribuidoras que pagaram por instalações que estavam consideradas no CCT assinado com a transmissora, porém não possuíam RAP homologada pela ANEEL. Portanto, em todos os casos, para que o cálculo do referido ressarcimento fosse possível, a Diretoria determinou, de forma sequencial:

(a) que a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista – ISA CTEEP, no prazo de 30 (trinta) dias, cadastre as obras no Sistema de Gerenciamento dos Planos de Melhorias e Reforços – SGPMR e solicite a consolidação dessas obras pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS;

(b) que o ONS encaminhe para a ANEEL, em caráter de urgência, a consolidação dessas obras, para autorização por parte da ANEEL;

(c) que a ISA CTEEP, dentro do processo ordinário de reajuste para homologação da RAP, informe, de forma destacada, as datas de integração conforme relatório de integração do ONS e demais informações exigidas no Submódulo 9.7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET; e

(d) a área de concessões estabeleça a parcela de Receita Anual Permitida – RAP para essas obras. (grifos nossos)

167. No âmbito do reajuste da RAP de 2023, a área de concessões informou por meio do Memorando nº 43/2023–SCE/ANEEL⁶⁰, que das 42 obras constantes nas determinações, 9 ainda não tiveram a parcela de receita calculada pela SCE por falta de informações da transmissora.

168. Para o reajuste da RAP de 2024, a SCE confirmou⁶¹ que “no processo do Reajuste Tarifário, Ciclo 2024 – 2025, a CTEEP também não apresentou as informações necessária para o estabelecimento de receita para essas 9 obras faltantes. Dessa forma, conclui-se que não há elementos suficientes para homologação da parcela adicional de receita destes reforços.”

⁶⁰ SIC 48526.004715/2023-00.

⁶¹ SIC 48580.001906/2024-00.

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



Pág. 46 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

169. Com essas informações, apresenta-se o encaminhamento dos casos.

Acompanhamento Despacho nº 3.777/2021 [Ressarcimento à ENEL SP]

170. A determinação foi cumprida parcialmente, pois das 12 obras mencionadas no Voto condutor do Despacho nº 3.777/2021, a CTEEP encaminhou informações para o cálculo da parcela de RAP de apenas 6 obras. Assim, a SCE estabeleceu receita para essas obras (IdeRct 122146 a 122151).

171. Diante do exposto, com base nas informações disponíveis e homologadas atualmente, foi realizado o cálculo do ressarcimento à ENEL SP, nos termos do Despacho nº 3.777/2021, para que o montante seja devidamente considerado no Reajuste Tarifário Anual (RTA) de 2024⁶² da distribuidora.

172. O ressarcimento referente às 6 obras faltantes será estabelecido no processo tarifário da distribuidora subsequente à homologação das receitas correspondentes pela SCE. Porém, para que isso seja possível, a CTEEP deve encaminhar as informações necessárias à área de concessões.

Acompanhamento Despacho nº 251/2022 [Ressarcimento à Elektro]

173. A determinação foi cumprida parcialmente, pois das 19 obras mencionadas no Voto condutor do Despacho nº 251/2022, a CTEEP encaminhou informações para o cálculo da parcela de RAP de 16 obras. Assim, a SCE estabeleceu receita para essas obras (IdeRct 122152 a 122158 e 121265 a 121273).

174. Diante do exposto, com base nas informações disponíveis e homologadas atualmente, foi realizado o cálculo do ressarcimento à ELEKTRO, nos termos do Despacho nº 251/2022, para que o montante seja devidamente considerado no RTA de 2024⁶³ da distribuidora.

175. O ressarcimento referente às 3 obras faltantes será estabelecido no processo tarifário da distribuidora subsequente à homologação das receitas correspondentes pela SCE. Porém, para que isso seja possível, a CTEEP deve encaminhar as informações necessárias à área de concessões.

Acompanhamento Despacho nº 1.200/2022 [Ressarcimento à CPFL Piratininga]

176. A determinação foi cumprida integralmente. Por meio da Nota Técnica nº 122/2023-STR/ANEEL⁶⁴, de 11/10/2023, a STR fundamentou sua análise sobre o processo de Revisão Tarifária Periódica (RTP) de 2023 da CPFL Piratininga. O valor de ressarcimento calculado foi considerado como componente financeiro no citado processo (conforme Tabela 15 da referida análise). Salienta-se que o valor calculado foi de R\$ 1.120.511,00, representando um efeito de 0,02% nos custos da distribuidora.

177. Quanto ao referido resultado, ressalta-se que a distribuidora não apresentou recursos contra o financeiro calculado. Dessa forma, conclui-se que a determinação constante no Despacho nº

⁶² SIC 48580.002025/2024-00.

⁶³ SIC 48580.002029/2024-00.

⁶⁴ SIC 48580.002641/2023-00.

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



Pág. 47 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

1.200/2022 foi cumprida em sua integralidade.

Acompanhamento Despacho nº 1.424/2022 [Ressarcimento à Energisa Sul Sudeste]

178. A determinação foi cumprida integralmente, pois das 3 obras mencionadas no Voto condutor do Despacho nº 1.424/2022, a CTEEP encaminhou informações para o cálculo da parcela de RAP de todas elas. Assim, a SCE estabeleceu receita para essas obras (IdeRct 122126, 122127 e 122128).

179. Diante do exposto, com base nas informações disponíveis e homologadas atualmente, foi realizado o cálculo do ressarcimento à ESS, nos termos do Despacho nº 1.424/2022, para que o montante seja devidamente considerado no RTA 2024⁶⁵ da distribuidora.

Considerações sobre as determinações

180. Destaca-se que a área de concessões calculou a parcela de RAP correspondente para todas as obras que constaram nos Despachos mencionados e que tiveram as informações encaminhadas pela transmissora. Consequentemente, com base nas informações disponíveis, a STR estabeleceu o devido ressarcimento às distribuidoras para todas as obras com receita calculada e homologada pela SCE.

181. Não obstante, resta claro que a CTEEP não observou a integralidade da determinação constante nos despachos mencionados, uma vez que das 42 obras tratadas pela Diretoria da ANEEL, a concessionária não encaminhou informações necessárias para o cálculo da receita de 9 delas. Sem o envio de informações pela transmissora, a SCE não consegue estabelecer as parcelas de RAP associadas e, conseqüentemente, a STR não consegue calcular o ressarcimento às distribuidoras envolvidas.

182. Assim, dado o descumprimento de prestação de informações por parte da CTEEP, conforme determinado pelos Despachos nº 3.777/2021, nº 251/2022, nº 1.200/2022 e nº 1.424/2022, recomenda-se que o caso seja encaminhado para apuração e acompanhamento da área de fiscalização, de modo que o ressarcimento referente às 9 obras faltantes seja estabelecido no processo tarifário das distribuidoras ENEL SP e ELEKTRO subsequente à homologação das receitas correspondentes pela SCE.

3.4.5.6. Correção da PA decorrente da emissão de TLP com pendência não-impeditiva própria

183. Foi aprovada pelo Despacho nº 4.675/2023, PA a ser paga pela Arteon Z3 em função do desconto de 10% na RAP das instalações classificadas como RBF e DIT Compartilhada decorrente da emissão de TLP com pendência não-impeditiva própria referente aos transformadores 230/138 kV instalados na SE Itabuna III, no montante de R\$ 98.457,73, a preços de junho de 2023, considerando o período de 1º/7/2023 a 14/8/2023, conforme consta na Nota Técnica nº 156/2023-STR/ANEEL.

184. Porém, após análise da carta CE-ARZ3-0019/2023⁶⁶, verificou-se que as referidas instalações possuem Termo de Liberação de Receita (TLR) com direito à recebimento de 100% da RAP

⁶⁵ SIC 48580.002030/2024-00.

⁶⁶ SIC 48513.029718/2023-00.

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



Pág. 48 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

desde 3/4/2022. Não obstante, esse TLR teve sua vigência encerrada no dia 11/8/2022 e foi emitido Termo de Liberação Definitivo (TLD) com data de 15/8/2022. Logo, não deveria ter sido atribuída à concessionária a PA referente ao desconto de 10% na RAP, mas sim uma PA para compensar o período em que a empresa permaneceu sem Termo de Liberação válido (entre 12/8/2022 e 14/8/2022), no montante de R\$ 65.638,49, a preços de junho de 2023.

185. Assim, foi estabelecida uma Parcela de Ajuste no valor de R\$ 34.107,73, a preços de junho de 2024, a ser recebida pela Arteon Z3, para compensar os valores pagos a maior pela concessionária.

3.4.5.7. Equipamentos retirados de operação ao longo do ciclo 2023-2024

186. Primeiramente, o Submódulo 9.7 dos PRORET estabelece que a instalação de transmissão retirada de operação comercial deverá ter a parcela de receita a ela associada cancelada na data da retirada de operação, conforme transcrito a seguir. Esse procedimento aplica-se às concessionárias sujeitas ao processo de revisão periódica integral da RAP, ou seja, aplica-se especificamente às transmissoras não-licitadas (ou existentes), uma vez que as transmissoras licitadas não estão sujeitas à revisão integral⁶⁷.

“23. Em se tratando de substituição ou desativação de instalações sujeitas ao processo de revisão periódica integral de RAP prevista no contrato de concessão, sem indicação de reutilização determinada no Plano de Outorgas, a receita a associada será cancelada parcialmente, no caso de substituições de unidades monofásicas de equipamentos, ou integralmente, nos demais casos, na data de retirada de operação.” (grifo nosso).

187. Nesse contexto, durante o processo de reajuste anual da RAP, cabe à ANEEL identificar quais equipamentos se enquadram na situação⁶⁸ descrita acima, apurar a parcela de RAP associada a tais equipamentos e proceder com o devido cancelamento nos termos do regulamento vigente. Destaca-se que a maior parte das instalações retiradas de operação ou transferidas a outros agentes pelas transmissoras são classificadas como RBSE/RPC, que possuem certas particularidades na formação da sua receita associada, conforme será apresentado a seguir.

188. Geralmente, a RAP dessas instalações é composta por uma parcela de receita relacionada aos custos de operação e manutenção, inicialmente estabelecidos pela Portaria MME nº 579/2012 e revisados a cada 5 anos, contados a partir de 1º de julho de 2013. Esses montantes são recalculados a cada revisão com base em um modelo de *benchmarking* conhecido como *Data Envelopment Analysis – DEA*, que, em sua formulação, leva em consideração tanto os ativos da base blindada (RBSE/RPC), quanto os ativos da base incremental (RBNI/RCDM) que tiveram a entrada em operação comercial reconhecida após a prorrogação das concessões.

⁶⁷ Conforme consta no submódulo 9.2 dos PRORET, a ANEEL revisa aspectos pontuais da receita ofertada no leilão como, por exemplo, o custo de capital de terceiros, o ganho de eficiência empresarial referente aos custos operacionais e as outras receitas. No entanto, as instalações licitadas, ou seja, a Base de Remuneração Regulatória ou a base de ativos em si, não está sujeita ao processo de revisão periódica e permanece blindada até o fim do contrato de concessão.

⁶⁸ Enquadram-se nessa situação os equipamentos substituídos, desativados e os equipamentos transferidos das concessionárias de transmissão para outros agentes.

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



Pág. 49 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

189. Feito isso, o montante total dos custos operacionais de cada empresa, calculado pelo modelo DEA, é então segregado entre a base blindada e a base incremental, levando em consideração as diferenças e particularidades existentes entre esses dois tipos de instalação⁶⁹. Em seguida, o valor atribuído a cada módulo é obtido a partir de um procedimento de rateio com base no Valor Novo de Reposição – VNR desses módulos.

190. Além disso, há uma parcela de receita denominada de componente financeiro de que trata a Portaria MME nº 120/2016, que se refere ao ressarcimento de valores não pagos às transmissoras prorrogadas entre 1º/1/2013 e 30/6/2017 dos custos de capital associados às instalações classificadas como RBSE/RPC. O direito ao recebimento desses valores foi estabelecido em 2013 por meio da Lei nº 12.783/2013, mas o efetivo pagamento iniciou-se apenas em 1º de julho de 2017. Portanto, essa parcela de receita se refere ao pagamento de valores retroativos. O montante atribuído a cada módulo é obtido a partir de um procedimento de rateio com base no VNR dos módulos classificados com RBSE/RPC que estão em operação comercial.

191. Adicionalmente, existe uma parcela de receita denominada de componente econômico de que trata a Portaria MME nº 120/2016. Esse montante refere-se ao pagamento, a partir de 1º de julho de 2017, do custo de capital associado à Base de Remuneração Regulatória – BRR dos ativos classificados como RBSE/RPC. Esses valores são recalculados a cada revisão, levando-se em conta as baixas e a depreciação acumulada dos bens ocorrida entre as datas-bases da Revisão Tarifária Periódica – RTP anterior e atual. Uma vez que as transmissoras ainda não concluíram a conciliação físico-contábil dos bens classificados com RBSE/RPC, o valor atribuído a cada módulo é obtido a partir de um procedimento de rateio com base no VNR dos módulos classificados com RBSE/RPC que ainda não se encontram totalmente depreciados no momento da revisão periódica.

192. Por fim, podem existir receitas autorizadas decorrentes de reforços e melhorias nos módulos classificados como RBSE/RPC. Geralmente, essas receitas são estabelecidas por meio de processo específico, conforme descrito no submódulo 9.7 do PRORET.

193. Em vista das particularidades mencionadas anteriormente e uma vez que o submódulo 9.7 do PRORET não detalha de forma exaustiva como deve ser apurada a receita a ser cancelada para as instalações classificadas como RBSE/RPC retiradas de operação, a ANEEL estabeleceu ao longo do tempo o seguinte procedimento como o mais adequado para esses casos:

194. No que se refere aos custos operacionais, é importante observar que, uma vez que o montante total é calculado com base no modelo de *benchmarking* e posteriormente rateado entre as unidades modulares de cada contrato de concessão, o valor de custo operacional atribuído a cada módulo por meio desse rateio não corresponde necessariamente ao valor calculado para aquela instalação com base no modelo DEA. No entanto, a publicação do "Anexo III: Custo Unitário de cada produto por concessionária" do submódulo 9.1 do PRORET possibilita uma estimativa do valor regulatório do custo

⁶⁹ Uma das principais diferenças entre esses ativos é que as instalações classificadas como RBNI/RCDM possuem uma idade média muito inferior às instalações classificadas como RBSE/RPC.

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



Pág. 50 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

operacional associado a cada unidade modular, com base nos resultados do estudo de *benchmarking* dos custos operacionais.

195. Desde o ciclo 2020-2021, a ANEEL vem utilizando esse anexo, considerando o custo unitário de cada produto para cada empresa individualmente, para estimar o valor regulatório do custo operacional a ser cancelado associado às instalações substituídas, desativadas ou transferidas. No entanto, a partir do ciclo 2024-2025 em diante, será proposto aprimoramento no cálculo dessa parcela de receita, conforme detalhado a seguir.

196. O novo procedimento proposto para determinar o valor do custo operacional a ser cancelado relacionado às instalações classificadas como RBSE/RPC: para cada equipamento substituído, desativado ou transferido, multiplica-se a quantidade do produto correspondente a esse equipamento, conforme definido na modelagem estabelecida no estudo de *benchmarking*, pela **mediana** dos custos unitários do respectivo produto. Ressalta-se que, para o caso de substituições de fases individuais de bancos de equipamentos monofásicos (substituições parciais), é verificado se a RAP da autorização contemplou adicional de receita para cobrir os custos de O&M da nova fase a ser instalada. Isto posto, o valor proporcional do custo operacional associado à fase que está sendo substituída somente é cancelado nos casos em que a autorização contempla valores de O&M para a nova a ser instalada.

197. Diante do exposto, é preciso esclarecer o aprimoramento que está sendo proposto, a partir do ciclo 2024-2025, para esse procedimento: utilizar a mediana do custo unitário de cada produto, em vez do valor do custo unitário referente a cada produto de cada empresa individualmente.

