

***Estabelecimento das Receitas Anuais Permitidas – RAP vinculadas às concessionárias de transmissão para o ciclo 2023-2024.***

***SUPERINTENDÊNCIA DE GESTÃO TARIFÁRIA E REGULAÇÃO ECONÔMICA – STR***

# SUMÁRIO

I – DO OBJETIVO.....	6
II – DOS FATOS.....	6
III – DA ANÁLISE.....	9
III.1 – ENCARGOS SETORIAIS E TRIBUTOS.....	9
III.1.1 – Cota anual da Reserva Global de Reversão (RGR).....	9
III.1.2 – PIS/PASEP e COFINS.....	9
III.2 - COMPOSIÇÃO DAS INSTALAÇÕES DAS CONCESSIONÁRIAS DE TRANSMISSÃO.....	11
III.2.1 - Regularização na classificação de ativos de transmissão e adequação na alocação de custos.....	13
III.2.2 - Reforços e Melhorias autorizados sem estabelecimento prévio de receita.....	16
III.3 - RECEITA ANUAL PERMITIDA PARA O PERÍODO 2023-2024.....	16
III.3.1 - Reajuste da Receita Anual Permitida – RAP.....	16
III.3.2 - Redução de 50% da RAP dos contratos licitados entre 1999 e 2006.....	17
III.3.3 - Revisão periódica da RAP de transmissoras licitadas.....	20
III.3.3.1 RAP dos módulos provisórios da Eletronorte (CC 014/2012).....	20
III.3.3.2 Valoração definitiva do módulo da JTE (CC 01/2007).....	21
III.3.3.3 Falta de dados para a Revisão da RAP R&M da LTTE (CC 020/2011).....	22
III.3.4 - Previsão de RAP para novas obras.....	22
III.3.5 - Resolução Autorizativa nº 800, de 30 de janeiro de 2007.....	23
III.3.6 - Encargos de conexão referente ao custeio das ICG e IEG.....	23
III.4 - PARCELA DE AJUSTE – PA PARA O PERÍODO 2023-2024.....	23
III.4.1 – PA Apuração.....	25
III.4.2 – PA Instalações Autorizadas sem RAP prévia.....	27
III.4.3 – PA Revisão.....	27
III.4.3.1 – Efeito Retroativo da Revisão Periódica de Receitas de Reforços Autorizados.....	27
III.4.4 – Parcela Variável.....	28
III.4.5 – PA Qualidade DIT.....	28
III.4.6 – PA Outros Ajustes e demais casos.....	29
III.4.6.1 – Despacho nº 848, de 2023: Efeitos Financeiros em Encargos de Conexão.....	29
III.4.6.2 – Passivo Financeiro pela Suspensão do Pagamento Base.....	31
III.4.6.3 – Valores referentes à O&M de instalações transferidas.....	32
III.4.6.4 – Instalações de Rede Básica de Fronteira ou DIT Compartilhada que entraram em operação comercial com pendência não impeditiva própria.....	33
III.4.6.5 – Determinações da Diretoria.....	35
III.4.6.6 – Equipamentos retirados de operação ao longo do ciclo 2022-2023.....	50
III.4.6.7 – Transferências de usuários e proprietários de ativos de transmissão.....	54
III.4.6.8 – PA Fim de vigência TLR.....	55
III.4.6.9 – Despacho nº 299/2022.....	56
III.4.6.10 – Atendimento à Liminar sobre a PA Suspensão de Pagamento Base relativa à SE Santa Quitéria.....	57
III.4.6.11 - Ajuste em função de PIT de responsabilidade da transmissora Timóteo-Mesquita (Contrato de Concessão nº 002/2012).....	58
III.4.6.12 – Ajuste em função de fim de vigência TLR, redução de 10% de RAP e diferença entre a RAP devida e recebida durante o ciclo 2022-2023 pela transmissora Mantiqueira (Contrato de Concessão nº 005/2016).....	60
III.4.6.13 – Atendimento ao Parecer de Força Executória encaminhado pelo Ofício n. 980/2022/PFANEEL/PGF/ AGU.....	61
III.4.6.14 – Ajuste em função da transferência de usuário de uma EL na SE Brasília Leste, pertencente à Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia – VSB, da NDB (antiga CEB) para ENEL GO.....	62

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

III.4.6.15 - Ajuste da receita do 2º Transformador de Aterramento, e respectiva conexão, na Subestação Campina Grande II, de propriedade da Chesf.....	62
III.4.6.16 – Reversão da receita IdeRct 101606.....	63
III.4.6.17 – Ajuste devido à incorporação de bens e instalações de que o 5º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 058/2001.....	65
III.4.6.18 – Ajuste devido à assunção de instalações em operação pelo Contrato de Concessão nº 005/2023 durante o ciclo 2022-2023.....	65
III.4.6.19 – Ajustes devido à incorporação de bens autorizada pela Portaria nº 631/GM/MME, de 24 de março de 2022.....	67
III.4.6.20 – Ajustes autotutelares aos recursos do reajuste 2022 da RAP.....	67
III.4.6.21 – Consideração de Parcelas de Ajuste relativas à análise realizada pela Nota Técnica nº 124/2023-SCE/ANEEL.....	69
III.4.6.22 - Ajuste devido à emissão de TLR retroativos – Resolução Autorizativa nº 11.324/2022.....	69
III.4.6.23 – Ajuste de Encargos de Conexão da SE Boa Vista – Eletronorte.....	70
III.4.6.24 – Pedido de Reinclusão de Módulo na SE Itabaiana.....	71
III.4.6.25 - Consideração de Parcela de Ajuste relativa à análise realizada pela Nota Técnica nº 111/2023-SCE/ANEEL.....	71
III.4.6.26 - Ajuste em função de segmentação da RAP relativa à FT Módulo Geral da SE Guairá 3.....	72
III.4.6.27 – Carta Enel SP 074-2023-RB.....	73
III.4.6.28 – Desconsideração de TLR cancelados – CEMIG GT.....	75
III.4.6.29 – Cobrança complementar de PIS/COFINS em virtude de erro material na informação de alíquotas ao ONS.....	76
III.4.7 – Análises para o próximo ciclo da RAP.....	79
III.4.7.1 - análise de efeitos de TLR com PIT atribuída à Mantiqueira.....	79
III.4.7.2 – Efeitos da compensação de TLR descrito no subitem III.4.6.11.....	80
III.4.7.3 - Impossibilidade, no momento, de apreciação do pleito de ressarcimento relativo à Elaboração de Estudos (Relatório R4) referente à LT 230 kV Poções III – Itapebi C1.....	80
III.4.7.4 – Análise relativa ao cancelamento de Termos de Liberação da transmissora Belo Monte Transmissora de Energia – BMTE (Contrato de Concessão Nº 014/2014-ANEEL).....	81
III.4.7.5 – Análise relativa à Rescisão dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão – CUST referentes aos empreendimentos de geração.....	82
III.4.7.6 – Acompanhamento da determinação constante no item (ii) do Despacho nº 1.634, de 6 de junho 2023.....	83
III.4.7.7 – Impactos da desconexão do setor de 69 KV na SE SORRISO.....	84
III.4.7.8 – Períodos descontínuos de direito à RAP.....	84
III.4.8 – Atualização de PA parceladas do ciclo anterior.....	84
III.4.9 Repercussão Geral – PA em virtude da revisão da REA nº 3.104/2022.....	85
III.5 – MANIFESTAÇÕES AO RESULTADO DO DESPACHO Nº 848/2023.....	86
III.5.1 – Carta CE-ARZ3-0010/2023 - Arteon Z3.....	86
III.5.2 – Carta CE-RRG-0048/2023 – Eletronorte.....	89
III.5.3 – E-mail de 19 de abril de 2013 – Chesf.....	88
III.5.4 – Carta RE/RT-0119A/2023 – CEMIG-GT.....	89
III.6 - Apresentação dos Resultados das Atualizações da RAP.....	89
IV – DO FUNDAMENTO LEGAL.....	98
V – DA CONCLUSÃO.....	98
VI – DA RECOMENDAÇÃO.....	99