198. Ressalta-se que o modelo de *benchmarking* aprovado no âmbito da CP nº 31/2023 é bem menos restritivo do que o modelo anteriormente vigente, aprovado no âmbito da AP nº 41/2017⁷⁰. A principal consequência dessa característica é que o intervalo de valores dos custos unitários do novo modelo é maior do que no modelo anterior. Por exemplo, a mediana das razões entre o valor máximo e mínimo de cada produto no novo modelo é de 14 vezes, enquanto no modelo anterior era de 5 vezes.

199. Essa característica menos restritiva está em linha com inúmeras contribuições apresentadas pelos agentes sobre o tema. Inclusive há agentes que defendem que a ANEEL deve utilizar um modelo DEA sem restrições, assumindo a possibilidade de que determinados produtos tenham custo unitário igual a zero. Portanto, entende-se que o modelo menos restritivo, cumpre bem o seu papel na definição dos custos operacionais regulatórios.

200. Não obstante, para fins de cancelamento de receita, observou-se que os novos valores de custo unitário calculados podem provocar situações desproporcionais. Como, por exemplo, para determinados produtos de certas empresas, a parcela de custo operacional a ser cancelada, calculada com base no Anexo III do submódulo 9.1 do PRORET, supera toda a receita autorizada para o equipamento

⁷⁰ “189. Ressalta-se que, em linha com boa parte das contribuições apresentadas pelos agentes no âmbito da AP nº 41/2017, o modelo proposto neste Relatório é bem menos restritivo do que aquele aplicado na última revisão das transmissoras prorrogadas. O impacto da inclusão das restrições na eficiência das empresas é de no máximo -10%, com efeito médio de -2,9%, enquanto no último estudo de *benchmarking* o impacto máximo era de -35%, com efeito médio da ordem de -11,5%. Não obstante, as restrições cumpriram seu objeto principal de evitar os pesos nulos do modelo.” Fonte: Relatório de AIR nº 01/2023.

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



Pág. 51 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

novo, que inclui, além do custo operacional, a remuneração do investimento.

201. Assim, para contornar essa situação desarrazoada, em vez de se utilizar o custo unitário de cada produto para cada empresa, tal como definido no Anexo III do submódulo 9.1 do PRORET, será utilizada a mediana do custo unitário de cada produto para apurar a parcela de custo operacional da PRT 579/2012 a ser cancelada.

202. Quanto ao componente econômico da Portaria MME nº 120/2016, devido às particularidades já mencionadas, também é válido ressaltar que o valor atribuído a cada módulo por meio do processo de rateio não necessariamente corresponde ao custo de capital associado àquela instalação.

203. Sendo assim, o procedimento adotado para se apurar o valor do custo de capital a ser cancelado associado às instalações classificadas como RBSE/RPC e retiradas de operação é o seguinte: para cada equipamento substituído, desativado ou transferido, caso haja parcela de receita do componente econômico da Portaria MME nº 120/2016 associada, o valor a ser cancelado não corresponde ao valor total dessa receita. Em vez disso, calcula-se um valor proporcional à vida útil remanescente da unidade modular no momento da retirada de operação. Portanto, caso a instalação esteja 90% depreciada, será cancelado apenas 10% da parcela de receita do componente econômico da Portaria nº 120/2016 associada a essa instalação.

204. No que concerne ao componente financeiro da Portaria MME nº 120/2016, entende-se que não deve haver o cancelamento desses valores, pois referem-se ao pagamento retroativo da remuneração (custo de capital) de um serviço já prestado pelas concessionárias. Isto posto, os montantes do componente financeiro da Portaria MME nº 120/2016 associados às instalações classificadas como RBSE/RPC retiradas de operação são redistribuídos pelos demais módulos da transmissora.

205. Por fim, no caso das receitas autorizadas, é efetuado o cancelamento do valor exato da parcela de receita que foi calculado no âmbito do processo autorizativo ou definido na RTP, caso a parcela de RAP já tenha sido submetida à revisão tarifária periódica.

206. Após definir os critérios para apuração dos valores de receita a serem cancelados, é preciso definir os critérios para calcular a Parcela de Ajuste a ser devolvida pelas concessionárias a partir da data de retirada de operação do equipamento até 30 de junho do ano do processamento do reajuste, devido ao cancelamento da parcela de RAP correspondente. Importante ressaltar que, a princípio, os critérios de cálculo da PA referente à devolução retroativa dos valores não precisam ser necessariamente iguais aos critérios utilizados para apuração das receitas a serem canceladas, pois conforme restou demonstrado, os valores efetivamente recebidos pelas transmissoras e pagos pelos usuários das instalações retiradas de operação ao longo do ciclo tarifário não são necessariamente iguais aos valores de receita a serem cancelados, devido às particularidades comentadas anteriormente. As próprias empresas já apresentaram argumentos contra e a favor para se calcular a referida PA a partir de diferentes abordagens⁷¹.

⁷¹ Como exemplo, podemos citar o §17 da carta REQ.DR.027.2020 (SIC 48513.020088/2020-00), de Furnas, e o §43 da carta REQ.DR.00016.2023 (SIC 48513.017509/2023-00), também de Furnas, por meio dos quais a mesma transmissora apresenta pleitos completamente antagônicos.

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



Pág. 52 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

207. Dessa forma, para fins de uniformização dos procedimentos, as rotinas descritas anteriormente para o cálculo dos valores de receita a serem cancelados serão também aplicadas ao cálculo dos montantes a serem descontados das transmissoras por meio da PA referente à devolução retroativa dos valores associados a equipamentos retirados de operação.

208. Além disso, é necessário pontuar considerações importantes relativas aos dados utilizados para cálculo relacionado ao desconto do componente econômico da PRT MME nº 120/2016 e dos custos de Operação e Manutenção da PRT MME nº 579/2012, em virtude de transferência, substituição ou desativação de instalações ocorridas ao longo do ciclo 2023-2024:

- (i) Os dados de vida útil regulatória das instalações considerados no cálculo são aqueles descritos no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE;
- (ii) A data de integração ao SIN das instalações, utilizada para o cálculo da vida útil remanescente e aplicada no desconto do componente econômico da PRT MME nº 120/2016, é aquela apurada junto às próprias concessionárias quando da inclusão dessa componente de receita na RAP das transmissoras, ocorrida em 1º de julho de 2017;
- (iii) Os dados de características físicas consideram as informações consolidadas no âmbito da Tomada de Subsídios nº 14/2022, que tratou da base de dados que será utilizada no estudo de *benchmarking* dos custos operacionais regulatórios dos agentes de transmissão para a RTP de 2023 e encontram-se disponíveis no sítio eletrônico da CP nº 31/2023.

209. Considerando todas as observações descritas nessa seção e, tendo por base os atos ou fatos reconhecidos até a data de fechamento desse Processo de reajuste, a Tabela 16 apresenta, por Contrato de Concessão, os valores de receita cancelados e a respectiva PA, a preços de junho de 2024.

Tabela 16 – RAP cancelada e PA a ser devolvida pelas Concessionárias (item 24 do submódulo 9.7 do PRORET)

Concessionária	Contrato	RAP Cancelada (R\$) Ref.: Jun/23	PA (R\$) Ref.: Jun/24
EDP GOIÁS	063/2001	291.491,34	-258.333,02
FURNAS	062/2001	2.445.479,18	-1.637.807,86
CHESF	061/2001	2.967.594,54	-8.093.745,17
COPEL-GT	060/2001	251.471,23	-95.289,92
CTEEP	059/2001	330.867,03	-67.362,22
ELETRONORTE	058/2001	6.548.438,48	-4.354.608,01
CGT ELETROSUL	057/2001	17.252.045,72	-22.734.757,17
CEEE-T	055/2001	3.138.426,27	-1.367.072,47
CEMIG-GT	006/1997	837.628,20	-979.561,30
EQTLT08	048/2017	1.183.191,35	-799.268,37
TOTAL		35.246.633,34	-40.387.805,51

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL.

Processo nº 48500.005631/2023-13.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F211A081007C35D9



Pág. 53 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

3.4.5.8. Transferências de proprietários de ativos de Transmissão

210. Conforme a Resolução Normativa ANEEL nº 916, de 23 de fevereiro de 2021, que estabelece as condições gerais para a incorporação das Demais Instalações de Transmissão – DIT no Ativo Imobilizado em Serviço – AIS das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, a transferência de ativos não listados no anexo da referida REN pode ser realizada a qualquer tempo, mediante acordo entre a transmissora proprietária da instalação e a distribuidora conectada, desde que submetida à prévia anuência da ANEEL.

211. No decurso do ciclo 2023-2024 foram encaminhados à STR informações relacionadas com as seguintes transferências:

- Termo de Transferência nº 40009996 (CGT Eletrosul – Celesc-D);
- Termo de Transferência nº 40011078 (CGT Eletrosul – Celesc-D);
- Termo de Transferência nº 40010610 (CGT Eletrosul – EMS);
- Termo de Transferência nº 40010739 (CGT Eletrosul – RGE);

212. Como o tratamento desses casos guardam estrita relação com o que foi descrito na seção anterior, o resultado das referidas alterações de titularidade foi considerado na Tabela 16.

3.4.5.9. PA Fim de Vigência de Termos de Liberação de Receita – TLR

213. Com o início da vigência da REN nº 841⁷², de 2018, que ocorreu a partir de 1º de julho de 2019, o ONS passou a emitir, nos casos previstos na referida Resolução, Termos de Liberação de Receita – TLR que é o *“documento que, a partir da data especificada, dá o direito ao recebimento de parcela de Receita Anual Permitida – RAP das FT ou Grupo de FT discriminados, quando houver Pendências Impeditivas de Terceiros ou Pendências Impeditivas de Caráter Sistêmico e não houver Pendências Impeditivas Próprias”*.

214. Portanto, o TLR dá o direito à transmissora ao recebimento de 90% ou 100% da RAP correspondente, a depender do caso, porém tem a particularidade de possuir, no momento da sua emissão ou definido *a posteriori*, prazo de vigência determinado, conforme consta nos parágrafos 10º e 11º da REN nº 841/2018 (atualmente itens 5.10 e 5.11 do Módulo 3 das Regras de Transmissão):

“§10º No TLR deverão ser listadas as Pendências Não Impeditivas Próprias, contendo os prazos informados pela Transmissora para solucionar cada uma, as Pendências Impeditivas de Terceiros, com os respectivos responsáveis, e as Pendências Impeditivas de Caráter Sistêmico.

⁷² Posteriormente incorporada ao “Módulo 3 – Instalações e Equipamentos” das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, aprovado pela REN nº 905, de 8 de dezembro de 2020.

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



Pág. 54 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

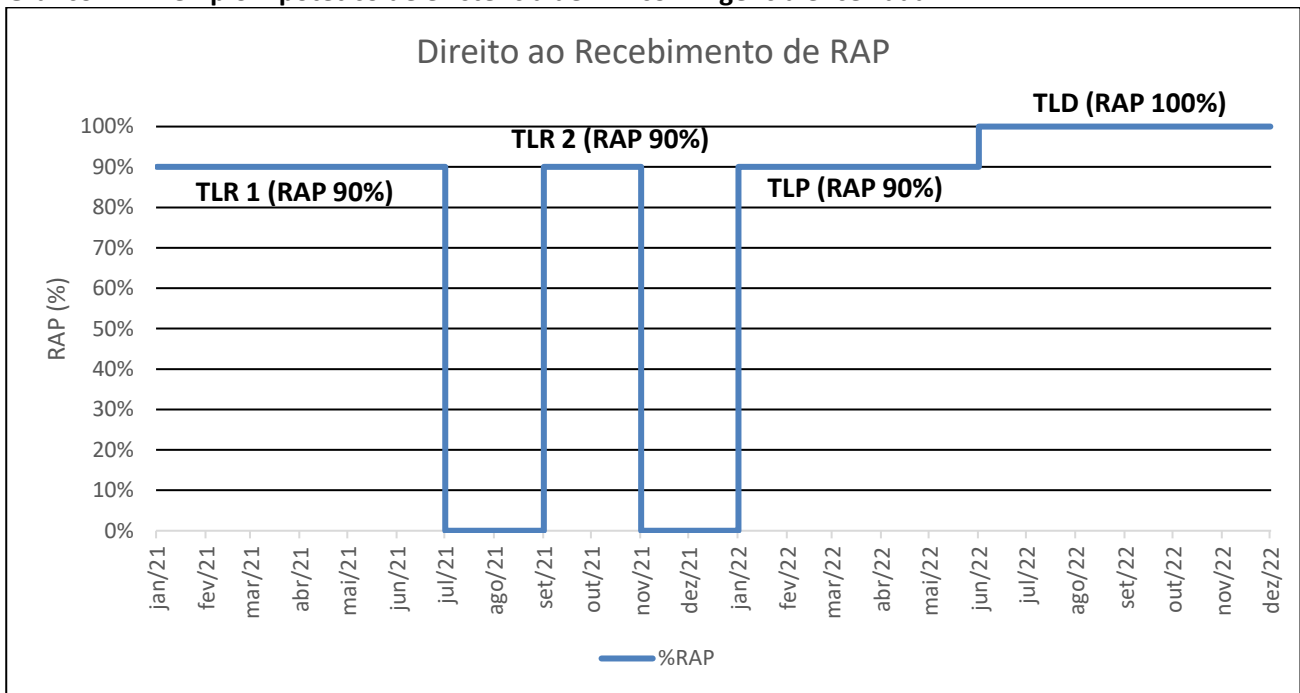
§11º O TLR terá vigência até a solução das Pendências Não Impeditivas Próprias, de cada Pendência Impeditiva de Terceiros ou de cada Pendência Impeditiva de Caráter Sistêmico, quando a Transmissora deverá solicitar novos termos de liberação”. (grifo nosso)

215. Isto posto, uma vez encerrada a vigência do TLR, é obrigação da transmissora responsável solicitar a emissão de novos termos de liberação. Entretanto, podem ocorrer situações em que há o encerramento da vigência do TLR, sem que haja a emissão imediata de novo Termo de Liberação – TL pelo ONS, caso a concessionária, por exemplo, não solicite o documento no prazo adequado. Nessas situações, a empresa fica sem qualquer Termo de Liberação vigente, portanto, sem direito ao recebimento da RAP correspondente, já que o TL é o documento que garante o recebimento da receita.

216. O

217. Gráfico 1 representa um exemplo hipotético que ilustra a situação descrita anteriormente, em que a transmissora fica com o direito ao recebimento da RAP “suspenso” entre o fim de vigência do primeiro TLR e o início de vigência do segundo TLR e entre o fim de vigência do segundo TLR e o início de vigência do TLP.

Gráfico 1 – Exemplo hipotético de existência de TLR com vigência encerrada



218. Informa-se que o encerramento de vigência de TLR não é considerado na PA Apuração calculada pelo Siget, nem no cálculo dos encargos de conexão a serem pagos pelos usuários das DIT de Uso Exclusivo. Consequentemente, as concessionárias que se enquadram na situação descrita permanecem recebendo a parcela de RAP correspondente, mesmo nos casos em que não há TL vigente, devido ao encerramento do TLR. Sendo assim, faz-se necessário calcular Parcelas de Ajuste a serem pagas pelas concessionárias de modo a devolver os valores de receita recebidos indevidamente pelas empresas no período em que não há TL vigente.

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



Pág. 55 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

219. Além disso, é relevante mencionar que, conforme consta nas Notas Técnicas nº 39/2023-STR/ANEEL e nº 156/2023-STR/ANEEL, no ciclo 2023-2024, não foram calculados os valores de PA decorrentes de Fim de Vigência TLR. Sendo assim, foram identificados os casos que se enquadram na situação descrita, mas que ainda não foram devidamente considerados nos processos de reajuste da RAP.

220. Para esses casos identificados, foram calculadas PA a serem pagas pelas concessionárias. A Tabela 17 demonstra os valores lançados para compensar o ajuste comentado nesta seção.