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

# LISTA DE GRÁFICOS, QUADROS E TABELAS

Gráfico 1 – Exemplo hipotético de existência de TLRs com vigência.....	56
Quadro 1 – Contratos de Concessão com Subcláusula que estabelece redução da RAP a partir do 16º ano.....	18
Quadro 2 - Contratos de Concessão com instalações, cuja entrada em operação comercial completará 15 anos durante ciclo 2023-2024.....	18
Quadro 3 - Retificação dos TLP: correlação entre os TLP, cancelados e vigentes, assim como a data de entrada em operação comercial.....	37
Quadro 4 – ajustes informados pelo ONS e relacionados com as compensações financeiras atinentes à SE Vinhedos.....	38
Tabela 1 - RAP equivalente a ser recebida pelas Concessionárias ao longo do ciclo 2023-2024.....	19
Tabela 2 - Contratos com redução plena dos 50% no ciclo 2023-2024.....	20
Tabela 3 - Valores finais dos ativos reavaliados pela REH nº 3.207/2023.....	21
Tabela 4.a – Receitas e PA Retroatividade antes e após recurso da revisão da JTE.....	22
Tabela 4.b – Parcelas de Ajuste em função da REH nº 3.207/2023.....	22
Tabela 5 - Previsão de RAP (R\$) para instalações que entrarão em operação no ciclo 2023-2024.....	22
Tabela 6 – Parcelas de Ajuste e Financeiros.....	25
Tabela 7 – Parcela de Ajuste relativa à Instalações Autorizadas sem RAP Prévia (ciclo 2023-2024).....	27
Tabela 8 – Descontos aplicados nas receitas das transmissoras de junho de 2022 a maio de 2023.....	28
Tabela 9 – Parcela de Ajuste Qualidade nas DIT para o ciclo 2023-2024.....	29
Tabela 10 – Diferenças entre os valores de DIT Exclusiva apurados na REH nº 3.067/2022 e os valores do Despacho nº 848/2023.....	31
Tabela 11 – Valores a devolver pela Concessionária devido à suspensão dos pagamentos-base.....	31
Tabela 12 - Parcela de Ajuste associada à operação e manutenção das instalações transferidas.....	32
Tabela 13 - Parcelas de Ajuste apresentadas a seguir referente aos descontos de que trata o Módulo 3 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica.....	33
Tabela 14 - Parcela relativa à decisão de recomposição de RAP das transmissoras afetadas pela redução judicial de MUST da CBA (processo 48500.002991/2022-74).....	41
Tabela 15 - Ressarcimento à CTEEP por ações nas Subestações Jales, Mogi Mirim II e Taquaruçu.....	48
Tabela 16 - Ajuste em função da Resolução Homologatória nº 3.127, de 20 de setembro de 2022.....	49
Tabela 17– Parcela de Ajuste a ser devolvida às Concessionárias por cancelamento da parcela de RAP.....	51
Tabela 18 – resultado complementar dos efeitos da Liminar concedida à CAIUÁ-T por meio do agravo de instrumento nº 1021030-74.2021.4.01.0000.....	58
Tabela 19 – ajustes finais em função do Despacho nº 299/2022.....	60

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

Tabela 20 – Parcelas de ajuste em função de não processamento de recursos providos no ciclo anterior.....	68
Tabela 21 – Valores de Adicionais de Receita a serem contemplados na Parcela de Ajuste – PA, em decorrência da antecipação de empreendimentos alcançados pela REA nº 10.398/2021 (entre 1º de maio de 2022 e 31 de dezembro de 2022).....	69
Tabela 22 – Ajuste devido à emissão de TLs retroativos associados à REA nº 11.324/2022.....	69
Tabela 23 – Ajuste revisional das receitas devidas à Eletronorte em função da classificação provisória de ativos da SE BOA VISTA.....	70
Tabela 24 – Ajuste decorrente de ressarcimento dos investimentos dos 2 módulos construídos provisoriamente, com o objetivo de adequar o sistema de suprimento a Manaus de 2015-2018.....	72
Tabela 25 – ajuste em função da segmentação do MG da SE Guaíba 3.....	73
Tabela 26 – Ajuste nos Encargos de Conexão do processo tarifário 2020 da ENEL SP com a transmissora CTEEP.....	74
Tabela 27 – Ajuste nos Encargos de Conexão do processo tarifário 2020 da ENEL SP com as transmissoras IE Pinheiros e IEJAPI.....	74
Tabela 28 – Ajuste nos Encargos de Conexão do processo tarifário 2020 da ETO com as transmissoras Eletronorte e Miracema.....	75
Tabela 29 – Ajuste nos Encargos de Conexão do processo tarifário 2020 da ESS com a transmissora CTEEP.....	75
Tabela 30 – inclusão das parcelas de PA parcelas no ciclo anterior.....	85
Tabela 31 – PA em virtude dos recursos à REA nº 3.104/2022.....	85
Tabela 32 – Resultado Global da Receita Anual Permitida da Rede Básica (R\$).....	90
Tabela 33 – Receita Anual Permitida da Rede Básica (R\$).....	91
Tabela 34 - Receita Anual Permitida das Demais Instalações de Transmissão (R\$).....	91
Tabela 35 – Receita Anual Permitida das Instalações de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração (R\$).....	91
Tabela 36 – Receita Anual Permitida das Interligações Internacionais (R\$).....	91
Tabela 37 - Empresas detentoras de contratos de concessão e suas respectivas receitas.....	92

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

Nota Técnica nº 39/2023-STR/ANEEL

Em 30 de junho de 2023.

Processo: **48500.006838/2022-16.**

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

## **I - 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 anual de 1º de julho de 2023 a 30 de junho de 2024, em conformidade com os ditames contratuais e com a regulamentação vigente.

## **II - 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 os Submódulos 9.3<sup>1</sup> e 10.4<sup>2</sup> 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 2022-2023 foram fixados pela Resolução Homologatória nº 3.067, de 12 de julho de 2022. A referida homologação foi retificada em três oportunidades, sendo a última por meio do Despacho nº 2.322, de 23 de agosto de 2022, para atender à decisão Judicial em favor da Norte Brasil Transmissora de Energia S.A – NBTE, conforme consta no

---

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

<sup>2</sup> 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. 7 da Nota Técnica nº 39/2023 – STR/ANEEL, de 30/06/2023.

processo judicial nº 1006357-03.2017.4.01.3400.

5. 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/ou validadas em colaboração pelas (a/o):

- 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.

6. Além disso, contamos com o apoio técnico da equipe de sustentação da Superintendência de Gestão Técnica da Informação – SGI para os ajustes necessários no BD e na estrutura lógica do Sistema de Gestão da Transmissão – Siget, de forma a refletir a análise ora encaminhada.

7. Em 8 de fevereiro de 2023, a SGT encaminhou o Memorando nº 11/2023-SGT/ANEEL<sup>3</sup>, solicitando priorização, por parte da equipe de sustentação da SGI, para atendimento de chamados que envolvam ajustes necessários à consecução do reajuste 2023 da RAP. Tal requisição visou melhorar o fluxo de concretização dos cálculos da RAP que, nos últimos anos, sofreu com a ampliação de contratos, condições regulatórias excepcionais e redução drástica da equipe de cálculo da RAP.

8. Em 22 de fevereiro de 2023, foi encaminhado pela Superintendência de Gestão Tarifária – SGT o Ofício-Circular nº 05/2023-SGT/ANEEL<sup>4</sup> às transmissoras Brilhante, Chesf, ETN, ITATIM e TER, solicitando dados dos usuários cujas conexões de interesse exclusivo para conexão compartilhada à Rede Básica - ICG foram objeto nos respectivos Contratos de Concessão. Na mesma data, foi encaminhado o Ofício nº 071/2032-SGT/ANEEL<sup>5</sup> ao ONS solicitando a lista dos usuários conectados em ICG.

9. Em 27 de março de 2023, foi encaminhado pela Superintendência de Gestão Tarifária – SGT o Memorando nº 37/2023-SGT/ANEEL à Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD, solicitando o envio de informações das (i) compensações devido à violação dos limites de continuidade dos pontos de conexão em Demais Instalações de Transmissão – DIT, relativos à 2022, conforme estabelecido no PRODIST<sup>6</sup>, bem como (ii) de transferências de ativos de transmissoras para distribuidoras. Em 19 de maio de 2023, a STD encaminhou os valores relativos ao item (i), que tiveram por base a Nota Técnica nº 008/2023-STD/ANEEL<sup>7</sup>. Em 14 de junho de 2023, a área de regulação informou por meio do Memorando nº 063/2023-STD/ANEEL<sup>8</sup> que “*não realiza o controle dos termos para transferência*

<sup>3</sup> SIC 48581.000268/2023-00.

<sup>4</sup> SIC 48581.000387/2023-00.

<sup>5</sup> SIC 48581.000386/2023-00.

<sup>6</sup> Prodist – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional.

<sup>7</sup> SIC nº 48552.000557/2023-00.

<sup>8</sup> SIC 48552.000949/2023-00.

\* 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 39/2023 – STR/ANEEL, de 30/06/2023.

*de ativos classificados como Demais Instalações de Transmissão – DIT celebrados entre transmissoras e distribuidoras*”. Por fim, citou os despachos e processos conduzidos no período relativo ao ciclo 2022-2023 da RAP.

10. Em 27 de março de 2023, foi encaminhado pela Superintendência de Gestão Tarifária – SGT o Memorando nº 38/2023-SGT/ANEEL à Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – SFE, solicitando a verificação dos dados de TL cadastrados no Siget e os relatórios de inconsistências indicados pelo Siget. Na mesma oportunidade, foi solicitado a indicação dos casos de cadastro não concluídos pela SFE em virtude de ausência de ação das transmissoras, bem como as ações preventivas tomadas para reforçar a necessidade de informação em cada caso. Em 16 de junho de 2023, a SFT (nova denominação da área de fiscalização técnica da ANEEL) respondeu nossa demanda por meio do Memorando nº 69/2023-SFT/ANEEL<sup>9</sup>.

11. Em 12 de abril de 2023, foi encaminhado o Ofício-Circular nº 07/2023-SGT/ANEEL<sup>10</sup> para todas as transmissoras até então cadastradas no Banco de Dados – BD do Siget. Na ocasião, reforçamos a necessidade de cumprimento das ações de responsabilidade das transmissoras e que podem afetar o processo de reajuste, quais sejam, “(i) *Indicar as alterações no Regime de tributação do PIS/Pasep e da Cofins; e (ii) Atualizar a situação das instalações de transmissão associadas aos novos empreendimentos autorizados e licitados sob responsabilidade da transmissora. Em especial, quanto à conclusão de obras*”.

12. Avigoramos que as indicações do item (i) são informações de cadastro verificadas e atualizadas pela SCE e que as atualizações de responsabilidade das transmissoras e relacionadas ao item (ii) são fundamentais para que a SFT possa cadastrar os Termos de Liberação – TL das obras e, conseqüentemente, validar o direito de receita para o ciclo em processamento, bem como para a correta apropriação das receitas na apuração do ciclo anterior. Portanto, é responsabilidade da transmissora manter o SIGET atualizado com a situação mais recente das obras em andamento. Na prática, caso um TL seja emitido e a transmissora não tenha informado a conclusão da obra associada, o SIGET não permitirá o cadastro do Termo de Liberação e, assim, a receita que deveria ser considerada ativa no início do ciclo não será homologada com esse *status*.

13. Reforça-se que, conforme Submódulo 10.4 do Proret, o prazo para as transmissoras encaminharem informações relacionadas com a entrada em operação de suas instalações é 31 de maio. Com essas informações nessa data, a área de fiscalização pode cadastrar os Termos de Liberação -TL emitidos pelo ONS e, com isso, providenciamos os corretos andamentos dos trabalhos de apuração do ciclo anterior da RAP e alteração do *status* das instalações, etapas fundamentais para o correto andamento do processo de reajuste.

14. Em 5 de maio 2023, a STR encaminhou o Ofício nº 003/2023-STR/ANEEL<sup>11</sup> ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS solicitando informações 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 1088/2023<sup>12</sup>, de 7 de junho de 2023.

---

<sup>9</sup> SIC 48532.003175/2023-00.

<sup>10</sup> SIC 48581.000614/2023-00.

<sup>11</sup> SIC 48580.000783/2023-00.

<sup>12</sup> SIC 48513.013762/2023-00.

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



15. A Superintendência de Concessões, Permissões e Autorizações dos Serviços de Energia Elétrica – SCE encaminhou por meio do Memorando nº 43/2023-SCE<sup>13</sup> os dados relativos às Parcelas de Ajuste (PA) decorrentes do estabelecimento de RAP de O&M de ativos transferidos para transmissora, bem como informou quanto ao cadastramento das receitas associadas aos reforços autorizados sem RAP prévia e cujo processo 48500.000169/2023-50 foi encaminhado para apreciação da Diretoria.

16. Em 28 de março de 2023, por meio do Despacho nº 848, a ANEEL aprovou a variação da RAP das concessionárias de transmissão para o ciclo 2022-2023, após a análise dos pedidos de reconsideração interpostos em face da Resolução Homologatória nº 3.067, de 2022, determinando que os novos valores fossem considerados no Reajuste Anual das Receitas do ciclo 2023-2024.

17. Em 13 de julho de 2023, a Diretoria Colegiada da ANEEL decidiu, por unanimidade, homologar o resultado parcial do reposicionamento da Receita Anual Permitida – RAP para os Contratos de Concessão de Transmissão dos empreendimentos licitados, com Revisão Tarifária prevista para 2023, conforme a Resolução Homologatória nº 3.205/2023.

### **III - DA ANÁLISE**

#### **III.1 – ENCARGOS SETORIAIS E TRIBUTOS**

##### **III.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 2023-2024, das concessionárias de transmissão que são obrigadas ao recolhimento da RGR, já consideram o adicional relativo a este encargo.

##### **III.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

---

13 SIC 48526.004715/2023-00.

\* 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 39/2023 – STR/ANEEL, de 30/06/2023.

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/Pasep (Artigos 1º a 12), 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:

*“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 para a 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/ANEEL<sup>14</sup>, 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).

---

<sup>14</sup> SIC 48536.017859/2006-00.

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

### **III.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*

*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; e*

*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.*

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

*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.”*

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<sub>RB</sub>, 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<sub>FR</sub>, 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 referente a este tipo de instalação, após aprovação dos referidos valores na resolução homologatória que aprovar as tarifas da respectiva distribuidora.