Tabela 17 – PA Fim de Vigência TLR (apuração dos casos ainda não processados)

Concessionária	Contrato	PA Fim de Vigência TLR (R\$) Ref.: Jun/24
ESTE	019/2017	-392.590,84
GUAÍRA	023/2017	-39.856,34
Z2	045/2017	-43.039,23
GRALHA AZUL	001/2018	-10.176,28
MARACANAÚ	020/2018	-9.278,38
AMAPAR	007/2019	-448.431,84
MANTIQUEIRA	005/2016	-889.188,00
LITORAL SUL	018/2016	-266.569,79
ETEPA	050/2017	-1.818.031,48
IE BIGUAÇU	012/2018	-379.175,97
BORBOREMA	015/2018	-4.063.650,92
SOLARIS	031/2018	-447.032,67
ENERGISA-TO	004/2019	-200.644,22
CPFL SUL II	011/2019	-373.365,18
PAMPA	013/2019	-1.140.346,39
IE MINAS GERAIS	007/2020	-56.495,42
TOTAL		-10.577.872,94

3.4.5.10. Compensação à Rede Básica por Pendência Impeditiva de Terceiros – PIT de responsabilidade da transmissora Timóteo-Mesquita (Contrato de Concessão nº 002/2012)

221. Como descrito no item III.4.6.11 da Nota Técnica nº 39/2023–STR/ANEEL⁷³, de 30/6/2023, a transmissora Timóteo-Mesquita, em função da decisão constante no Despacho nº 299, de 11/2/2022, teve que restituir à Rede Básica os valores pagos por esta até que a Pendência Impeditiva que lhe fora atribuída fosse solucionada.

222. No ciclo 2023-2024, foi realizada a primeira restituição, limitada a 10% da RAP da transmissora Timóteo-Mesquita, conforme Módulo 3 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica. Contudo, o saldo remanescente de R\$ 2.038.077,19, a valores de junho de 2023, ainda deve ser compensado no ciclo 2024-2025 e posteriores.

223. Entretanto, após uma revisão do cálculo processado em 2023, verificou-se que no período de vigência dos TLR-TONS/59/8/2022, TLR-TONS/60/8/2022 e DITTLR-TONS/73/8/2022, a ETTM deve

⁷³ SIC nº 48580.001337/2023-00.

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



Pág. 56 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

restituir à Rede Básica montante equivalente a 100% da receita à qual a Mantiqueira tinha direito no período entre 19/8/2022 e 13/11/2022. Logo, o cálculo do valor a ser restituído pela Timóteo-Mesquita deveria abranger 26 dias e 2 pagamentos-base. Entretanto, o cálculo realizado em 2023 considerou apenas 21 dias e 2 pagamentos-base, o que levou à revisão do cálculo.

224. Dessa forma, no ciclo 2024-2025, procedeu-se à inclusão do segundo ajuste para compensar os efeitos do Despacho nº 299/2022, conforme abaixo:

Resultado do Ajuste referente ao Despacho nº 299/2022	
Saldo devedor inicial (ETTM) - Ref.: 06/2024	2.187.416,40
Restituição ETTM para RB - ciclo 2024-2025 - Ref.: 06/2024	-572.601,34
Saldo devedor (ETTM) para 2025-2026 - Ref.: 06/2024	1.614.815,06

Quadro 5 – PA para compensar os efeitos do Despacho nº 299/2022

225. Cabe reforçar que a referida restituição não se deu por completo no referido ciclo, ficando um saldo devedor de -R\$ 1.614.815,06, a preços de junho de 2024, a ser restituído à Rede Básica, razão pela qual o caso deve ser acompanhado no ciclo 2025-2026.

3.4.5.11. Correções da Revisão de 2018 da RAP das Transmissoras Prorrogadas

226. Conforme consta no Anexo D2 da Nota Técnica nº 156/2023-STR/ANEEL⁷⁴, de 28 de novembro de 2023, que instruiu a emissão do Despacho nº 4.675, de 5 de dezembro de 2023, que tratou da análise dos Pedidos de Reconsideração interpostos contra a REH nº 3.216/2023, foram identificadas e corrigidas algumas receitas da CEEE-T e COPEL-GT que deveriam ter sido retiradas do processo de revisão, pois entraram em operação comercial ou foram unitizadas depois de 31 de janeiro de 2018, ou porque não foi possível identificar o ativo correspondente no relatório de valoração, porém foram equivocadamente consideradas no referido processo de revisão.

227. No processo tarifário realizado no ciclo 2020/2021, tais receitas deveriam ter sido apenas reajustadas pelo IPCA, para que fossem objeto de revisão apenas na RTP de 2023. Essas receitas estão identificadas nas abas “Reforços retirados da Revisão” e “Melhorias retiradas da Revisão” da planilha “RAP RBNI - RTP 2018 - PRORROGADAS - pós recursos - retificada – definitiva.xlsx” disponibilizada no sítio eletrônico das Consultas Públicas nºs 17 a 25/2020.

228. Apesar da correção realizada, conforme descrito na Nota Técnica nº 156/2023-STR/ANEEL, verificou-se que as parcelas de receita apresentadas na tabela a seguir também se enquadravam na situação descrita, porém não foram corrigidas no âmbito da referida Nota Técnica. Sendo assim, as correções necessárias foram realizadas e foram calculadas as Parcela de Ajuste apresentada na Tabela 18, para compensar as diferenças ocorridas no período compreendido entre 1º/7/2020 (data em que a alteração ocorreu indevidamente) até 30/6/2024.

⁷⁴ SIC nº 48580.002965/2023-00.

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



Pág. 57 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

Tabela 18 – Correções das parcela de RAP referentes à revisão de 2018

IdeMdl	IdeRct	Concessionária	Contrato	Ato Legal	RAP antes da Revisão 2018 (Ref.: Jun/18)	RAP DSP 4675/2023 (Ref.: Jun/23)	RAP (atualizada correta) (Ref.: Jun/23)	PA (Ref.: Jun/24)
20016	3673	CEEE-T	055/2001	REA 1734/2008	113.063,81	6.136,29	151.274,36	603.344,85
11064	4891	CEEE-T	055/2001	REA 2124/2009	24.927,98	43.395,39	33.352,53	-41.748,58
17066	3520	CEEE-T	055/2001	REA 1700/2008	81.538,21	108.787,31	109.094,50	1.277,02
20247	3516	CEEE-T	055/2001	REA 1700/2008	129.107,85	178.161,30	172.740,57	-22.534,19
20247	3515	CEEE-T	055/2001	REA 1700/2008	148.755,93	107.376,95	199.028,83	381.000,59
11188	3517	CEEE-T	055/2001	REA 1700/2008	22.582,97	28.902,54	30.215,01	5.456,00
11191	3518	CEEE-T	055/2001	REA 1700/2008	207.838,33	274.286,48	278.078,46	15.763,40
3720	3223	CEEE-T	055/2001	REA 1734/2008	136.901,82	180.670,84	183.168,56	10.383,11
20010	3221	CEEE-T	055/2001	REA 1734/2008	32.368,19	44.628,12	43.307,20	-5.491,11
17698	100612	CEEE-T	055/2001	REA 2837/2011	32.368,19	44.628,12	43.307,20	-5.491,11
11203	6562	CEEE-T	055/2001	REA 3159/2011	73.374,50	101.272,09	98.171,82	-12.887,94
18193	6615	CEEE-T	055/2001	REA 3159/2011	27.371,91	47.889,87	36.622,40	-46.839,33

229. Além disso, conforme consta no item (viii) do Anexo B15 da Nota Técnica nº 156/2023-STRANEEL, de 28 de novembro de 2023, foi “estabelecida uma parcela adicional de RAP de O&M no valor de R\$ 309.087,78 (IdeMdl 26861 e IdeRct 122357), a preços de junho de 2023. Esse montante é o mesmo estabelecido para instalação similar EL 230 kV INTEGRADORA LT 230 kV CARAJAS /INTEGRADORA C-2 PA, após o processo de revisão de 2018”. Além disso, “foi calculada uma Parcela de Ajuste no montante de R\$ 2.942.838,02, a preços de junho de 2023, referente aos valores não recebidos pela Eletronorte no período de 2/9/2013 (data de assinatura do Termo de Doação de Instalações nº 001/2008) a 30/6/2023”.

230. Ocorre que o valor de R\$ 309.087,78, a preços de junho de 2023, refere-se ao valor revisado conforme definido na Nota Técnica nº 86/2021-SGT/ANEEL⁷⁵ e não ao valor definido na Nota Técnica nº 13/2022-SGT/ANEEL, que instruiu a última retificação da Revisão de 2018 da Eletronorte⁷⁶. O valor correto revisado é de R\$ 186.051,97, a preços de junho de 2018, que atualizado pelo IPCA para preços de junho de 2023, totaliza o montante de R\$ 248.929,27.

231. Sendo assim, a receita foi corrigida e foi estabelecida uma Parcela de Ajuste no valor de -R\$ 677.130,05, a preços de junho de 2024, para compensar a diferença entre o valor considerado no Despacho nº 4.675/2023 e o valor correto no período de 2/9/2013 a 30/6/2024.

3.4.5.12. Ajustes devido a identificação de erros materiais na consideração dos efeitos financeiros do Despacho nº 848/2023 no ciclo 2022-2023

232. A Resolução Homologatória nº 3.067, de 12 de julho de 2022, aprovou a RAP para o ciclo 2022-2023. O Despacho nº 848, de 28 de março de 2023, aprovou a análise dos Pedidos de

⁷⁵ SIC nº 48581.000689/2021-00.

⁷⁶ SIC nº 48581.000426/2022-00.

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



Pág. 58 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

Reconsideração interpostos contra a referida REH. Nas tratativas dos recursos apresentados pelas transmissoras IE Sul e IE Pinheiros, foi acatado o pleito para recomposição de diferenças no valor da PA Revisão das concessionárias mencionadas, conforme recursos analisados pela Nota Técnica nº 274/2021–SGT/ANEEL (Processos nº: 48500.000643/2018-86 e 48500.000754/2019-73).

233. No âmbito do presente processo, as transmissoras envolvidas, no uso de suas obrigações contratuais, informaram que os ajustes devidos foram aplicados em duplicidade, sendo considerados tanto na PA Revisão, quanto na PA Outros Ajustes. Assim, a partir da análise do arquivo “Lista PA” do ciclo 2022-2023, aprovado pelo Despacho nº 848/2023, confirmou-se a duplicidade relatada, razão pela qual foram estabelecidas Parcelas de Ajuste apresentadas na Tabela 19 de modo a corrigir a duplicidade mencionada. A memória de cálculo encontra-se em anexo a esta Nota Técnica.

Tabela 19 – PA decorrentes de erros materiais no Despacho nº 848/2023

Concessionária	Contrato	Nome de Grupo	Valor PA para corrigir duplicidade (R\$) Ref.: Jun/24
IESUL	016/2008	Rede Básica	-342.969,90
IESUL	016/2008	FORQUILHINHA-230/69 kV	12.886,28
IE Pinheiros	018/2008	Rede Básica	-374.232,85
IE Pinheiros	018/2008	GRP EQP 138/88 kV SP	48,54
IE Pinheiros	015/2008	MIRASSOL II-440/138 kV	-1.649.607,80
IE Pinheiros	015/2008	Rede Básica	-3.050.579,20
IE Pinheiros	015/2008	GRP MIRASSOL 2 - CPFL	-649.610,19
IE Pinheiros	015/2008	ARARAS-440/138 kV	-118.814,62
IE Pinheiros	015/2008	GRP EQP 138/88 kV SP	-38.519,96
IE Pinheiros	015/2008	GRP 138 kV GETULINA SP	-50.359,41

3.4.5.13. Correção de PA em função da alteração da REA nº 7.952/2019 pelo DSP 1.770/2022

234. Conforme consta no Anexo B16 da Nota Técnica nº 156/2023-STR/ANEEL, de 28 de novembro de 2023, que instruiu a emissão do Despacho nº 4.675, de 5 de dezembro de 2023, que tratou da análise dos Pedidos de Reconsideração interpostos contra a REH nº 3.216/2023, foi calculada uma PA no montante de R\$ 74.219,72 a preços de junho de 2023, para compensar os valores recebidos a menor pela CTEEP entre 11/5/2021 e 30/6/2023, em função da alteração, pelo Despacho nº 1.770/2022, da parcela adicional de RAP associada ao módulo RTB 440 kV 33,3 Mvar CABREUVA RTR1 SP, autorizado pela REA nº 7.952/2019.

235. Porém, verificou-se que houve erro material na atualização da referida PA, cujo valor correto deveria ter sido de R\$ 94.882,81, ao invés do valor calculado de R\$ 74.219,72, a preços de junho de 2023. Sendo assim, foi estabelecida uma Parcela de Ajuste no montante de R\$ 21.474,33, a preços de junho de 2024, para compensar a diferença entre o valor de PA considerado Despacho nº 4.675/2023 e o valor correto.

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



Pág. 59 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

3.4.5.14. Ressarcimento de Estudos Técnicos – Nota Técnica nº 550/2024-SCE/ANEEL

236. Por meio do Memorando nº 154/2024–SCE/ANEEL⁷⁷, de 22 de maio de 2024, a SCE encaminhou análise realizada por meio da Nota Técnica nº 550/2024–SCE/ANEEL⁷⁸, de 9 de maio de 2024, na qual avaliou o ressarcimento de valor remanescente incorrido na elaboração dos estudos R2, R3, R4, R5, e suas revisões, devido à Eletronorte relativo ao empreendimento LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1.

237. Dessa forma, fazemos referência à recomendação encaminhada:

“52. Recomenda-se encaminhar a presente Nota Técnica para a Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR mediante emissão de Memorando para que subsidie o pagamento do valor devido de R\$ 458.569,45, com referência em novembro de 2017, para a Eletronorte, no âmbito do Contrato de Concessão nº 58/2001 - ANEEL, mediante parcela de ajuste – PA dentro do próximo ciclo tarifário 2024/2025, considerando-se a devida atualização para a data de referência do ciclo.”

238. Assim, em decorrência da recomendação da SCE, foi estabelecida PA no valor de R\$ 650.753,85, a preços de junho de 2024, em favor da Eletronorte (CC nº 058/2001), tendo a Rede Básica como pagadora, uma vez que, de acordo com a área técnica, *“na perspectiva do usuário do sistema, essa solução não onera o consumidor, pois apenas altera o pagamento pelos usuários através da receita vinculada ao contrato licitado para pagamento via parcela de ajuste”*.

3.4.5.15. Afluente – Ajuste nos encargos considerados no RTA 2024 da Coelba

239. Por meio da Carta RTR 082/2023⁷⁹, de 19 de julho de 2023, o Grupo Neoenergia interpôs Pedido de Reconsideração em face da REH nº 3.216/2023. No caso da Afluente (Contrato de Concessão nº 001/2010), o anexo B7 da Nota Técnica nº 156/2023 – STR/ANEEL concluiu que:

“Item (xviii): ACATADO. A transmissora tem razão em seu pleito, pois houve erro material na consideração das parcelas de receita associadas à LT 138 kV FUNIL /POCOES C-1 BA, uma vez que essa linha passou a operar em 230 kV e foi reencabeçada na Subestação POCOES II, dando origem à LT 230 kV FUNIL /POCOES II C-1 BA. Além disso, verificou-se que a receita da REH nº 496/2007 foi duplicada e associada às duas LT simultaneamente, conforme detalhado no Anexo D1 desta Nota Técnica. Por último a receita da REH nº 496/2007 associada à LT 230 kV FUNIL /POCOES II C-1 BA (IdeRct 7649) não considerou a revisão da RAP processada em 2020.

Sendo assim, o pleito foi aceito e a LT 138 kV FUNIL /POCOES C-1 BA foi retirada da Lista de Módulos, mantendo-se apenas a LT 230 kV FUNIL /POCOES II C-1 BA, classificada como instalação de Rede Básica.”