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

32. Os valores concatenados conforme item anterior serão atualizados pelo 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.

33. 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).

34. 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.

### III.2.1 – Regularização na classificação de ativos de transmissão e adequação na alocação de custos

35. Entre um ciclo da transmissão e outro, são processados ajustes em relação à última homologação de resultado da RAP por diversos fatores. Em especial, ocorrem decisões da Diretoria em casos específicos, revogações, reclassificações, transferências de controle societário, entre outros motivos. Desse modo, nessa seção são descritos os casos identificados.

36. Salientamos que a falta de descrição de um ajuste processado e devidamente justificado não configura erro. Ainda, os casos específicos de desativações, substituições e transferências serão tratados em seção específica. Por fim, é necessário frisar que a área de concessões (SCE) possui vários processos abertos em função de pedidos de regularização de ativos que, quando comunicados, serão descritos aqui.

- Conforme **6º TA ao Contrato de Concessão nº 143/2001**, o titular da concessão foi alterado para Interligação Elétrica Jaguar 6 S.A. (antes Interligação Elétrica Pinheiros S.A.);
- Conforme **2º TA ao Contrato de Concessão nº 012/2008**, o titular da concessão foi alterado para Interligação Elétrica Jaguar 8 S.A. (antes Interligação Elétrica Pinheiros S.A.);
- Conforme **2º TA ao Contrato de Concessão nº 015/2008**, o titular da concessão foi alterado para Interligação Elétrica Jaguar 9 S.A. (antes Interligação Elétrica Pinheiros S.A.);
- Conforme **3º TA ao Contrato de Concessão nº 028/2009**, o titular da concessão foi alterado para Interligação Elétrica Jaguar 9 S.A. (antes Transenergia Goiás S.A.);
- Conforme **4º TA ao Contrato de Concessão nº 17/2014**, o titular da concessão foi alterado para ARGO V Transmissão de Energia S.A. (antes Odojá Transmissora de Energia S.A.);

\* 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 39/2023 – STR/ANEEL, de 30/06/2023.

- Conforme **4º TA ao Contrato de Concessão nº 18/2014**, o titular da concessão foi alterado para ARGO VI Transmissão de Energia S.A. (antes Esperanza Transmissora de Energia S.A.);
- Conforme **2º TA ao Contrato de Concessão nº 005/2017**, o titular da concessão foi alterado para Água Vermelha Transmissora de Energia S.A. (antes SPE ECB ME Energia S.A.);
- Conforme **2º TA ao Contrato de Concessão nº 017/2017**, o titular da concessão foi alterado para ARGO IX Transmissão de Energia S.A. (antes Veredas Transmissora de Eletricidade S.A.)
- Conforme **2º TA ao Contrato de Concessão nº 021/2018**, o titular da concessão foi alterado para Interligação Elétrica Itapura S.A. (antes Interligação Elétrica Pinheiros S.A.);
- Em virtude da assinatura do **Contrato de Concessão nº 005/2023**, os ativos relacionados no ciclo anterior às Portarias MME nº 245/2020 e nº 211/2011 foram transferidos à Saíra Transmissora de Energia Elétrica S.A. (antes ENEL CIEN S.A.);
- A Portaria nº 610/GM/MME, de 28 de janeiro de 2022, declarou a **caducidade do Contrato de Concessão nº 012/2020**. Dessa forma, as receitas associadas a este contrato foram excluídas do reajuste da RAP.
- **Reversão de módulo fictício definido pelo Despacho ANEEL nº 299/2022**

37. O Despacho nº 299, de 1º de fevereiro de 2022, decidiu procedimento excepcional para que as receitas associadas à subestação Timóteo 2 fossem suportadas temporariamente pela Rede Básica. Todavia, o cadastro do módulo fictício, realizado para atender à determinação (i) do Despacho nº 299/2022. Maiores detalhes sobre o caso no item III.4.6.11.

- **Ajustes em função da segregação de receita do MG da SE Guaíba 3 – Despacho nº 1.786, de 3 de agosto de 2022.**

38. O Despacho nº 1.786, de 3 de agosto de 2022, aprovou a segregação do Módulo Geral da SE Guaíba 3. Assim, a fim de ajustar a lista de módulos à decisão proferida, foi registrada a FT MG 230 kV GUAIBA 3 no SIGET e atribuídos os equipamentos MG 230 kV GUAIBA 3 (novo) e IB 230 kV GUAÍBA 3.

- **Reclassificação de ativos em função da Resolução Autorizativa nº 9.947, de 11 de maio de 2021.**

39. A Resolução Autorizativa nº 9.947, de 11 de maio de 2021, decidiu pela reclassificação provisória dos ativos citados como Demais Instalações de Transmissão – DIT. Nesse sentido, a referida ação foi processada na lista de módulos a ser encaminhada para apreciação da presente análise.

- **Alteração da situação da receita de IdeRct 101606.**

40. Devido à análise realizada na III.4.6.16, a situação da referida receita foi alterada para “Prevista”.

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

- **Reversão dos módulos provisórios da SE Lechuga.**

41. A Resolução Homologatória nº 3.174, de 28 de fevereiro de 2023, que homologou o resultado dos recursos da revisão 2022 da RAP das transmissoras definiu a reversão dos módulos provisórios (IdeMdl 19904 e 19905) da SE Lechuga. Logo, estes foram excluídos.

- **Efeitos da Resolução Autorizativa nº 14.716, de 23 de maio de 2023.**

42. Por meio da Resolução Autorizativa nº 14.716, de 23 de maio de 2023, a Diretoria da ANEEL decidiu:

*“Art. 1º Revogar o Inciso I e III do Artigo 1º da Resolução Autorizativa nº 1.545, de 9 de setembro de 2008, que autorizou a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista – CTEEP, inscrita sob o CNPJ 02.998.611/0001-04 Contrato de Concessão nº 059/2001, a implantar reforços em instalações de transmissão sob sua responsabilidade.*

*Art. 2º Substituir o Anexo I da Resolução Autorizativa nº 1.545 de 2008, pelo anexo desta resolução.”*

43. Dessa forma, as receitas de IdeRct 2923, 2924, 2925, 2926 e 3590 foram canceladas no Siget.

- **Regularização no cadastro de receitas com seccionamentos de LT de Contratos de Concessão.**

44. Nos Contratos de Concessão nº 001/2011, 025/2017, 045/2017, 001/2018, 017/2018, 025/2018, 010/2019, 011/2019, e 012/2019, alguns trechos de linhas de transmissão e entradas de linha de transmissão advindos de seccionamentos de linha de transmissão existente para acesso de nova subestação (ou novo setor), são implementados pela transmissora contratada e depois transferidos na entrada em operação comercial para a concessionária da LT original. Inicialmente, os registros ficavam sem valor de investimento associado na base de dados do SIGET, por se tratar de ativos a serem transferidos. Mas com o tempo, adotou-se metodologia de registrar parcela de receita a esses módulos a serem transferidos. Observa-se que os ajustes propostos não alteram a RAP associada no contrato, realizando apenas um novo rateio entre os módulos que compõem essa RAP.

- **Efeitos da Resolução Homologatória nº 3.127, de 20 de setembro de 2022.**

45. Por meio da Resolução Homologatória nº 3.127, de 20 de setembro de 2022, a Diretoria da ANEEL proferiu decisão no sentido de revogar algumas receitas da Chesf em ciclos anteriores da RAP. Assim, as receitas de IdeRct 105039, 109482, 109486, 109487, 109488, 109489, 109490, 109491, 113355, 113356, 113358 e 113359 foram excluídas no presente processo. O ajuste em função da determinação constante no voto que fundamentou o referido ato consta na seção III.4.6.5.

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

### III.2.2 – Reforços e Melhorias autorizados sem estabelecimento prévio de receita

46. 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 – Ciclo 2023-2024, conforme detalhado na Nota Técnica nº 111/2023-SCE/ANEEL<sup>15</sup>, de 2 de junho de 2023. As Parcelas de Ajuste (PA) relativas aos dias operativos até o início do ciclo 2023-2024 serão definidas na seção III.4.2.

### III.3 – RECEITA ANUAL PERMITIDA PARA O PERÍODO 2023-2024

#### III.3.1 – Reajuste da Receita Anual Permitida - RAP

47. A RAP destinada às concessionárias, para prestação de serviço público de transmissão de energia elétrica no período *i*, de 1º de julho deste ano a 30 de junho do próximo, 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 anual *i-1*, atualizadas pelo Índice de Variação da Inflação -  $IVI_{i-1}$ <sup>16</sup>.

48. Os contratos de concessão apontam o índice a ser utilizado no Reajuste Anual das Receitas<sup>17</sup>. Os valores do IVI para o ciclo 2023-2024 para os contratos reajustados pelo IGP-M e IPCA são respectivamente 0,955325816123992 e 1,039358291433848.

49. Considerando as instalações em operação 9,40% da RAP total e as reajustadas pelo IPCA correspondem a 90,60%.

50. No Anexo I desta nota técnica são apresentados os valores consolidados da RAP, por Contrato de Concessão, para o ciclo 2023-2024. 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 no Anexo III.

51. As concessionárias, cujos contratos de concessão não incluem na RAP os valores referentes ao PIS/Pasep e a Cofins, são listadas no Anexo IX. O Operador Nacional do Sistema Elétrico 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.

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

---

<sup>15</sup> SIC 48526.003918/2023-00, juntada Processo nº 48500.000169/2023-50.

<sup>16</sup> O  $IVI_{i-1}$  é o quociente do índice indicado no Contrato de Concessão, do mês de maio do período *i-1*, pelo índice do mês de maio do período *i-2*.

<sup>17</sup> 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. 17 da Nota Técnica nº 39/2023 – STR/ANEEL, de 30/06/2023.

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

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

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

54. Ressalta-se que, para o cálculo das Receitas, foram consideradas as informações constantes do SIGET em 02 de junho de 2023.

55. Chamamos atenção para o fato de, em razão da pressão tarifária resultante dos efeitos da pandemia da Covid-19 e diante do alto risco de inadimplemento no setor elétrico, a ANEEL ter optado por uma alternativa de “reperfilamento” do componente financeiro da Portaria nº 120, de 20 de abril de 2016. Esses pagamentos foram escalonados, dentro do prazo de oito anos, de forma gradativa, assegurando o valor presente líquido da operação.

56. Nesse sentido, reforçamos que o “reperfilamento” do componente financeiro da Portaria nº 120, de 20 de abril de 2016, homologado nos últimos processos de revisão das transmissoras prorrogadas<sup>18</sup>, entraram, no ciclo 2023-2024, no último degrau de ajustes realizados em função do referido escalonamento. Em relação ao ciclo anterior, esse reposicionamento fez as respectivas receitas subirem 112,04%.

### III.3.2 – Redução de 50% da RAP dos contratos licitados entre 1999 e 2006

57. 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”.*

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

<sup>18</sup> Contratos de Concessão nºs 006/1997, 055/2001, 057/2001, 058/2001, 059/2001, 060/2001, 061/2001, 062/2001, 063/2001.

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

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	PPTTE	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	SPTTE	007/2007
TAESA	006/2004	ATE IV	008/2007
LUMITRANS	007/2004	ATE V	009/2007
AETE	008/2004	CHESF	010/2007
TRANSLESTE	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.**

59. Os contratos de concessão que possuem instalações de transmissão, cuja entrada em operação comercial completará 15 anos ao longo do ciclo 2023-2024, estão listados no Quadro 2:

Concessionária	Contrato
LTT	004/2006
ELETROSUL	005/2006
PCTE	002/2007
RPTE	003/2007
IE MINAS GERAIS	004/2007
ETES	006/2007
SPTTE	007/2007

**Quadro 2 - Contratos de Concessão com instalações, cuja entrada em operação comercial completará 15 anos durante ciclo 2023-2024.**

\* 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 39/2023 – STR/ANEEL, de 30/06/2023.

60. No levantamento das datas de entrada em operação comercial das instalações, foram utilizadas informações encaminhadas pelo ONS por meio da Carta nº 0374/100/2016<sup>19</sup>, 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.

61. Dado que os contratos de concessão possuem instalações cuja parcela de RAP associada será reduzida em 50% em datas distintas durante ciclo 2023-2024, foi calculada, conforme disciplinado no Submódulo 9.3 do PRORET, a RAP equivalente a ser recebida pelas concessionárias ao longo do referido ciclo.

62. A RAP equivalente, exposta na Tabela 1, considera:

a) os valores pro rata das parcelas de RAP sem redução, de 1º de julho de 2023 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 2024.

**Tabela 1 - RAP equivalente a ser recebida pelas Concessionárias ao longo do ciclo 2023-2024.**

Concessionária	Contrato	RAP Equivalente (Ref.: Jun-23)
LTT	004/2006	109.243.716,18
CGT	005/2006	54.076.746,28
PCTE	002/2007	22.649.579,96
ETES	006/2007	8.586.994,50
RPTE	003/2007	40.505.610,60
IE MINAS GERAIS	004/2007	19.745.007,85
SPTTE	007/2007	37.087.807,80

63. Ressalta-se que, para ciclo 2024-2025, será estabelecida uma nova receita, contemplando a redução plena das parcelas de receita 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, somente parte dos equipamentos associados à concessão tiveram redução de receita processada para o ciclo 2023-2024. No caso, os equipamentos não processados agora passarão pelo ajuste em suas receitas no ciclo 2024-2025.

64. Além disso, alguns contratos de concessão já tiveram parte da receita reduzida no ciclo 2022-2023, como consta na Nota Técnica nº 102/2022-SGT/ANEEL<sup>20</sup>, de 05 de julho de 2022, e tem, no ciclo 2023-2024, a redução plena das parcelas de receita associadas a esses contratos. As transmissoras que se enquadram nessa situação, bem como os valores de RAP com redução plena de 50% são apresentados na Tabela 2.

<sup>19</sup> SIC nº 48513.006775/2016-00.

<sup>20</sup> SIC 48581.001842/2022-00.

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

**Tabela 2 - Contratos com redução plena dos 50% no ciclo 2023-2024.**

Concessionária	Contrato	RAP Redução Plena 50% (Ref.: Jun-23)
ATE III	001/2006	74.586.294,24
CHESF	007/2005	11.999.945,35
CGT	010/2005	73.911.288,07
INTESA	002/2006	90.071.828,07
LUMITRANS	007/2004	23.061.314,69
SMTE	003/2006	92.209.466,60
STC	006/2006	24.528.545,03

### III.3.3 – Revisão periódica da RAP de transmissoras licitadas.

65. Em decorrência da Decisão da Diretoria, consubstanciada no Despacho nº 402, de 14 de fevereiro de 2023, foi postergada a Revisão Tarifária Periódica – RTP de 2023 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 RTP de 2023 das concessionárias licitadas.