⁷⁷ SIC 48526.005996/2024-00.

⁷⁸ SIC 48526.005278/2024-00.

⁷⁹ SIC 48513.017457/2023-00.

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



Pág. 60 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

240. Reforça-se que o equipamento LT 230 kV FUNIL/POCOES II C-1 BA (IdeMdl 16592), mantido e reclassificado como instalação de Rede Básica nos recursos à REH nº 3.216/2023, estava definido inicialmente, de forma equivocada, como DIT de Uso Exclusivo da Coelba no ciclo 2023-2024. Nesses casos, quando há alterações em DIT de uso exclusivo no âmbito dos recursos à RAP, os efeitos são processados no ciclo seguinte, a exemplo do que consta no item III.4.6.1 da Nota Técnica nº 39/2023 – STR/ANEEL, que fundamentou a emissão da REH nº 3.216/2023.

241. Contudo, a praxe administrativa de compensar os efeitos financeiros decorrentes dos Pedidos de Reconsideração no reajuste da RAP subsequente geraria efeito adverso ao consumidor para o caso concreto: a compensação não teria como ser compensada integralmente em um único ciclo, sendo necessários vários ciclos para que o consumidor da distribuidora tivesse os valores devidos ressarcidos.

242. Observando essa questão, a Afluente interpôs pedido de reconsideração contra o RTA 2024 da Coelba (Carta RTR Neoenergia 085/2024⁸⁰, de 2/5/2024), aprovado pela REH nº 3.320/2024, solicitando reavaliação do valor a ser pago pela Coelba à Afluente referente às DIT de uso exclusivo.

243. A análise do Recurso foi realizada por meio da Nota Técnica nº 80/2024-STR/ANEEL⁸¹, de 22/5/2024, sendo a decisão final proferida pela Diretoria da ANEEL por meio do Despacho nº 1.668/2024. Contudo, até o pronunciamento da Diretoria, a transmissora já havia faturado a primeira parcela dos encargos definidos pela REH nº 3.320/2024, bem como parcela relativa aos dias 22 a 30/04/24⁸².

244. Assim, para que todos os ajustes sejam processados, resta, além do que foi definido no Despacho nº 1.668/2024, fixar PA que recomponha os direitos de todos os envolvidos. Reforça-se que o valor calculado, no total de R\$ 437.387,04 (Ref.: 06/2024) a ser pago pela Afluente, é superior aos demais encargos que a transmissora teria com a distribuidora no ciclo 2024-2025, razão pela qual o ajuste calculado será processado em duas parcelas. A primeira parcela foi definida em -R\$ 218.693,52 (Ref.: 06/2024). A memória de cálculo está disponibilizada nos anexos.

3.4.5.16. Recuperação Judicial do Grupo RENOVA - EUST Concursais

245. Conforme informado pelo ONS na Carta CTA-ONS DTA/SA 0861/2024, o Grupo Renova celebrou, em agosto de 2022, os CUST nº 338/2022 e nº 339/2022 referentes aos empreendimentos EOL Quina e EOL Mulungu. De acordo com a regulamentação, os contratos celebrados por essas usinas tiveram data de início de MUST retroativa a setembro de 2017, gerando valores de EUST a serem pagos pelas usuárias no âmbito da Apuração Mensal dos Serviços e Encargos da Transmissão - AMSE desde essa data.

246. Entretanto, no processo de recuperação judicial no qual a empresa se encontra, foi determinado que "*Os ENCARGOS DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO concursais, referentes ao período compreendido entre 01/09/2017 e 16/10/2019, não elegíveis para inclusão na Apuração Mensal de Serviços e Encargos em função da Recuperação Judicial da USUÁRIA, serão pagos na forma do plano de*

⁸⁰ SIC 48513.011286/2024-00.

⁸¹ SIC 48580.001849/2024-00.

⁸² Ver e-mail da empresa juntado ao processo (SIC 48580.001890/2024-00).

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



Pág. 61 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

recuperação aprovado no âmbito do processo nº 1103257-54.2019.8.26.0100”.

247. O comando acima está de acordo com a Decisão proferida, em 28 de julho de 2023, pela 2ª Vara de Falência e Recuperações Judiciais, fls. 55.917/55.918, na qual determina-se que *“seja reconhecida a concursabilidade dos EUST relativos às usinas Quina e Mulungu cujo fato gerador seja anterior a 16.10.2019”*.

248. Isto posto, o ONS apresentou a lista de credores e os valores concursais ao processo mencionado, possibilitando que as transmissoras envolvidas realizassem a habilitação dos referidos créditos. Tais valores, extraordinariamente, por razão do contexto da Recuperação Judicial, não foram objeto de nenhum AVC e, portanto, não foram contabilizados no processo de AMSE.

249. Apesar de não terem sido contabilizados na AMSE, esses valores representam montantes a serem recebidos pelas transmissoras e, portanto, devem ser considerados no montante total da RAP apurada das empresas para fins de cálculo da Parcela de Ajuste. Como esses valores não se tratam de encargos rescisórios de CUST, mas do pagamento de EUST retroativos das EOL Quina e EOL Mulungu referente ao período de 1º/9/2017 e 16/10/2019, entende-se que esse montante não está incluído no bojo da decisão proferida pelo Despacho nº 1.687/2024, conforme descrito na seção 3.4.1.1 desta Nota Técnica. Além disso, a habilitação dos referidos créditos no processo de recuperação judicial do grupo Renova mitiga consideravelmente o risco de inadimplência desses valores.

250. Assim, o valor total de R\$ 1.916.571,31, a preços de junho de 2024, referente ao pagamento dos EUST das EOL Quina e EOL Mulungu no período de 1º/9/2017 e 16/10/2019 foi considerado na Parcela de Ajuste das transmissoras envolvidas, na proporção informada pelo ONS.

3.4.5.17. Termo de Confissão de Dívidas (TCD) – UTE Imetame

251. Conforme informado pelo ONS na Carta CTA-ONS DTA/SA 0861/2024, o Grupo Renova celebrou, em agosto de 2022, os CUST nº 338/2022 e nº 339/2022 referentes aos empreendimentos EOL Quina e EOL Mulungu. De acordo com a regulamentação, os contratos celebrados por essas usinas tiveram data de início de MUST retroativa a setembro de 2017, gerando valores de EUST a serem pagos pelas usuárias no âmbito da Apuração Mensal dos Serviços e Encargos da Transmissão - AMSE desde essa data.

252. Os valores referentes à rescisão do CUST nº 101/2017, assinado pela UTE Termo Irapé I, divulgados em novembro de 2019 pelo ONS, foram incluídos pela ANEEL na PA Apuração das transmissoras no reajuste da RAP do ciclo 2020-2021, totalizando o montante de R\$ 4.530.307,54, a preços de junho de 2020, conforme homologado pela REH nº 2.725, de 14 de julho de 2020.

253. Posteriormente, os Despachos ANEEL nº 991/2022 e nº 3459/2023, resultantes do Processo nº 48500.002767/2020-11, deferiram parcialmente pleito interposto pela Imetame Termelétrica Ltda. (antiga Myrtos Geração de Energia S.A. – UTE Termo Irapé I), alterando a forma de cálculo e, conseqüentemente, os valores dos encargos rescisórios devidos pelo agente. Esses valores foram consignados em Termo de Confissão de Dívidas (TCD) assinado pela Imetame perante o ONS.

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



Pág. 62 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

254. Por meio da Carta CTA-ONS DTA/SA 0861/2024, o ONS informou que:

“Após a emissão dos Despachos ANEEL nº 991/2022 e 3459/2023, resultado do Processo nº 48500.002767/2020-11, que alterou a forma de cálculo dos encargos rescisórios estabelecido na regulamentação, o ONS divulgou em junho/2023 a atualização dos encargos a serem faturados pelas transmissoras durante o Ciclo 2023-2024. Com a alteração dos encargos cobrados, a ANEEL deve realizar o tratamento dos valores de maneira que as transmissoras que já tiveram sua receita reduzida no Ciclo 2020-2021 não sejam descontadas novamente e que sejam ressarcidas caso o valor recebido pelo TCD seja menor do que foi abatido no referido ciclo, considerando ainda a correção dos valores com os devidos índices financeiros.”

255. Diante do exposto, foi realizado o encontro de contas entre o valor descontado das transmissoras no ciclo 2020-2021, em função da rescisão do CUST nº 101/2017 e o valor efetivamente devido pelo agente, calculado conforme estabelecido nos Despachos ANEEL nº 991/2022 e nº 3459/2023, e constante do TCD assinado pela Imetame Termelétrica Ltda, de acordo com as informações prestadas pelo ONS na CTA-ONS DTA/SA 0861/2024.

256. Embora haja, individualmente, transmissoras com valores a pagar e outras com valores a receber, destaca-se que o resultado líquido e consolidado desse encontro de contas, gerou uma PA a ser recebida pelas transmissoras no total de R\$ 2.141.165,58, a preços de junho de 2024. A memória de cálculo encontra-se em anexo a esta Nota Técnica.

3.4.5.18. Receita Retroativa do Contrato de Concessão nº 15/2023, da TECP

257. Por meio de Contrato de Concessão nº 15/2023, a TECP firmou compromisso com o Poder Concedente para construir, operar e manter instalações de transmissão na Subestação Centro, localizada em São Paulo.

258. Uma das obrigações da concessionária refere-se ao serviço de operação e manutenção, desde a assinatura do referido contrato, das instalações existentes na SE Centro, anteriormente sob responsabilidade da CTEEP. O inciso I da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão estabeleceu que a parcela de RAP retroativa referente à prestação do serviço mencionado no período de 22/12/2023, data de assinatura do contrato, até 30/6/2024 deve ser paga à transmissora por meio de Parcela de Ajuste ao longo do ciclo 2024-2025, conforme transcrito:

A TRANSMISSORA receberá pela prestação do SERVIÇO PÚBLICO DE TRANSMISSÃO a RECEITA ANUAL PERMITIDA - RAP de R\$ 69.500.000,00 (sessenta e nove milhões e quinhentos mil reais), salvo o montante necessário à cobertura das contribuições sociais recuperáveis, relativas ao Programa de Integração Social - PIS e ao Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público - PASEP e à Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS, a ser auferida:

I. para as instalações existentes e em operação comercial, a partir de julho de 2024, com

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL.

Processo nº 48500.005631/2023-13.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F211A081007C35D9



Pág. 63 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

direito à parcela de RAP retroativa desde a assinatura do contrato mediante parcela de ajuste, aplicada no ciclo 2024/2025;

259. Diante do exposto, foi calculada uma PA no valor de R\$ 4.705.173,46, a preços de junho de 2024, a ser recebida pela TECP pela operação e manutenção das instalações existentes da SE Centro no período de 22/12/2023 a 30/6/2024. A memória de cálculo encontra-se em anexo a esta Nota Técnica.

3.4.5.19. Oitavo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 59/2001 da CTEEP

260. Em 11 de janeiro de 2023, foi assinado o Oitavo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 59/2001 da CTEEP. No *caput* da Cláusula Segunda ficou estabelecido que:

“Em razão desta alteração de objeto de que trata a Cláusula Primeira, a RECEITA ANUAL PERMITIDA – RAP total deste CONTRATO DE CONCESSÃO nº 059/2001-ANEEL será deduzida do valor de R\$ 2.838.709,70 (dois milhões, oitocentos e trinta e oito mil, setecentos e nove reais e setenta centavos), a preços de junho de 2022.”

261. Sendo assim, o valor informado na cláusula mencionada foi atualizado pelo IPCA para preços de junho de 2024, totalizando R\$ 3.066.271,09, e foi abatido da RAP total do contrato de Contrato de Concessão nº 59/2001. A dedução foi realizada na receita de que trata a Portaria MME nº 579, de 2012.

262. A Primeira Subcláusula da Cláusula Segunda estabeleceu que:

“Primeira Subcláusula – A RECEITA ANUAL PERMITIDA a ser estabelecida pela ANEEL para o ciclo tarifário que se inicia em 1º de julho de 2023 e termina em 30 de junho de 2024 será acrescida do valor R\$ 18.554.066,85 (dezoito milhões, quinhentos e cinquenta e quatro mil, sessenta e seis reais e oitenta e cinco centavos), a preços de junho de 2021, em duodécimos mensais por meio da componente Parcela de Ajuste (PA) estabelecida na Quarta Subcláusula da Cláusula Sétima do QUINTO TERMO ADITIVO ao CONTRATO DE CONCESSÃO nº 059/2001-ANEEL.”

263. Sendo assim, o valor informado na subcláusula mencionada foi atualizado pelo IPCA para preços de junho de 2024, totalizando R\$ 22.392.531,64, e foi incluído na Parcela de Ajuste do contrato de Contrato de Concessão nº 59/2001. Depreende-se do Contrato, que esse montante se refere ao valor não depreciado dos ativos reconhecidos na Base de Remuneração Regulatória (BRR) da concessionária até 31 de janeiro de 2018.

264. Por fim, a Segunda e Terceira Subcláusulas da Cláusula Segunda estabeleceram que:

“Segunda Subcláusula – O ressarcimento integral do valor dos ativos apresentados em laudo de avaliação de ativos, referente aos investimentos realizados entre 31 de janeiro de 2018 e a data de assinatura do contrato de concessão do lote 6 do Leilão nº 2/2022-ANEEL, nos termos do Submódulo 9.1 do PRORET, será realizado via RECEITA ANUAL PERMITIDA com vigência até 31 de dezembro de 2042, reajuste conforme Segunda Subcláusula da

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



Pág. 64 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

Cláusula Sétima do QUINTO TERMO ADITIVO ao CONTRATO DE CONCESSÃO nº 059/2001-ANEEL e revisão periódica nos termos da Cláusula Oitava do QUINTO TERMO ADITIVO ao CONTRATO DE CONCESSÃO nº 059/2001-ANEEL. Esta receita será calculada a partir dos valores não depreciados dos ativos em efetiva operação comercial associados aos reforços e às melhorias de grande porte e os valores integrais dos ativos em efetiva operação comercial associados às melhorias de pequeno porte.

Terceira Subcláusula – A RECEITA ANUAL PERMITIDA de que trata a Segunda Subcláusula desta Cláusula será estabelecida em Resolução Autorizativa da ANEEL, que deverá ainda:

I. ajustar o valor de que trata a Primeira Subcláusula desta Cláusula, considerando as baixas indicadas no laudo de avaliação de ativos e a depreciação acumulada, entre janeiro de 2018 e a data de assinatura do contrato de concessão do lote 6 do Leilão nº 2/2022-ANEEL, dos ativos que compõem a Base de Remuneração Regulatória resultante da Revisão Tarifária Periódica de 2018;

II. considerar o ressarcimento do valor do terreno da subestação Centro que será transferido para o novo Concessionário. (...)”.

265. Portanto, os investimentos incrementais realizados pela CTEEP na subestação Centro até a data de assinatura do contrato de concessão do lote 6 do Leilão nº 2/2022-ANEEL, ocorrida em 22/12/2023, e que não foram reconhecidos na BRR da concessionária na revisão da RAP de 2018, deverão ser ressarcidos à transmissora por meio de Receita Anual Permitida (RAP) a ser estabelecida em Resolução Autorizativa da ANEEL, instruída pela SCE, superintendência competente para tal.

266. O cálculo da referida RAP deverá considerar, além dos investimentos mencionados, as baixas indicadas no laudo de avaliação de ativos e a depreciação acumulada entre 31 de janeiro de 2018 e 22 de dezembro de 2023 dos ativos que compuseram a BRR resultante da Revisão Tarifária Periódica de 2018, objeto da Primeira Subcláusula da Cláusula Segunda, bem como o ressarcimento do valor do terreno da subestação Centro que será transferido para o novo concessionário.