66. A RTP de 2023, nessa circunstância, ficou restrita à atualização do custo de Capital de Terceiros da receita ofertada no Leilão e à captura, em favor da modicidade tarifária, de parcela dos ganhos denominados de Outras Receitas das Transmissoras Licitadas<sup>21</sup>. Pela natureza do escopo realizado, não há Parcelas de Ajuste a serem incluídas no Reajuste de 2023.

67. Ratifica-se que os resultados da Revisão de 2023, registrados na Resolução Homologatória nº 3.205, de 13 de junho de 2023<sup>22</sup>, foram incorporados nos cálculos do Reajuste. Por sua vez, há resíduos de receitas e parcelas de ajustes advindas da RTP de 2022, que devem ser consideradas no atual Reajuste.

#### III.3.3.1 RAP dos módulos provisórios da Eletronorte (CC 014/2012).

68. A REA nº 5.060/2015 autorizou a Eletronorte, em caráter excepcional, a instalar 2 módulos provisórios, com o objetivo de adequar o sistema de suprimento a Manaus de 2015 a 2018, mediante a conversão da LT 230 kV Lechuga - Jorge Teixeira - C3 em 138 kV. A Transmissora confirmou que os ativos estavam fora de operação, contudo, alegou que a receita autorizada deveria ser mantida, pois atendera à exigência de Ato da ANEEL.

69. A Diretoria Colegiada da ANEEL acatou parcialmente o pedido da Eletronorte, determinando, por meio do voto da Resolução Homologatória nº 3.174/2023, o cálculo de eventual valor residual devido à Transmissora para ressarcimento dos investimentos realizados, a ser pago como financeiro, na forma de Parcela de Ajuste – PA, a partir do ciclo 2023/2024.

<sup>21</sup> Contratos de Concessão de Elétrica 013/2007, 001/2008, 002/2008, 003/2008, 004/2008, 005/2008, 006/2008, 007/2008, 020/2012, 021/2012, 022/2012, 023/2012, 024/2012, 002/2013, 003/2013, 007/2013, 022/2017, 023/2017, 024/2017, 025/2017, 026/2017, 027/2017, 028/2017, 029/2017, 030/2017, 031/2017, 032/2017, 033/2017, 034/2017, 035/2017, 036/2017, 037/2017, 038/2017, 039/2017, 040/2017, 041/2017, 042/2017, 043/2017, 044/2017, 045/2017, 046/2017, 047/2017, 048/2017, 049/2017, 050/2017, 051/2017, 052/2017, 001/2018, 002/2018, 003/2018, 004/2018, 005/2018, 006/2018, 007/2018, 008/2018, 009/2018, 010/2018, 011/2018

<sup>22</sup> Ver Nota Técnica nº 025/2023-STR, de 7 de junho de 2023, (SIC 48580.001163/2023-00).

\* 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 39/2023 – STR/ANEEL, de 30/06/2023.

70. A SCT apurou os seguintes valores:

- 1) R\$ 1.498.425,80 (Ref.: 06/2022), referente às RAPs pagas à Eletronorte após a saída de operação dos módulos de conexão, a ser descontado do ressarcimento, considerando o período entre setembro de 2019<sup>23</sup> e o final do ciclo tarifário de 2022-2023;
- 2) R\$ 2.436.112,12 (Ref.: 06/2022) devidos como ressarcimento dos ativos não amortizados, a ser pago pelo encerramento da operação<sup>24</sup>.

71. A diferença entre os valores resulta em uma única Parcela de Ajuste – PA a ser paga à Eletronorte (CC 014/2012) no valor de R\$ 974.592,05 (Ref. 06/2023).

Valor calculado pela SCE = R\$937.686,32 (jun/22) x 1,0394 (IPCA) = R\$ 974.592,05 (jun/23)  
Grupo equipamento: GRP LT 138 kV JORGE TEIXEIRA / LECHUGA C-3 - AMAZONAS

72. Em decorrência da adoção de parcela de ajuste para ressarcir os investimentos temporários da concessionária, como calculado pela SCE, a partir de 1º de julho de 2023, a receita dos módulos temporários foi excluída (ver seção III.2.1).

### III.3.3.2 Valoração definitiva do módulo da JTE (CC 001/2007)

73. A JTE requereu o reconhecimento da integralidade dos valores desembolsados pela Concessionária para os módulos associados aos 2 bancos de capacitores. Na Nota Técnica nº 99, de 2023, a SFF acatou parcialmente o requerimento da Transmissora, pontuando as glosas aplicadas na avaliação. A Resolução Homologatória nº 3.207/2023 homologou os valores finais dos ativos reavaliados, conforme tabela abaixo:

**Tabela 3 - valores finais dos ativos reavaliados pela REH nº 3.207/2023.**

IdeMdl	IdeRct	Grupo Equipamento	Tipo Receita	RAP revisada (jun/22)	Investimento revisado (jun/22)	PA Retroatividade (jun/22)	PA Retroativ. anual (jun/22)
102722	27724	Rede Básica	RBNI	3.027.482,34	21.253.024,09	-4.026.550,86	-805.310,17
102721	27723	Rede Básica	RBNI	3.027.898,47	21.253.024,09	-4.022.243,74	-804.448,75

74. Como consequência da reavaliação, são devidas à JTE duas parcelas de ajuste, decorrentes da diferença dos valores recebimento de RAP e Parcela de Ajuste de Retroatividade ao longo do ciclo 2022/2023, conforme tabelas abaixo:

<sup>23</sup> Data confirmada pela Eletronorte na Carta CE-RRG-00121, de 12 de julho de 2022. Observa-se que o pagamento da RAP deveria ter sido descontinuado a partir dessa data, quando os equipamentos saíram de operação.

<sup>24</sup> Considerando que a prestação do serviço se deu entre 29/10/2015 e 01/09/2019 e que no ato de outorga os ativos tinham vida útil de 28 anos, estimou-se a parcela de investimento não amortizada.

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

**Tabela 4.a – Receitas e PA Retroatividade antes e após recurso da revisão da JTE.**

Contrato	Concessionária	Receita de Reforços e Melhorias Revisada (R\$ em jun/22)		PA Retroatividade (anual) (R\$ em jun/22)	
		antes	após	antes	após
001/2007	JTE	8.295.789,56	<b>8.535.621,87</b>	-740.809,74	<b>-518.265,44</b>

**Tabela 4.b – Parcelas de Ajuste em função da REH nº 3.207/2023.**

	referência	PA RAP R&M	PA Retroatividade (anual)
Diferença	jun/22	239.832,31	222.544,30
Diferença	<b>Jun/23 (mensal/IPCA)</b>	<b>246.178,08</b>	<b>228.442,90</b>

### III.3.3.3 Falta de dados para a Revisão da RAP R&M da LTTE (CC 020/2011).

75. A transmissora não encaminhou à SGT os dados necessários para a revisão de 4 módulos de reforços e melhorias em 2022, solicitando intempestivamente, por meio de Pedido de Reconsideração, o reconhecimento do laudo de avaliação.

76. A Diretoria da Aneel, por sua vez, ratificou a recomendação da Superintendência de não acatamento do pedido da concessionária, conforme REH nº 3.207/2023. Portanto, para a Receita de Reforços e Melhoria da LTTE, será aplicado apenas o índice de correção monetária no Reajuste de 2023, assim como foi feito em 2022.

### III.3.4 – Previsão de RAP para novas obras.

4. 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 2023 e 30 de junho de 2024, totalizou **R\$ 1.417.950.095,95**, conforme apresentado na Tabela 3.

**Tabela 5 - Previsão de RAP (R\$) para instalações que entrarão em operação no ciclo 2023-2024.**

Classificação do ativo	Previsão – Pro rata tempore (R \$)			
	Licitadas	Autorizadas	Melhorias	TOTAL
Rede Básica	950.556.890,18	149.837.431,77	38.649.208,62	1.139.043.530,58
Rede Básica de Fronteira	111.380.788,05	48.150.243,34	19.632.865,51	179.163.896,90
DIT compartilhada	1.401.637,67	30.601.797,66	0,00	32.003.435,33
DIT de uso exclusivo	34.667.846,96	23.035.776,53	10.035.549,65	67.739.173,14
<b>TOTAL</b>	<b>1.098.007.162,87</b>	<b>251.625.249,30</b>	<b>68.317.623,78</b>	<b>1.417.950.035,95</b>

\* 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 39/2023 – STR/ANEEL, de 30/06/2023.

5. No anexo V desta nota técnica, consta a lista das instalações previstas para entrarem em operação comercial durante o ciclo 2023-2024 e suas respectivas parcelas de RAP. Ressalta-se que para o cálculo das receitas foram consideradas informações constantes do SIGET em 2 de junho de 2023.

### **III.3.5 – Resolução Autorizativa nº 800, de 30 de janeiro de 2007.**

6. A Resolução Autorizativa nº 800, de 2007, estabelece valores da RAP devidas a CTEEP e a PPTE pelo ressarcimento dos custos dos serviços de operação e manutenção<sup>25</sup> prestados pela CESP em equipamentos de propriedade desta, utilizadas por instalações de Rede Básica das concessionárias ali conectadas, conforme detalhado na Nota Técnica nº 002/2007-SRT/ANEEL, de 8 de janeiro de 2007.

7. Dessa forma, durante o ciclo 2023-2024, 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\$ 2.043.709,54, já atualizado pelo IGP-M.

### **III.3.6 – Encargos de conexão referente ao custeio das ICG e IEG.**

8. O Anexo VII indica os valores dos encargos de conexão<sup>26</sup> 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 007/2009, nº 008/2009, nº 009/2009, nº 019/2010, nº 020/2010, nº 021/2010, nº 008/2011, nº 009/2011, nº 010/2011, nº 018/2012, nº 019/2012 e nº 013/2014.

### **III.4 – PARCELA DE AJUSTE – PA PARA O PERÍODO 2023-2024.**

9. 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 por 1 ano, foi necessária a criação de mecanismo para tratar do superávit ou do déficit de arrecadação que ocorre ao longo do período, pois não existe conta que centraliza os valores pagos pelos usuários. 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 para cada uma das transmissoras.

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

<sup>25</sup> Os custos devidos pela CTEEP e PPTE são definidos nos Arts. 1º e 2º da Resolução Autorizativa nº 800, de 2007.

<sup>26</sup> Os valores foram estabelecidos conforme apresentado na Nota Técnica nº 33/2023-STR/ANEEL, de 22/6/2023, SIC nº 48580.001279/2023-00.

\* 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 39/2023 – STR/ANEEL, de 30/06/2023.

11. 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 até a data de junho do ano de cálculo da referida apuração, sendo a PA o valor resultante da soma dessas diferenças atualizadas mensalmente.

12. Já no caso da atualização anual da PA, as diferenças mensais de um mesmo ciclo são somadas e o resultado total desse somatório é atualizado da data de referência de preços de junho do ciclo a que se refere as receitas até junho do ano de processamento.

13. A ANEEL entende que a atualização anual é a mais adequada, por isso, esse tipo de atualização passou a ser utilizada para as concessionárias cujos contratos de concessão não tinham definido explicitamente a forma de atualização da PA. Este fato ocorreu após amplo debate técnico e decisão colegiada da Diretoria, o que foi materializado por meio da Nota Técnica nº 152/2013-SRT/ANEEL<sup>27</sup>.

14. Para exemplificar que a atualização mensal não corrige adequadamente as diferenças na RAP ocorridas no ciclo anterior, podemos supor uma situação hipotética extrema: uma transmissora que não tenha recebido a RAP que teria direito durante o ciclo. Nesse caso, no ciclo seguinte, ela teria que receber, na forma de PA, a RAP não recebida no ciclo anterior mais a RAP do ciclo em curso, ou seja, deveria receber o valor equivalente a duas RAP. Ao se considerar a atualização mensal, a transmissora recebe menos que duas RAP, no entanto, com a atualização anual ela recebe exatamente duas RAP (o que é correto). O mesmo ocorre se supormos outra situação hipotética extrema: uma transmissora que tenha recebido a RAP em dobro durante o ciclo. Nesse caso, no ciclo seguinte, se considerarmos a atualização anual a transmissora não receberia nada (o que é correto), e na atualização mensal ainda restaria algum valor a receber. Dessa forma, percebe-se que a atualização mensal não atualiza o valor da PA adequadamente.

15. Além disso, a regra regulatória prevê atualmente que a aplicação da metodologia de atualização “anual” da PA para os casos em que no contrato de concessão não consta explicitamente 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.

16. O Anexo VI desta Nota Técnica apresenta os valores da PA para o período 2023-2024 por Contrato de Concessão, cujo resumo é mostrado na tabela abaixo.

---

<sup>27</sup> SIC 48552.001557/2013-00.

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



**Tabela 6 – Parcelas de Ajuste e Financeiros**

Tipo	Rede Básica (R\$)	Rede Básica de Fronteira (R\$)	DIT Compartilhada (R\$)	DIT de Uso Exclusivo (R\$)	ICG / IEG (R\$) (2)	TOTAL (R\$)
Financeiro Melhorias	481.963,28	0,00	0,00	0,00		481.963,28
PA Apuração	-1.274.652.991,84	-231.005.565,05	-30.520.136,57	0,00		-1.536.178.693,46
PA Instalações Autorizadas sem RAP prévia (1)	2.044.094,75	0,00	1.392.464,93	40.402.136,74		43.838.696,42
PA Outros Ajustes	561.946.760,76	-13.694.947,33	370.709,17	-5.239.081,50	2.008.360,88	545.391.801,98
PA Qualidade DIT	0,00	0,00	0,00	-4.756.740,56		-4.756.740,56
PA Revisão	-13.578.882,69	21.235.475,33	-837.399,93	20.950.152,20		27.769.344,91
<b>TOTAL</b>	<b>-723.759.055,74</b>	<b>-223.465.037,05</b>	<b>-29.594.362,40</b>	<b>51.356.466,88</b>	<b>2.008.360,88</b>	<b>-923.453.627,43</b>

(1) Conforme Nota Técnica nº 111/2023-SCE/ANEEL, de 2 de junho de 2023. (2) Os valores de PA de ICG/IEG não constam na Lista PA disponibilizada pois já se encontram contabilizados no Anexo VII.

17. Ressalta-se que estes valores já contemplam as alterações apresentadas na Nota Técnica nº 44/2023-SGT/ANEEL<sup>28</sup>, que apresenta o resultado dos Pedidos de Reconsideração interpostos em face da Resolução Homologatória nº 3.067, de 2022.

#### III.4.1 – PA Apuração

18. 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.

19. O índice de atualização da PA Apuração não coincidirá com o índice de atualização ordinário aplicado às receitas para o ciclo. Isso ocorre em virtude de existirem receitas de mais de um ciclo na apuração, bem como em virtude do regime de atualização da PA de cada contrato. No caso concreto (PA Apuração realizada no ciclo 2023-2024), a competência de 06/2022 pertence ao ciclo 2021-2022 e as demais (07/2022 a 05/2023) pertencem ao ciclo 2022-2023.