267. Informa-se que, no âmbito da revisão da RAP de 2023, a remuneração dos investimentos incrementais realizados pela CTEEP na subestação Centro foi devidamente considerada até 21 de dezembro de 2023. Não obstante, o pagamento de receita associado ao valor não depreciado desses ativos a partir dessa data depende de emissão de Resolução Autorizativa a ser instruída pela SCE, considerando ainda os demais pontos elencados na Terceira Subcláusula da Cláusula Segunda do Oitavo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 59/2001.

3.4.5.20. Parcela de Ajuste calculada para a Roraima Energia na REH nº 3.216/2023

268. Por meio do Despacho nº 1.316/2021, de 11 de maio de 2021, a ANEEL definiu o encargo de uso das instalações de transmissão compartilhadas entre a distribuidora Roraima Energia S.A. e a central geradora Jaguatirica II, bem como demais centrais de geração que venham a acessar o mesmo ponto de conexão da subestação citada, até a interligação da subestação Boa Vista ao SIN.

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL.

Processo nº 48500.005631/2023-13.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F211A081007C35D9



Pág. 65 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

269. Através da correspondência CE-RRG-0036/2023⁸³, a Eletronorte solicitou à ANEEL que reconheça: i) todos os ajustes decorrentes da REA nº 9.947/2021 e do Despacho ANEEL nº 1.316/2021; ii) os encargos de ciclos anteriores devidos pela distribuidora ainda não homologados pela ANEEL até o momento, que, de acordo com a transmissora, representavam um montante de R\$ 12.493.272,76, a preços de novembro/2022, em favor da Eletronorte; e iii) as memórias de cálculo dos encargos devidos pela(s) geradora(s) e pela distribuidora a serem cobrados pela Eletronorte no ciclo seguinte, sendo que este pedido também se aplica aos próximos ciclos de reajuste anual.

270. Ao se analisar a solicitação da Eletronorte, entendeu-se, equivocadamente, como será demonstrado adiante, que nas Parcelas de Ajustes calculadas devido aos comandos do Despacho ANEEL nº 1.316/2021, incorporadas nos valores publicados nas Resoluções Homologatórias nº 2.968/2021 e nº 3.133/2022, que homologaram o resultado do Reajuste Tarifário Anual da Roraima Energia de 2021 e 2022, não haviam sido contemplados os comandos da REA nº 9.947/2021 e do Despacho nº 3.687/2017. Isto posto, naquela oportunidade, foi calculada uma PA no valor de R\$ 12.515.237,01, a preços de junho de 2023, a ser paga pela Roraima Energia à Eletronorte, homologada pela REH nº 3.216/2023.

271. Não obstante, no âmbito da CP nº 12/2024, que trata da revisão da RAP das transmissoras prorrogadas, a Distribuidora apresentou contribuição⁸⁴ que, apesar de não fazer parte do escopo do processo tratado na CP mencionada, merece ser avaliada no presente processo de reajuste da RAP.

272. Em seu pleito, a Roraima alega que os encargos de conexão referentes à remuneração do terceiro transformador 230/69-13,8 kV, 100 MVA da Subestação Boa Vista, desde a sua entrada em operação comercial, já foram devidamente pagos à Eletronorte ao longo dos anos de 2019 a 2021, conforme reconhecido nos processos tarifários da distribuidora por meio de componentes financeiros detalhados na Nota Técnica nº 204/2019-SGT/ANEEL⁸⁵, de 23/10/2019, Nota Técnica nº 204/2020-SGT/ANEEL⁸⁶, de 22/10/2020 e Nota Técnica nº 241/2021-SGT/ANEEL⁸⁷, de 21/10/2021.

273. A Roraima pondera que o reconhecimento dos custos associados ao terceiro transformador da SE Boa Vista desembolsados pela concessionária no período mencionado, somente foram reconhecidos pela ANEEL após apresentação das notas fiscais e comprovantes de pagamento pela distribuidora, sendo os valores devidamente fiscalizados no âmbito dos processos tarifários pela SFF.

274. Diante do exposto, considerando que o recebimento dos valores retroativos associados ao terceiro transformador da SE Boa Vista não foram mencionados pela Eletronorte na CE-RRG-0036/2023, tais montantes não foram considerados no cálculo da PA homologada pela REH nº 3.216/2023.

275. Sendo assim, diante das evidências apresentadas pela distribuidora, a Parcela de Ajuste associada aos encargos de conexão devidos pela Roraima foi recalculada considerando os valores

⁸³ SIC 48513.006707/2023-00.

⁸⁴ Disponível no sítio eletrônico da CP 12/2024.

⁸⁵ SIC 48581.002379/2019-00.

⁸⁶ SIC 48581.001747/2020-00.

⁸⁷ SIC 48581.001631/2021-00.

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



Pág. 66 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

retroativos já pagos pela concessionária que não haviam sido considerados anteriormente e que foram devidamente comprovados por meio de notas fiscais e comprovantes de pagamento, de modo que o valor correto da PA, ao invés de R\$ 12.515.237,01 a pagar, deveria ser de R\$ 1.236.300,67 a receber pela distribuidora, a preços de junho de 2023.

276. Sobre o caso, a transmissora foi instada a se manifestar e, através de correio eletrônico⁸⁸ encaminhado em 12 de junho de 2024, apresentou seu entendimento no sentido de que *“valores homologados e faturados não devem ser misturados para definição de parcela de ajuste ou homologação de RAP, sob risco de perda de rastreabilidade dos encargos devidos e por ausência de previsão normativa para tal ajuste”*. Além disso, a Eletronorte pontua que *“a alegação de realização de pagamentos diferentes dos homologados devem ser tratados de forma bilateral entre a Distribuidora e a Eletronorte no âmbito do CCT, realizando o acerto de contas devido, se aplicável. Esse dispositivo de acerto de contas está inclusive definido em contrato”*.

277. Primeiramente, é preciso ficar claro que o pagamento à Eletronorte dos valores retroativos associados ao terceiro transformador da SE Boa Vista foram devidamente fiscalizados e homologados pela ANEEL e reconhecidos na tarifa da Roraima Energia, como componentes financeiros, conforme pode ser facilmente verificado nas Notas Técnicas mencionadas anteriormente.

278. Em resposta à afirmação da concessionária de que *“valores homologados e faturados não devem ser misturados para definição de parcela de ajuste ou homologação de RAP, sob risco de perda de rastreabilidade dos encargos devidos e por ausência de previsão normativa para tal ajuste”*, é importante esclarecer que o conceito de Parcela de Ajuste, estabelecido no Contrato de Concessão e no submódulo 9.3 dos Proret, é precisamente esse, apurar as diferenças entre os valores de receita a que a transmissora tem direito, conforme homologados pela ANEEL, e os valores efetivamente faturados pela concessionária.

279. Nesse contexto, verifica-se que a transmissora recebeu duplamente pelo terceiro transformador da SE Boa Vista. Da mesma forma, o consumidor da Roraima Energia pagou duas vezes pelas mesmas instalações: a primeira vez por meio de componentes financeiros considerados nos processos tarifários e incluídos na tarifa da distribuidora entre 2019 e 2021, após pagamento de valores retroativos realizado pela Roraima a partir de faturas encaminhadas pela transmissora, sendo esses pagamentos devidamente fiscalizados pela ANEEL; e a segunda vez por meio de PA estabelecida pela ANEEL na REH nº 3.216/2023 e reconhecida no processo tarifário de 2023 da Roraima Energia.

280. Assim, não há que se falar em acerto de contas a ser tratado de forma bilateral entre a distribuidora e a Eletronorte no âmbito do CCT assinado entre as partes, pois são os consumidores da Roraima Energia que estão sendo prejudicados com a situação gerada pela REH nº 3.216/2023. Portanto, o cálculo da Parcela de Ajuste não é apenas possível, mas necessário para corrigir equívoco identificado, garantindo que essa PA seja posteriormente reconhecida no processo tarifário da Roraima Energia, evitando o enriquecimento sem causa da Eletronorte em detrimento dos consumidores da distribuidora.

281. Dessa forma, para corrigir a inconsistência gerada, foi calculada uma Parcela de Ajuste no

⁸⁸ SIC 48580.002011/2024-00.

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



Pág. 67 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

total de R\$ 14.291.425,33, devidamente atualizada para preços de junho de 2024, a ser paga pela Eletronorte e recebida pelos consumidores da Roraima Energia. Uma vez que os encargos ordinários devidos pela distribuidora à transmissora, mesmo somando os encargos exclusivos e compartilhados com a UTE Jaguatirica II⁸⁹, não são suficientes para compensar todo o valor da PA em um único ciclo, propõe-se que o montante seja parcelado e compensado em 5 ciclos tarifários da transmissão.

282. A transmissora deve abater o valor da PA calculada dos encargos totais devidos pela distribuidora, considerando tanto os encargos associados à DIT de uso exclusivo da Roraima quanto a parcela de encargos devida pela distribuidora associados à DIT de uso compartilhado da SE Boa Vista.

3.4.5.21. Pendência Impeditiva de Caráter Sistêmico (PCS) na SE Olindina 230/69 kV

283. Por meio dos Termos de Liberação de Receita DITTLRONS/149/05/2024, DITTLRONS/150/05/2024, TLRONS/146/05/2024 e TLRONS/147/05/2024, o ONS liberou a receita das instalações classificadas como Rede Básica de Fronteira e DIT Exclusiva da Subestação Olindina 230/69 kV, sob responsabilidade da MEZ 2, Contrato de Concessão nº 2/2020, devido à existência de Pendência Impeditiva de Caráter Sistêmico (PCS).

284. Conforme seção 5.12 do Módulo 3 das Regras de Transmissão de Energia Elétrica, as instalações a parcela de receita das instalações liberadas por TLR com PCS deverá ser paga por todos os usuários da Rede Básica até a solução da pendência, conforme transcrito:

“5.12. A parcela de RAP da FT ou do GRUPO DE FT liberada por TLR com PCS será paga por todos os ACESSANTES da REDE BÁSICA até a sua solução.”

285. Sendo assim, para atender ao referido regulamento, os módulos apresentados na Tabela 20 foram reclassificados para Rede Básica (RB) e serão remunerados por meio de TUST-RB até que a PCS seja solucionada. Destaca-se que os referidos módulos terão sua classificação alterada para a classificação original no reajuste subsequente ao encerramento da PCS.

Tabela 20 – Módulos da SE Olindina reclassificados em função da PCS

IdeMdl	Módulo	Classificação Original	Nova Classificação
38487	IB 69 kV MG 230 kV OLINDINA MG1 BA IB1	DIT Exclusiva	RB
38495	TT 69/0 kV OLINDINA TT1 BA	DIT Exclusiva	RB
38496	MC 69 kV TT 69/0 kV OLINDINA TT1 BA	DIT Exclusiva	RB
38494	EL 69 kV OLINDINA DIST1	DIT Exclusiva	RB
38493	MC 69 kV TR 230/69 kV OLINDINA TR2 BA	RBF	RB
38491	TR 230/69 kV OLINDINA TR2 BA	RBF	RB
38492	MC 230 kV TR 230/69 kV OLINDINA TR2 BA	RBF	RB
38489	MC 230 kV TR 230/69 kV OLINDINA TR1 BA	RBF	RB
38488	TR 230/69 kV OLINDINA TR1 BA	RBF	RB
38490	MC 69 kV TR 230/69 kV OLINDINA TR1 BA	RBF	RB

⁸⁹ CEG: UTE.GN.RR.044619-0.01.

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



Pág. 68 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

3.4.6. Anuidade para Execução de Melhorias de Pequeno Porte

286. A seção 8 do submódulo 9.1 do PRORET, que trata da metodologia de revisão da RAP das transmissoras não licitadas, estabelece a forma de cálculo da anuidade a ser paga antecipadamente a essas concessionárias, no período entre revisões, para fazer frente aos investimentos a serem executados em melhorias de pequeno porte. Destaca-se que esse valor é calculado na revisão periódica e aplicado nos reajustes subsequentes.

287. Sendo assim, para o ciclo 2024-2025, os valores vigentes das anuidades para execução de melhorias de pequeno porte a ser paga às transmissoras não licitadas estão discriminados na Tabela 21.

Tabela 21 – Anuidade de Melhorias para o ciclo 2024-2025

Concessionária	Contrato	Anuidade Melhorias (R\$) Ref.: Jun/24
CEEE-T	055/2001	8.933.441,07
EDP GOIÁS	063/2001	4.038.025,44
CEMIG-GT	006/1997	14.458.968,22
CHESF	061/2001	47.661.376,26
COPEL-GT	060/2001	7.585.213,62
CTEEP	059/2001	37.147.991,18
ELETRONORTE	058/2001	19.524.433,28
CGT ELETROSUL	057/2001	10.420.378,61
FURNAS	062/2001	53.334.700,75
EVRECY	020/2008	138.722,86
AFLUENTE T	001/2010	299.735,77
Light	032/2018	38.418,56
TOTAL		203.581.405,62

3.4.7. Análises para o próximo processo de reajuste da RAP

288. Por diversas razões, alguns ajustes carecem de decisões definitivas para sua condução. Esse fato posterga a efetivação destes casos. Ainda, em outros casos, embora iniciados no atual ciclo ou em ciclos anteriores terão efeitos em ciclos subsequentes. Nesse sentido, serão elencados a seguir casos que devem ser acompanhados no processamento do reajuste RAP de 2025⁹⁰.

3.4.7.1. Análise de efeitos de TLR com PIT atribuída à Mantiqueira

289. Em 4 de agosto de 2021, a SFE aprovou o Despacho nº 2.344, por meio do qual ratificou os TLR-TONS/4/4/2021, TLR-TONS/5/4/2021, TLR-TONS/6/4/2021, TLR-TONS/7/4/2021, TLR-TONS/8/4/2021 e TLR-TONS/9/4/2021, emitidos pelo ONS, em favor da Equatorial Transmissora 4 SPE S.A. e da Equatorial Transmissora 6 SPE S.A., em virtude da existência de pendências impeditivas de responsabilidade da

⁹⁰ Referência para acompanhamento dos agentes: processo 48500.001972/2024-92.

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



Pág. 69 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

Mantiqueira Transmissora de Energia S.A, a partir de 5 de março de 2021.

290. Em 8 de fevereiro de 2022, a Diretoria da ANEEL aprovou o Despacho nº 399, por meio do qual negou o recurso apresentado pela Mantiqueira contra o Despacho nº 2.344/2021-SFE/ANEEL, além de negar o efeito suspensivo requerido pela transmissora até a apreciação do pedido de excludente de responsabilidade (48500.004155/2020-62).

291. Contudo, embora a decisão da Diretoria tenha negado o efeito suspensivo requerido, consta no voto-condutor que:

“68. Por relevante, faço o registro da ação judicial nº 1045426- 18.2021.4.01.0000 impetrada pela Mantiqueira em face da ANEEL. Por decisão do Tribunal Regional Federal da 1ª Região, de 23 de dezembro de 2021, foi deferido “...o pedido de antecipação dos efeitos da tutela recursal, para determinar que, até a decisão final do processo administrativo nº 48500.004155/2020-62, a ANEEL se abstenha de efetuar descontos sobre as receitas do agravante ou qualquer penalidade administrativa relacionada àquele processo administrativo”.

69. Desta forma, ainda que no âmbito administrativo encaminho pelo não provimento da medida cautelar, enquanto perdurar a decisão judicial em favor da Mantiqueira, os descontos de receita a serem realizados na Mantiqueira em função dos TLR emitidos devem ficar suspensos.” (grifos nossos).

292. Após questionamento sobre o encaminhamento do processo 48500.004155/2020-62, a SCE informou⁹¹ que o andamento do referido processo aguarda a entrada em operação comercial de todas as Funções de Transmissão do Contrato de Concessão nº 5/2016 da Mantiqueira e a posterior instrução por parte da área de fiscalização. Logo, não há previsão de conclusão do processo no primeiro semestre de 2024. Desse modo, a questão deve ser revista no reajuste de 2025.