20. Como já comentado, o regime de atualização utilizado foi o definido no Contrato de Concessão (ou ato de equiparação) e o que consta no Submódulo 9.3 do Proret. Para identificar o índice e regime de atualização de um contrato específico, orientamos a identificação na lista de módulos aprovada para o ciclo.

21. Adicionalmente, salientamos que o resultado da apuração pode ser impactado pelos problemas apontados pela área de fiscalização em seu Memorando nº 69/2023-SFT/ANEEL<sup>29</sup>, a seguir:

“1. Referimo-nos ao Memorando supracitado por meio do qual a STR, antiga SGT, solicitou ações desta Superintendência quanto a revisão de Termos de Liberação - Tls cadastrados no Siget, assim como a verificação de casos específicos destacados no Memorando em tela.

<sup>28</sup> 48581.000470/2023-00.

<sup>29</sup> SIC 48532.003175/2023-00.

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

[...]

3. ***Contudo, faz-se necessário apontar algumas dificuldades atuais relacionadas à atividade. Uma delas refere-se à utilização de novo sistema computacional pelo ONS para gerenciamento dos Tls emitidos, “Novo SGIntegração”, o qual ainda não foi disponibilizado aos usuários da ANEEL. Em função desse período de transição entre sistemas, alguns problemas foram identificados, como o não envio de Tls por e-mail à ANEEL. Outro exemplo de dificuldade enfrentada refere-se à solicitação de retificação de Tls, ainda não realizada, uma vez que é necessário o auxílio da SGI para realizar essa retificação. Esses fatos prejudicam o desenvolvimento da atividade de cadastro e revisão dos Tls.***

[...]

6. ***Importante pontuar que é obrigação das transmissoras disponibilizar as informações necessárias para que o empreendimento seja considerado como “concluído” no Siget. Sem essa condição, não é possível realizar o cadastramento desses Termos. Ainda assim, a SFT tem entrado em contato com esses agentes de forma a buscar a inserção desses dados no sistema e possibilitar o cadastro dos Termos de Liberação.”***  
***(grifos nossos)***

22. Analisando a planilha encaminhada pela área de fiscalização, verificamos que existem problemas nos cadastros de TL em função (a) da falta de informação tempestiva de responsabilidade das transmissoras; (b) da falta informação oriunda do ONS em função do novo sistema de TL, bem como da impossibilidade de acesso dos usuários da ANEEL ao mesmo; (c) da falta de cadastro de equipamentos para associação de instalações; e (d) das dificuldades de alterações de incorreções pela interface do Siget.

23. Reforçamos que o problema (a), descrito acima, deveria ser uma obrigação cumprida pelas transmissoras até 31 de maio do ano de processamento do reajuste, conforme preconiza o Submódulo 10.4 do Proret. Sem isso, os trabalhos do fluxo do reajuste ficam totalmente prejudicados. Além disso, os prazos estabelecidos neste submódulo têm se mostrado cada vez mais desafiadores para o cumprimento dos trabalhos necessários à consecução do reajuste da RAP, principalmente para a própria ANEEL.

24. Analisando os impactos de eventuais TL não carregados para o BD do reajuste, não identificamos ajustes desproporcionais às receitas ativas no início do ciclo, razão pela qual eventuais revisões de informações de operação poderão ter tratadas após período mínimo para interações entre os agentes envolvidos. Salientamos que eventuais TL não considerados em um ciclo são considerados na rubrica “Retroativo” na PA Apuração seguinte.

25. Dessa forma, com relação à PA Apuração, reforçamos que (i) a atualização das diferenças não coincidirá com o índice de atualização ordinário aplicado às receitas para o ciclo; e (ii) na eventualidade de falta de informações de operação para cálculo da apuração, eventuais ajustes poderão

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

Pág. 27 da Nota Técnica nº 39/2023 – STR/ANEEL, de 30/06/2023.

ser tratados após período necessário à referida análise, sendo que existe rubrica específica para calcular TL não considerados em um ciclo da RAP.

### III.4.2 – PA Instalações Autorizadas sem RAP prévia.

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

3. As PA Instalações Autorizadas sem RAP prévia para o ciclo 2023-2024 foram calculadas considerando as obras que tiveram a parcela de RAP estabelecida pela SCT, conforme consta na Nota Técnica nº 111/2023-SCT/ANEEL<sup>30</sup>, que ensejou a publicação da Resolução Autorizativa nº 3.208, de 20 de junho de 2023.

4. Desse modo, a Tabela abaixo representa o somatório, por transmissora e contrato, dos valores relativos às PA Instalações Autorizadas sem RAP Prévia para consideração no ciclo 2023-2024:

**Tabela 7– Parcela de Ajuste relativa à Instalações Autorizadas sem RAP Prévia (ciclo 2023-2024).**

Concessionária	Contrato	PA Instalações Autorizadas (R\$) SEM RAP Prévia (Ref.: 06/2023)
CEEE-T	055/2001	1.998.410,86
CEMIG-GT	006/1997	1.537.275,33
CHESF	061/2001	30.832.802,14
CTEEP	008/2022	42.400,71
CTEEP	059/2001	3.049.840,15
FURNAS	062/2001	846.460,78
SMTE	003/2006	905.769,36
CGT	005/2009	219.819,21
CGT	011/2010	1.936.222,40
CHESF	010/2011	459.164,43*
IE JAGUAR 9	015/2008	2.041.747,50

### III.4.3 – PA Revisão

5. 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.

#### III.4.3.1 – Efeito Retroativo da Revisão Periódica de Receitas de Reforços Autorizados

6. Conforme itens 4.2 e 4.3 do Módulo 3 – Instalações e Equipamentos, das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, aprovada pela Resolução Normativa nº 905, de 8 de dezembro de 2020, a receita revisada de reforços e melhorias autorizadas retroagirá à data de início de vigência da RAP, sendo que a eventual diferença decorrente da revisão do valor será considerada na RAP

<sup>30</sup> 48526.003918/2023-00.

\* 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 39/2023 – STR/ANEEL, de 30/06/2023.

da concessionária de transmissão.

7. 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.

8. Cabe esclarecer que a parcela de ajuste total calculada é dividida em parcelas iguais que serão aplicadas até o próximo processo de revisão periódica da RAP dessas concessionárias, conforme consta na Resolução Normativa nº 905, de 2020.

#### III.4.4 – Parcela Variável

9. As Parcelas Variáveis – PV são descontos aplicados na RAP devido à diminuição da qualidade do serviço prestado pelas transmissoras em decorrência do atraso para a entrada em operação, da indisponibilidade e da restrição operativa de instalações sob suas concessões. Durante o período de junho de 2022 a maio de 2023 foi descontado da receita das transmissoras os valores apresentados na Tabela abaixo.

**Tabela 8 – Descontos aplicados nas receitas das transmissoras de junho de 2022 a maio de 2023.**

Concessionárias	Parcela variável descontada (R\$)
NÃO LICITADAS	883.577,29
NÃO LICITADAS PRORROGADAS	165.649.934,48
LICITADAS	169.001.611,88
INTERLIGAÇÕES INTERNACIONAIS	5.677.807,69
<b>TOTAL</b>	<b>341.212.931,34</b>

Fonte: CARTA CTA-ONS DTA 1088/2023- SIC nº 48513.013762/2023-00.

10. 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\$ 341.212.807,34.

#### III.4.5 – PA Qualidade DIT

11. 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.

12. A STD, por meio do Nota Técnica nº 008/2023-STD/ANEEL<sup>31</sup>, apresentou as informações referentes à apuração do recebimento dos