3.4.7.2. Ressarcimento do Relatório R4 da LT 230 kV Poções III – Itapebi C1

293. Por meio da carta CE-SRR-011/2022⁹², de 28 de janeiro de 2022, a Chesf solicitou à ANEEL o ressarcimento dos custos incorridos na elaboração do estudo (R4) da LT 230 kV Poções III – Itapebi C1. O referido pleito está relacionado com o que consta na Lei nº 8.987, de 15 de fevereiro de 1995:

“Art. 21. Os estudos, investigações, levantamentos, projetos, obras e despesas ou investimentos já efetuados, vinculados à concessão, de utilidade para a licitação, realizados pelo poder concedente ou com a sua autorização, estarão à disposição dos interessados, devendo o vencedor da licitação ressarcir os dispêndios correspondentes, especificados no edital.” (grifo nosso).

⁹¹ SIC 48580.000880/2024-00.

⁹² SIC 48513.002239/2022-00.

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



Pág. 70 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

294. Para verificar a possibilidade de se reconhecer esse custo no reajuste de 2024, a SCE foi questionada. Após consulta ao MME, a SCE informou⁹³ que o estudo R1 da EPE, necessário à condução da licitação da referida instalação, está previsto para ser concluído ao final do primeiro semestre de 2024.

295. Sendo assim, caso a LT 230 kV Poções III – Itapebi C1 seja licitada, o ressarcimento à Chesf dos custos incorridos na elaboração do relatório R4 será feito pelo vencedor do certame. Caso a instalação não seja mais necessária ao sistema e não seja licitada, o ressarcimento será realizado por meio de PA no âmbito do reajuste da RAP. Assim, a questão deve ser revista no reajuste de 2025, quando espera-se ter maior clareza quanto à licitação da Linha de Transmissão mencionada.

3.4.7.3. Revisão da data de operação do BC 230 kV 20 Mvar ITABUNA III 1 BA

296. No âmbito do processo 48500.008211/2022-08, a SFT emitiu o Auto de Infração nº 022/2023⁹⁴. Entre outras ações, a presente área técnica salientou que:

“14. Adicionalmente, esclarece-se que será instruído processo específico para retificação do TLP emitido para o banco de capacitor BC 230 kV 20 Mvar ITABUNA III 1 BA com consequente retirada da receita recebida indevidamente no período de 30/11/2021 a 09/12/2021, porém tal ajuste na receita não tem natureza de penalidade, mas apenas adequação do pagamento, que é devido apenas após a efetiva disponibilização do equipamento para operação comercial.”

297. Por meio da carta CE-ARZ3-0018/2023⁹⁵, a transmissora envolvida questionou os efeitos financeiros da aludida retificação do TLP comentado anteriormente, alegando que possui valores a receber e não a pagar. Contudo, por meio de correio eletrônico⁹⁶ encaminhado em 21 de maio de 2024, a área de fiscalização informou que não há tempo hábil para instruir a análise e considerá-la no presente processo de reajuste. Dessa forma, a questão deve ser revista no reajuste de 2025, quando espera-se ter o referido julgamento concluído.

3.4.7.4. Acompanhamento do Agravo de Instrumento nº 1021030-74.2021.4.01.000

298. No ciclo 2021-2022 da RAP, foi exarada decisão liminar em favor da CAIUÁ-T para suspender os efeitos da PA Suspensão de Pagamento Base relativa à SE Santa Quitéria. A referida decisão foi encaminhada à SGT pela Procuradoria Federal junto à ANEEL (PFANEEL) por meio de seu OFÍCIO n. 01047/2021/PFANEEL/ PGF/AGU⁹⁷. Para dar efetividade à decisão, uma vez que a RAP do ciclo já se encontrava fixada, foi emitida a Nota Técnica nº 155/2021-SGT/ANEEL, de 9/7/2021, que fundamentou a retificação da REH nº 2.895, de 13/7/2021, por meio da REH nº 2.959, de 5/10/2021.

⁹³ SIC 48580.000883/2024-00.

⁹⁴ SIC 48532.004954/2023-00.

⁹⁵ SIC 48513.020012/2023-00.

⁹⁶ SIC 48580.001851/2024-00.

⁹⁷ SIC 48516.001837/2021-00.

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



Pág. 71 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

299. Em 3/3/2023, a PFANEEL por meio do OFÍCIO n. 00246/2023/PFANEEL/PGF/AGU⁹⁸, confirmou que se deve “manter o cumprimento da anterior decisão proferida no agravo de instrumento nº 1021030-74.2021.4.01.0000, que motivou a expedição da anexa Nota Técnica nº 155/2021-SGT/ANEEL” para o ciclo 2023-2024, quando seus efeitos finais foram processados.

300. Para o ciclo 2024-2025, a PFANEEL foi novamente questionada por meio do Memorando nº 59/2024–STR/ANEEL⁹⁹ se “algum procedimento cumprido em sede da aludida liminar deve ser revisto ou se a liminar permanece válida”. Em resposta, encaminhada por meio do OFÍCIO n. 00895/2024/PFANEEL/PGF/AGU, de 5 de junho de 2024, a PFANEEL informou que:

“8. Logo, em resposta direta ao Memorando nº 59/2024–STR/ANEEL (Seq. 19 - SIC 48580.001865/2024-00), assevera-se que segue sendo necessário o cumprimento, pela ANEEL, da decisão liminar constante do Agravo de Instrumento nº 1021030-74.2021.4.01.0000, revigorada que foi no pedido de efeito suspensivo nº 1006516-48.2023.4.01.0000.”

301. Dessa forma, o acompanhamento do caso segue sendo necessário para ciclos futuros da RAP, até que se alcance resultado definitivo para a questão levada pela transmissora ao Poder Judiciário.

3.4.7.5. Acompanhamento do final de concessão indicado pelo Ofício nº 254/2024-SCE/ANEEL

302. Em 11 de março de 2024, recebemos da SCE, por meio do Ofício nº 254/2024-SCE/ANEEL¹⁰⁰, informação relativa às tratativas do processo licitatório a ser conduzido para permitir a continuidade da prestação de serviço público de transmissão de energia elétrica de instalações de transmissão do Contrato de Concessão nº 20/2008, tendo em vista o seu término em 17 de julho de 2025. Embora não haja impactos no presente processo, informa-se que as aludidas tratativas serão acompanhadas no processo de reajuste da RAP de 2025.

3.4.8. Atualização das PA Parceladas de Ciclos Anteriores

303. Determinadas Parceladas de Ajuste são estabelecidas para serem compensadas de forma parcelada. Sendo assim, destaca-se que as PA que se enquadram nessa situação e que não foram totalmente compensadas no ciclo 2023-2024 foram devidamente atualizadas para preços de junho de 2024 e consideradas na PA do ciclo 2024-2025. A memória da atualização está na planilha “Parcela de Ajuste - DIVERSAS - PA Parceladas - Ciclo 2024-2025”, disponibilizada nos anexos.

3.4.9. Gestão da Parcela de Ajuste de Grupos de Fronteira e DIT Compartilhada e Exclusiva

304. A Parcela de Ajuste (PA) é o mecanismo, previsto em contrato, para compensar eventuais *superávits* ou *déficits* de arrecadação ao longo do ciclo tarifário. A PA é calculada por grupo pagador, garantindo que os usuários responsáveis pelo pagamento das receitas das instalações correspondentes

⁹⁸ SIC 48516.000487/2023-00.

⁹⁹ SIC 48580.001865/2024-00.

¹⁰⁰ SIC 48526.003129/2024-00.

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



Pág. 72 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

também sejam responsáveis pelo pagamento (em caso de *déficit*) ou recebimento (em caso de *superávit*) das Parcelas de Ajuste.

305. As Receitas e Parcelas de Ajuste associadas às instalações de Rede Básica são suportadas por todos os usuários do SIN, na forma de condomínio. Entretanto, as Receitas e Parcelas de Ajuste associadas às instalações de Rede Básica de Fronteira são suportadas por uma ou mais concessionárias de distribuição específicas. Os valores associados às DIT Compartilhadas são de responsabilidade de duas ou mais distribuidoras, enquanto os valores associados às DIT Exclusivas são suportados por um único usuário específico que pode ser uma distribuidora, gerador ou consumidor livre.

306. Portanto, no caso das instalações classificadas como Rede Básica, a relação entre transmissoras e usuários é difusa, pois a transmissora fatura e recebe de todos os usuários do SIN. Em contrapartida, no caso das instalações classificadas como Rede Básica de Fronteira, DIT Compartilhada e DIT Exclusiva, a relação entre os agente é mais direta, já que as transmissoras, para fins de cobrança de valores, se relacionam apenas com os usuários que utilizam diretamente essas instalações.

307. Em decorrência dessa dinâmica, podem ocorrer situações em que a Parcela de Ajuste calculada para determinado Grupo de Fronteira, DIT Compartilhada ou Exclusiva é negativa¹⁰¹ e superior à receita associada a esse grupo para o ciclo tarifário em questão.

308. Além disso, pode ocorrer que determinado grupo pagador tenha parcelas de ajuste (positivas ou negativas) a serem compensadas ao longo do ciclo subsequente, mas a transmissora envolvida não possui mais relação com o grupo em questão. Esse é o caso da CTEEP com as fronteiras CENTRO-CTR-230/88 kV e CENTRO-CTR-230/20 kV, já que as instalações existentes da subestação Centro foram licitadas a outro concessionário de transmissão, mas ainda há valores de Parcela de Ajuste a serem compensados nesses grupos relacionados à CTEEP.

309. Sendo assim, foi realizada análise detalhada das Parcelas de Ajuste estabelecidas para o ciclo 2024-2025 para os Grupos de Fronteira, DIT Compartilhada ou Exclusiva a fim de identificar as situações descritas anteriormente e realizar os ajustes necessários para permitir a adequada compensação dos valores devidos ao longo do ciclo 2024-2025. Para isso, os valores identificados foram alocados em outros grupos, mas que possuem a mesma relação comercial entre transmissora e usuário(s) do grupo anterior, independentemente da classificação do grupo.

310. A Tabela 22 apresenta as PA que se enquadram nas situações descritas anteriormente, bem como o novo grupo ao qual a PA foi associada.

¹⁰¹ Uma PA negativa indica que houve *superávit* de arrecadação que pode ocorrer por diversos motivos. Por exemplo, a TUST-FR de determinado Grupo de Fronteira ou DIT Compartilhada foi calculada considerando a expectativa da entrada em operação comercial de novas instalações que não se concretizou ou se concretizou com atraso (as receitas *pro-rata tempore* das instalações previstas são consideradas no cálculo da TUST). Outros motivos incluem o pagamento de penalidades por ineficiência na contratação de MUST por algum usuário do grupo ou o cálculo de uma PA negativa por motivos específicos (outros ajustes, postergação de revisão, entre outros) que é superior à receita do grupo.

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



Pág. 73 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

Tabela 22 – Parcelas de Ajuste que tiveram o grupo alterado para possibilitar a compensação

Concessionária	Contrato	Grupo Original	Valor PA (R\$)	IdePA	Grupo Alterado	Justif.
CTEEP	059/2001	CENTRO-CTR-230/88 kV	-478.898,43	81597	RAM REBERT F-345/88 kV	[1]
CTEEP	059/2001	CENTRO-CTR-230/88 kV	26.187,17	85025	RAM REBERT F-345/88 kV	[1]
CTEEP	059/2001	CENTRO-CTR-230/88 kV	-1.900.006,85	85026	RAM REBERT F-345/88 kV	[1]
CTEEP	059/2001	CENTRO-CTR-230/20 kV	-35.848,01	81598	RAM REBERT F-345/88 kV	[1]
CTEEP	059/2001	CENTRO-CTR-230/20 kV	-3.925.495,27	85023	RAM REBERT F-345/88 kV	[1]
CTEEP	059/2001	CENTRO-CTR-230/20 kV	67.805,10	85024	RAM REBERT F-345/88 kV	[1]
FURNAS	062/2001	BARREIRO 1-345/138 kV	-13.400.908,83	81741	GRP M. MORAES - CEMIG-D [3]	[1]
ELETRONORTE	058/2001	TUCURUI-500/69 kV	-4.501.645,35	83201	UTINGA-230/69 kV	[1]
ELETRONORTE	058/2001	TUCURUI-500/69 kV	-77.121,50	84845	TUCURUI-230/69 kV	[1]
ELETRONORTE	058/2001	GRP 138 kV RIO VERDE FUR / RIO CLARO / PARQUE EMAS GO	-1.587.987,29	81691	GRP 138 kV COXIPO MT	[1]
CEMIG-GT	006/1997	IPATINGA 1-230/161 kV	3.436.648,82	81441	IPATINGA 1-230/138 kV	[1]
CEMIG-GT	006/1997	IPATINGA 1-230/161 kV	3.223.271,91	84311	IPATINGA 1-230/138 kV	[1]
CEMIG-GT	006/1997	IPATINGA 1-230/161 kV	3.723.061,72	84312	IPATINGA 1-230/138 kV	[1]
CHESF	061/2001	GRP 69 kV UB.ESPERANCA PI	-234.081,01	81539	UB.ESPERANCA-230/69 kV	[2]
COPEL-GT	002/2013	GRP EQP 138/88 kV SP	-1.081.852,58	84083	PARAGUACU PAULISTA II-230/138 kV	[2]
ELETRONORTE	058/2001	NOVA MUTUM PARANA-230/69 kV	-108.849,48	84879	ARIQUEMES-230/69 kV	[2]
CTEEP	059/2001	TAQUARUCU-440/138 kV	-8.916.955,67	85527	RIBEIRAO PRETO-440/138 kV	[2]
CEEE-T	055/2001	GRP 13,8 kV PANAMBI RS	-336.738,42	84585	GRP 69 kV PANAMBI RS	[2]
CEEE-T	055/2001	QUINTA-230/138 kV	-10.705.549,02	83200	PORTO ALEGRE 13-230/13,8 kV (60% da PA) [4]	[2]
CTEEP	059/2001	GRP 138 kV TAQUARUCU SP	-1.251.749,41	81643	TAQUARUCU-440/138 kV	[2]

Justificativa [1]: transmissora não possui mais instalações associadas ao grupo original da PA;

Justificativa [2]: a receita total do grupo original é menor do que a PA a pagar associada ao grupo;

[3]: PA foi parcelada em duas (2 x -R\$ 6.700.454,42), pois os encargos de conexão da CEMIG-D com FURNAS não são suficientes para compensar o valor em parcela única;

[4]: 60% da PA (-R\$ 6.423.329,41) foi alocada ao grupo PORTO ALEGRE 13-230/13,8 kV (IdePA 86264) e 40% (-R\$ 4.282.219,61) da PA permaneceu alocada ao grupo QUINTA-230/138 kV (IdePA 83200).

311. No caso de grupos de DIT de Uso Exclusivo de geradores e consumidores livres, a gestão do parcelamento e pagamento da PA, caso a Parcela de Ajuste do ciclo seja negativa e supere o valor da receita, deve ser feita de forma bilateral diretamente entre a transmissora e o usuário correspondente.

3.5. PARCELA VARIÁVEL – PV

312. As Parcelas Variáveis (PV) são descontos aplicados na RAP devido à diminuição da qualidade do serviço prestado pelas transmissoras em decorrência de atraso na entrada em operação comercial, de indisponibilidade ou de restrição operativa de instalações sob suas concessões. Durante o período de junho de 2023 a maio de 2024, conforme informações prestadas pelo ONS, foram descontados da receita das transmissoras os valores apresentados no Quadro 6.

Quadro 6 – Descontos aplicados nas receitas das transmissoras de junho de 2023 a maio de 2024

Concessionárias	PV descontada (R\$)
NÃO LICITADAS	946.296,03
NÃO LICITADAS PRORROGADAS	338.966.840,66
LICITADAS	313.130.600,12
TOTAL	653.043.736,81

Fonte: CTA-ONS DTA/SA 0861/2024 - SIC nº 48513.015844/2024-00.

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



Pág. 74 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

313. Assim, o valor líquido referente à redução de receita devido à aplicação da Seção 4.3 – Qualidade do Módulo 4 – Prestação dos Serviços das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, foi de R\$ 653.043.736,81.

3.6. APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS DAS ATUALIZAÇÕES DA RAP

314. As receitas referentes às instalações de transmissão em operação comercial sob responsabilidade das transmissoras para o ciclo 2024-2025 totalizam **R\$ 48.299.130.691,25**, enquanto no período 2023-2024 esse valor foi de R\$ 47.483.029.705,35¹⁰². Dessa forma, **houve aumento de 1,72% no valor total das receitas ativas em relação ao ciclo anterior.**

315. A variação da RAP se deve ao efeito conjugado (i) do reajuste previsto nos contratos de concessão; (ii) da expansão do sistema de transmissão, com entrada em operação de 20 novos contratos de concessão, além dos reforços e melhorias autorizados; e (iii) dos efeitos das revisões das receitas das concessionárias licitadas e prorrogadas.

316. As Tabelas abaixo totalizam os valores da RAP, por tipo, para o período 2024-2025, a preços de junho de 2024.

Tabela 23 – Receita Anual Permitida da Rede Básica (R\$)

	RBSE [1]	RBNI [2]	Acesso à RB [3]	RBL [4]	RMEL [5]	TOTAL
Rede Básica	12.627.507.715,27	2.103.874.279,20	8.531.952,58	23.951.459.759,36	657.619.855,63	39.348.993.562,04
RB de Fronteira	1.873.417.354,01	1.178.421.856,69	0,00	1.109.484.189,38	178.420.213,47	4.339.743.613,55
TOTAL	14.500.925.069,28	3.282.296.135,89	8.531.952,58	25.060.943.948,74	836.040.069,10	43.688.737.175,59

[1] Receita de instalações relativas à prorrogação das concessões (Lei nº 12.783/2013) ou que consta no contrato de concessão sob esta denominação.

[2] Receitas de novas instalações autorizadas.

[3] Receitas de conexões à Rede Básica.

[4] Receitas das instalações licitadas.

[5] Receitas das melhorias.

Tabela 24 – Receita Anual Permitida das Demais Instalações de Transmissão (R\$)

	RPC [1]	RCDM [2]	RPEC [3]	RMEL [4]	TOTAL
DIT compartilhada	572.016.288,30	299.031.426,80	26.428.529,39	30.106.290,33	927.582.534,82
DIT de uso exclusivo	2.589.750.465,69	445.540.179,26	271.542.847,91	135.206.263,80	3.442.039.756,66
TOTAL	3.161.766.753,99	744.571.606,06	297.971.377,30	165.312.554,13	4.369.622.291,48

[1] Receita de instalações relativas à prorrogação das concessões (Lei nº 12.783/2013) ou que consta no contrato de concessão sob esta denominação.

[2] Receitas de novas instalações autorizadas.

[3] Receitas das instalações licitadas.

[4] Receitas das melhorias.

¹⁰² Conforme homologada na REH nº 3.216/2023 para o ciclo 2023-2024.

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



Pág. 75 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

Tabela 25 – Receita Anual Permitida das Instalações de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração (R\$)

RICG [1]	RICGNI [2]	RIEG [3]	TOTAL
99.188.111,37	27.555.220,33	34.215.830,78	160.959.162,48

[1] Receita relativa às ICG licitadas.

[2] Receitas de novas ICG autorizadas.

[3] Receita relativa às IEG licitadas.

Tabela 26 – Receita Anual Permitida das Interligações Internacionais (R\$)

RIIL [1]	RINI [2]	RMEL [3]	TOTAL
79.812.061,70	0,00	0,00	79.812.061,70

[1] Receita relativa às interligações internacionais licitadas.

[2] Receitas de novas instalações de interligações internacionais autorizadas.

[3] Receitas das melhorias.

317. A Tabela 27 relaciona, em ordem decrescente, a RAP, referente às instalações em operação comercial, das **239** empresas de transmissão, detentoras de **333** contratos de concessão.

Tabela 27 – Empresas detentoras de contratos de concessão e suas respectivas receitas ativas

Posição	Transmissora	RAP (R\$)
1	FURNAS - Furnas-Centrais Elétricas S.A.	6.904.772.889,76
2	CHESF - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	5.208.677.173,05
3	CTEEP - COMPANHIA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PAULISTA	3.822.777.153,77
4	ELETRONORTE - CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A	3.000.087.034,48
5	TAESA - TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA S/A	1.993.582.233,68
6	CGT ELETROSUL - COMPANHIA DE GERACAO E TRANSMISSAO DE ENERGIA ELETRICA DO SUL DO BRASIL	1.764.288.354,56
7	XRTE - XINGU RIO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	1.704.007.419,22
8	CEMIG-GT - CEMIG Geração e Transmissão S.A.	1.205.085.922,11
9	CEEE-T - COMPANHIA ESTADUAL DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CEEE-T	1.062.137.645,71
10	COPEL-GT - Copel Geração E Transmissão S.A.	987.153.223,30
11	BMTE - BELO MONTE TRANSMISSORA DE ENERGIA SPE S.A.	819.396.009,97
12	MANTIQUEIRA - MANTIQUEIRA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	726.436.942,37
13	IEMADEIRA - INTERLIGACAO ELETRICA DO MADEIRA S/A	722.296.964,31
14	ARGO - ARGO TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	627.510.265,53
15	PRTE - PARANAÍTA RIBEIRÃOZINHO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	509.324.489,50
16	NETE - NOVO ESTADO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	439.623.706,05
17	NBTE - NORTE BRASIL TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	382.034.236,48
18	IVAÍ - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA IVAÍ S.A.	378.590.027,85
19	EATE - Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A.	378.049.339,40
20	EDP GOIÁS - EDP TRANSMISSÃO GOIÁS S.A.	351.895.129,63
21	GRALHA AZUL - GRALHA AZUL TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	323.907.700,20
22	GENEBRA - MATA DE SANTA GENEVRA TRANSMISSÃO S.A.	321.599.687,05
23	TPE - TRANSMISSORA PARAÍSO DE ENERGIA S.A.	310.934.756,49

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL.

Processo nº 48500.005631/2023-13.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F211A081007C35D9



Pág. 76 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

Posição	Transmissora	RAP (R\$)
24	CHIMARRÃO - CHIMARRÃO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	298.487.473,39
25	SP-MG - EDP TRANSMISSÃO SP-MG S.A.	293.570.156,37
26	TP NORTE - MATRINCHÃ TRANSMISSORA DE ENERGIA (TP NORTE) S.A.	283.246.354,31
27	Macedo - TRANSMISSORA JOSÉ MARIA DE MACEDO DE ELETRICIDADE S.A.	281.388.793,07
28	EQTLT04 - EQUATORIAL TRANSMISSORA 4 SPE S.A.	268.376.330,77
29	ALIANÇA - EDP TRANSMISSÃO ALIANÇA SC S.A.	256.652.697,34
30	JANAUBA - JANAÚBA TRANSMISSORA DE ENERGIA ELÉTRICA S.A..	252.506.847,37
31	Manaus TR - MANAUS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	226.307.391,26
32	SERTANEJA - TRANSMISSORA SERTANEJA DE ELETRICIDADE S.A.	214.356.694,56
33	TCC - TRANSMISSORA CAMINHO DO CAFÉ S.A.	211.099.579,68
34	ITE - ITUMBIARA TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	206.812.460,06
35	PARANAÍBA - PARANAÍBA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	194.642.248,83
36	ENTE - Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A.	194.442.756,42
37	EQTLT08 - EQUATORIAL TRANSMISSORA 8 SPE S.A.	193.469.496,90
38	ARGO IX - ARGO IX TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	188.564.867,54
39	ETB - EMPRESA DE TRANSMISSÃO BAIANA S.A.	185.222.340,89
40	ETEE - EXPANSION TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	175.962.134,50
41	JALAPÃO - NEOENERGIA JALAPÃO TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	175.831.670,42
42	STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	171.481.364,39
43	Xingu - LINHAS DE XINGU TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	170.446.790,49
44	PARINTINS - PARINTINS AMAZONAS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	167.118.283,53
45	GSTE - GIOVANNI SANGUINETTI TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	166.785.105,06
46	Macapá - LINHAS DE MACAPÁ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	155.739.655,26
47	IE PARAGUAÇÚ - INTERLIGACAO ELETRICA PARAGUACU S.A.	154.163.997,77
48	EQTLT06 - EQUATORIAL TRANSMISSORA 6 SPE S.A.	153.550.005,15
49	IEGARANHUNS - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA GARANHUNS S/A	149.883.331,40
50	EQTLT03 - EQUATORIAL TRANSMISSORA 3 SPE S.A.	148.744.638,20
51	TP SUL - GUARACIABA TRANSMISSORA DE ENERGIA (TP SUL) S.A.	146.252.134,69
52	ESTE - EMPRESA SUDESTE DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	146.043.792,99
53	CANTAREIRA - CANTAREIRA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	144.354.852,26
54	TSM - TRANSMISSORA SERRA DA MANTIQUEIRA S.A.	141.557.205,26
55	EQTLT07 - EQUATORIAL TRANSMISSORA 7 SPE S.A.	130.073.134,02
56	EQTLT05 - EQUATORIAL TRANSMISSORA 5 SPE S.A.	123.831.617,03
57	PPTE - PORTO PRIMAVERA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	121.708.274,34
58	SITE - SERRA DE IBIAPABA TRANSMISSORA DE ENERGIA S A	120.163.156,61
59	INTESA - INTEGRACAO TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	117.524.004,21
60	EQTLT01 - EQUATORIAL TRANSMISSORA 1 SPE S.A.	113.811.645,18
61	TROPICALIA - TROPICALIA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	113.347.536,72

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL.

Processo nº 48500.005631/2023-13.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F211A081007C35D9



Pág. 77 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

Posição	Transmissora	RAP (R\$)
62	SMTE - SERRA DA MESA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	105.417.430,81
63	ARGO III - ARGO III TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	103.858.041,24
64	AIMORÉS - INTERLIGACAO ELETRICA AIMORES S.A.	103.289.921,30
65	EQTLT02 - EQUATORIAL TRANSMISSORA 2 SPE S.A.	102.038.771,33
66	PAMPA - PAMPA TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	101.589.655,38
67	LAGOA DOS PATOS - NEOENERGIA LAGOA DOS PATOS TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	100.474.022,31
68	ARGO VI - ARGO VI TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	99.778.911,84
69	MORRO DO CHAPÉU - NEOENERGIA MORRO DO CHAPÉU TRANSMISSÃO E ENERGIA S.A.	98.997.193,22
70	ARGO V - ARGO V TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	98.157.691,40
71	SANTA LUCIA - SPE SANTA LUCIA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	97.959.255,49
72	ITATIM - LINHAS DE TRANSMISSÃO DO ITATIM S.A.	96.922.867,78
73	HORIZON MA I - HORIZON TRANSMISSÃO MA I S.A.	94.132.557,41
74	DOURADOS - NEOENERGIA DOURADOS TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	92.744.368,59
75	GOIÁS - GOIÁS TRANSMISSÃO S.A.	91.777.226,43
76	EDTE - EMPRESA DIAMANTINA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	90.350.763,10
77	ARGO IV - ARGO IV TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	90.054.937,35
78	MIRACEMA - MIRACEMA TRANSMISSORA DE ENERGIA ELÉTRICA S/A	89.827.171,64
79	CANARANA - CANARANA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	88.548.533,66
80	MARITUBA - MARITUBA TRANSMISSAO DE ENERGIA S.A.	85.659.322,66
81	ENERGISA-TO - ENERGISA TOCANTINS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	85.450.273,39
82	ETEP - Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A.	84.971.855,45
83	CATXERÊ - CATXERÊ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	84.007.662,56
84	ECTE - ECTE - EMPRESA CATARINENSE DE TRANSMISSAO DE ENERGIA S/A	82.107.518,13
85	LTTE - LINHAS DE TAUBATÉ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	81.231.490,92
86	SANTA LUZIA - NEOENERGIA SANTA LUZIA TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	80.020.643,70
87	LTT - LT Triângulo S.A.	79.575.966,17
88	JTE - JAURU TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	79.326.982,81
89	TER - TRANSENERGIA RENOVÁVEL S.A.	77.895.472,56
90	IE AGUAPEÍ - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA AGUAPEÍ S.A.	75.933.905,25
91	SPT/SÃO PEDRO - SAO PEDRO TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	75.638.961,21
92	CPTÉ - CACHOEIRA PAULISTA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	74.960.729,91
93	ETAP - ETAP EMPRESA TRANSMISSORA AGRESTE POTIGUAR S.A.	73.527.615,37
94	MONTESCLAROS - LINHAS DE TRANSMISSÃO DE MONTES CLAROS S.A.	70.495.902,11
95	ETIM - EXPANSION TRANSMISSÃO ITUMBIARA MARIMBONDO S.A.	70.353.543,28
96	TME - TRANSMISSORA MATOGROSSENSE DE ENERGIA S.A.	70.329.963,17
97	BRILHANTE - BRILHANTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	69.748.271,72
98	IE ITAUNAS - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA ITAÚNAS S.A.	68.467.068,83
99	IENNE - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA NORTE E NORDESTE S/A	67.786.424,95

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL.

Processo nº 48500.005631/2023-13.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F211A081007C35D9



Pág. 78 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

Posição	Transmissora	RAP (R\$)
100	MGE - MGE TRANSMISSÃO S.A.	67.604.063,84
101	IE ITAQUERÊ - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA ITAQUERÊ S.A.	67.218.498,10
102	EBTE - EBTE - EMPRESA BRASILEIRA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	66.655.430,52
103	IE JAGUAR 9 - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA JAGUAR 9 S.A.	65.782.485,72
104	LITORAL SUL - EDP TRANSMISSÃO LITORAL SUL S.A.	65.653.300,84
105	ENERGISA PARÁ I - ENERGISA PARÁ TRANSMISSORA DE ENERGIA I S.A.	65.237.673,02
106	VCTE - VILA DO CONDE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	64.880.331,58
107	AFLUENTE T - AFLUENTE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	64.736.103,38
108	SJT/SÃO JOÃO - SAO JOAO TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	64.524.838,65
109	LEST - LINHAS DE ENERGIA DO SERTÃO TRANSMISSORA S.A.	64.010.895,64
110	SOLARIS - SOLARIS TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	62.745.081,26
111	ARGO II - ARGO II TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	58.005.362,12
112	IEJAPI - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA SERRA DO JAPI S A	56.997.055,30
113	TMT - TRIÂNGULO MINEIRO TRANSMISSORA S.A.	54.635.373,70
114	IE BIGUAÇU - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA BIGUAÇU S.A.	53.444.738,27
115	ENERGISA PARÁ - ENERGISA PARÁ TRANSMISSORA DE ENERGIA II S.A.	53.222.424,22
116	MARANHENSE - INTEGRAÇÃO MARANHENSE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	52.291.583,28
117	ENERGISA GOIÁS I - ENERGISA GOIÁS TRANSMISSORA DE ENERGIA I S.A.	52.143.366,50
118	VSB - VALE DO SÃO BARTOLOMEU TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	50.534.762,93
119	ETAUSA - EMPRESA DE TRANSMISSÃO DO ALTO URUGUAI S.A.	49.996.275,46
120	VINEYARDS - SE VINEYARDS TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	49.267.664,36
121	DUNAS - DUNAS TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	48.634.011,74
122	BORBOREMA - BORBOREMA TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	48.308.736,91
123	AGUA AZUL - SUBESTAÇÃO ÁGUA AZUL SPE S.A.	48.176.252,00
124	IE MINAS GERAIS - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA DE MINAS GERAIS S.A.	47.926.608,81
125	Iracema - IRACEMA TRANSMISSORA DE ENERGIA S. A.	46.388.364,88
126	LINHA VERDE II - SPE TRANSMISSORA DE ENERGIA LINHA VERDE II S/A	46.102.550,75
127	CPFL SUL II - CPFL TRANSMISSÃO DE ENERGIA SUL II LTDA.	46.088.149,29
128	TESB - TRANSMISSORA DE ENERGIA SUL BRASIL S.A.	45.877.057,49
129	LINHA VERDE I - SPE TRANSMISSORA DE ENERGIA LINHA VERDE I S/A	45.561.490,81
130	SPTE - SERRA PARACATU TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	45.033.998,20
131	Transirapé - COMPANHIA TRANSIRAPÉ DE TRANSMISSÃO	44.873.563,56
132	ERTE - Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A.	44.494.592,86
133	ELTE - EMPRESA LITORÂNEA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A. - ELTE	43.100.513,74
134	ETC - ETC - EMPRESA TRANSMISSORA CAPIXABA S.A.	42.697.397,13
135	HORIZON MA II - HORIZON TRANSMISSÃO MA II S.A.	42.671.884,05
136	SILVÂNIA - SILVÂNIA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	41.914.872,09
137	AETE - AETE - AMAZÔNIA EMPRESA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	40.945.689,99

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL.

Processo nº 48500.005631/2023-13.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F211A081007C35D9



Pág. 79 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

Posição	Transmissora	RAP (R\$)
138	GUAÍRA - GUAÍRA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	39.913.428,67
139	CGI - CGI - TRANSMISSORA CAMPINA GRANDE IGARAÇU S.A.	38.709.107,73
140	BRASNORTE - BRASNORTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	38.618.193,34
141	LTC - LINHA DE TRANSMISSÃO CORUMBÁ S.A.	38.393.425,57
142	ARARAQUARA - ARARAQUARA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	38.133.043,47
143	CPFL SUL I - CPFL TRANSMISSÃO DE ENERGIA SUL I LTDA.	35.878.034,63
144	ETSE - ETSE - EMPRESA DE TRANSMISSÃO SERRANA S.A.	35.841.153,18
145	GOYAZ - GOYAZ TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	35.264.695,05
146	TRANSLESTE - COMPANHIA TRANSLESTE DE TRANSMISSÃO	35.231.632,62
147	ARCOVERDE - ARCOVERDE TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	34.759.723,91
148	CAIUÁ-T - CAIUÁ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	34.718.393,65
149	IE JAGUAR 6 - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA JAGUAR 6 S.A.	34.624.765,26
150	POTIGUAR - POTIGUAR SUL TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	34.238.618,27
151	STC - STC - SISTEMA DE TRANSMISSÃO CATARINENSE S.A.	33.749.607,23
152	PCTE - POÇOS DE CALDAS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	33.677.379,07
153	ACRE - TRANSMISSORA ACRE SPE S.A.	32.384.101,65
154	RPTE - RIBEIRÃO PRETO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	31.061.580,87
155	ENERGISA-AM - ENERGISA AMAZONAS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	30.605.513,29
156	SANTA MARIA - SPE SANTA MARIA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	30.562.611,30
157	EVOLTZ IV - EVOLTZ IV - SÃO MATEUS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	30.271.334,75
158	HORIZON ES - HORIZON TRANSMISSÃO ES S.A.	29.755.571,43
159	IE TIBAGI - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA TIBAGI S.A.	29.546.883,55
160	Marumbi - MARUMBI TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	28.345.596,65
161	AMAPAR - TRANSMISSORA AMAPAR SPE S.A.	28.152.601,62
162	Narandiba - SE NARANDIBA S.A.	28.146.652,84
163	IESUL - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA SUL S.A.	27.752.988,67
164	TSP - TRANSENERGIA SÃO PAULO S.A.	27.502.652,94
165	ETEPA - ETEPA EMPRESA TRANSMISSORA DE ENERGIA DO PARÁ S/A	27.492.183,43
166	UIRAPURU - UIRAPURU TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	26.959.262,58
167	CAMPITIBA - TRANSMISSORA DE ENERGIA CAMPINAS-ITATIBA SPE S.A.	26.834.961,82
168	IE ITAPURA - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA ITAPURA S.A.	26.136.424,98
169	BRLIG - BRLIG IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO ELÉTRICA SOCIEDADE DE PROPÓSITO ESPECÍFICO LTDA	26.105.045,94
170	Centroeste - COMPANHIA DE TRANSMISSÃO CENTROESTE DE MINAS	26.007.822,92
171	ÁGUA VERMELHA - ÁGUA VERMELHA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	25.806.881,33
172	SIMÕES - SIMÕES TRANSMISSORA DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	25.161.906,49
173	ATE VI - EVOLTZ VI - CAMPOS NOVOS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	24.555.512,88
174	RIO FORMOSO - NEOENERGIA RIO FORMOSO TRANSMISSÃO E ENERGIA S.A.	23.945.795,79
175	Rondon - MARECHAL RONDON TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	23.707.800,85

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL.

Processo nº 48500.005631/2023-13.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F211A081007C35D9



Pág. 80 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

Posição	Transmissora	RAP (R\$)
176	VALE DO ITAJAÍ - NEOENERGIA VALE DO ITAJAÍ TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	23.392.690,07
177	LUZIÂNIA-NIQUELÂNDIA - LUZIÂNIA-NIQUELÂNDIA TRANSMISSORA S.A.	23.363.772,00
178	MEZ 1 - MEZ 1 ENERGIA S.A.	23.089.333,29
179	LUMITRANS - Lumitrans Companhia Transmissora de Energia Elétrica	23.015.914,27
180	Z2 - ARTEON Z2 ENERGIA S.A.	22.829.086,54
181	ATE V - EVOLTZ V - LONDRINA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	21.953.369,71
182	MARIANA - MARIANA TRANSMISSORA DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	21.896.201,13
183	Transudeste - COMPANHIA TRANSUDESTE DE TRANSMISSÃO	21.836.899,23
184	LAGOS - TRANSMISSORA LAGOS SPE S.A.	20.742.190,93
185	RIALMA IV - RIALMA TRANSMISSORA DE ENERGIA IV S/A	20.637.647,57
186	ENCRUZO - ENCRUZO NOVO TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	20.515.887,52
187	ETENE - ETENE - EMPRESA TRANSMISSORA DE ENERGIA DO NORDESTE S/A	20.233.637,72
188	ASSÚ - ASSÚ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	20.087.751,90
189	MORRO AGUDO - CPFL TRANSMISSÃO DE ENERGIA MORRO AGUDO LTDA.	19.807.307,93
190	ATLÂNTICO - ATLÂNTICO - CONCESSIONÁRIA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA DO BRASIL S.A.	19.750.992,53
191	COSTA OESTE - COSTA OESTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	19.694.912,21
192	PEDRAS - PEDRAS TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	19.589.266,31
193	ETES - EMPRESA DE TRANSMISSÃO DO ESPÍRITO SANTO S.A. - ETES	19.578.769,76
194	EVRECY - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA EVRECY S.A.	19.526.330,48
195	ETEM - EMPRESA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA DO MATO GROSSO S.A. - ETEM	19.496.366,23
196	ETVG - EMPRESA DE TRANSMISSÃO DE VÁRZEA GRANDE S.A. - ETVG	19.248.713,43
197	ATIBAIA - NEOENERGIA ATIBAIA TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	18.978.194,48
198	ESDE - ESDE - EMPRESA SANTOS DUMONT DE ENERGIA S.A.	18.924.140,59
199	NEO BIGUAÇU - NEOENERGIA BIGUAÇU TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	18.672.938,70
200	ONTE - OURILÂNDIA DO NORTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	17.945.641,93
201	SOBRAL - NEOENERGIA SOBRAL TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	17.281.662,52
202	TRANSNORTE - TRANSNORTE ENERGIA S.A.	16.815.174,26
203	CPFL TRANSMISSÃO - CPFL TRANSMISSÃO DE ENERGIA PIRACICABA LTDA.	16.641.231,69
204	LAGOA NOVA - LAGOA NOVA TRANSMISSORA DE ENERGIA ELÉTRICA S/A	16.199.105,97
205	IE JAGUAR 8 - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA JAGUAR 8 S.A.	15.229.534,36
206	FS - FS TRANSMISSORA DE ENERGIA ELETRICA S.A.	15.169.487,03
207	ATE VII - EVOLTZ VII - FOZ DO IGUAÇU TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	14.377.352,73
208	PARANAÍTA - ENERGISA PARANAÍTA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	13.165.544,60
209	ARTEON - ARTEON Z1 ENERGIA S.A.	13.147.652,02
210	Z3 - ARTEON Z3 ENERGIA S.A.	12.667.472,94
211	PANTANAL - PANTANAL TRANSMISSÃO S.A.	12.238.886,50
212	SLTE - SETE LAGOAS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	11.916.538,10
213	MEZ 5 - MEZ 5 ENERGIA S.A.	11.906.340,37

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



Pág. 81 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

Posição	Transmissora	RAP (R\$)
214	TPAE - TRANSMISSORA PORTO ALEGRENSE DE ENERGIA S/A	11.894.832,55
215	LIGHT ENERGIA - LIGHT ENERGIA S.A.	11.685.139,18
216	BRE 3 - BRE 3 IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO ELÉTRICA SOCIEDADE DE PROPÓSITO ESPECÍFICO S.A.	11.132.909,97
217	MARACANAÚ - CPFL TRANSMISSÃO DE ENERGIA MARACANAÚ LTDA.	10.974.226,46
218	MATA GRANDE - MATA GRANDE TRANSMISSORA DE ENERGIA LTDA	10.858.807,60
219	EVOLTZ VIII - EVOLTZ VIII - TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	10.736.740,46
220	Firminópolis - FIRMINOPOLIS TRANSMISSAO S.A.	10.578.434,34
221	DOM PEDRO II - DOM PEDRO II TRANSMISSORA DE ENERGIA SPE LTDA	10.576.059,77
222	COQUEIROS - COQUEIROS TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	10.510.176,45
223	BRE - BRE IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO ELÉTRICA SOCIEDADE DE PROPÓSITO ESPECÍFICO S.A.	10.164.393,14
224	COLINAS - COLINAS TRANSMISSORA DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	10.011.557,22
225	TECP - TECP - TRANSMISSORA DE ENERGIA CENTRAL PAULISTANA S.A.	8.930.227,17
226	CASTANHAL - CASTANHAL TRANSMISSORA DE ENERGIA LTDA	8.167.193,61
227	IE Pinheiros - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA PINHEIROS S.A.	8.124.401,53
228	BRE 2 - BRE 2 IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO ELÉTRICA SOCIEDADE DE PROPÓSITO ESPECÍFICO LTDA.	7.513.616,66
229	MEZ 4 - MEZ 4 ENERGIA S.A.	7.247.787,26
230	SÃO GOTARDO - SÃO GOTARDO TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	7.214.429,68
231	MEZ 2 - MEZ 2 ENERGIA S.A.	7.157.132,30
232	Caldas Novas - CALDAS NOVAS TRANSMISSÃO S.A.	7.114.236,66
233	MEZ 3 - MEZ 3 ENERGIA S.A.	6.945.190,28
234	TIMÓTEO-MESQUITA - EMPRESA DE TRANSMISSÃO TIMÓTEO-MESQUITA S.A.	5.726.013,38
235	AZUL - LAGO AZUL TRANSMISSÃO S.A.	5.620.816,13
236	ITAMARACÁ - ITAMARACÁ TRANSMISSORA SPE S.A.	5.620.118,77
237	ENERGISA-TO II - ENERGISA TOCANTINS TRANSMISSORA DE ENERGIA II S.A.	4.805.030,74
238	TRL - TRANSMISSORA RIO LARGO SPE S.A.	3.831.327,33
239	SÃO FRANCISCO - SÃO FRANCISCO TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	2.392.002,71

318. O Anexo I apresenta, por contrato de concessão, os valores consolidados das Receitas Anuais Permitidas das concessionárias de transmissão de energia elétrica com vigência a partir de 1º de julho de 2024. Além disso, nos Anexos II e III são apresentados, de maneira detalhada, os encargos de conexão de DIT de uso exclusivo de distribuidoras e de DIT de uso exclusivo de geradores e consumidores, respectivamente.

319. Os valores das Receitas Anuais Permitidas de concessionárias de transmissão licitadas que entrarão em operação comercial durante do período 2024-2025 são apresentados no Anexo IV.

320. Os valores das Receitas Anuais Permitidas das instalações de transmissão licitadas e autorizadas previstas para entrarem em operação comercial ao longo do período 2024-2025 são apresentados no Anexo V.

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL.

Processo nº 48500.005631/2023-13.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F211A081007C35D9



Pág. 82 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

321. No Anexo VI são apresentados, por contrato de concessão, os valores da Parcela de Ajuste para o período 2024-2025. Salienta-se que o conteúdo desse anexo pode ser verificado de forma detalhada no arquivo “Lista PA”, disponibilizado também no Anexo VI.

322. Os valores dos encargos de conexão referente ao custeio das ICG e IEG são apresentados no Anexo VII.

323. No Anexo VIII são apresentadas as parcelas de RAP referentes às Interligações Internacionais com suas respectivas Parcelas de Ajuste.

324. As transmissoras que, de acordo com seus respectivos contratos de concessão, não têm o valor referente ao dispêndio com PIS/Pasep e Cofins incluídas em sua RAP estão listadas no Anexo IX.

325. No Anexo X é apresentado, por meio da planilha “Lista de Módulos”, o detalhamento das informações mais relevantes referentes aos ativos de transmissão em operação comercial, bem como aquelas previstas para entrarem em operação, com as respectivas parcelas de receita. É apresentado também a lista dos ativos de conexão associados aos usuários e respectivos encargos a serem pagos.

326. No Anexo XI são apresentadas as planilhas utilizadas no cálculo das Parcelas de Ajuste apresentadas nesta Nota Técnica, as planilhas geradas pelo Siget referentes à PA Apuração, bem como demais planilhas auxiliares para conferência dos cálculos realizados no reajuste da RAP.

4. DO FUNDAMENTO LEGAL

327. Leis nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995; nº 9.074, de 7 de julho de 1995; nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; nº 9.784, de 29 de janeiro de 1999; e nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013; Resoluções Normativas nº 905, de 8 de dezembro de 2020; nº 906, de 8 de dezembro de 2020; Contratos de Concessão de Transmissão; Submódulos 9.3, 9.7 e 10.4 dos Procedimentos de Revisão Tarifária – Proret e Módulos 3, 4 e 5 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica.

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL.

Processo nº 48500.005631/2023-13.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F211A081007C35D9



Pág. 83 da Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 9/7/2024.

5. DA CONCLUSÃO

328. Diante do exposto, concluímos pelo estabelecimento das Receitas Anuais Permitidas (RAP) para remunerar a disponibilização das instalações de transmissão sob responsabilidade de concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica, para o período de 1º de julho de 2024 a 30 de junho de 2025, conforme os anexos desta Nota Técnica.

6. DA RECOMENDAÇÃO

329. Desta forma, recomendamos a publicação de Resolução Homologatória que estabeleça as Receitas Anuais Permitidas (RAP) pela disponibilização das instalações de transmissão sob responsabilidade de concessionárias de transmissão de energia elétrica, com vigência a partir de 1º de julho de 2024, conforme Anexos I a IX desta Nota Técnica.

(Assinado digitalmente)

ALINE MOURA DE MELO SOUZA
Analista Administrativo

(Assinado digitalmente)

DANIEL MÁRCIO DE ABREU BORGES
Técnico Administrativo

(Assinado digitalmente)

EDUARDO SERRATO MENDONÇA RIBEIRO
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)

MATEUS DE OLIVEIRA FERREIRA
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)

WENDELL CASSEMIRO DA SILVA
Técnico Administrativo

(Assinado digitalmente)

FLÁVIA LIS PEDERNEIRAS
Gerente de Gestão Tarifária

De acordo:

(Assinado digitalmente)

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES
Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica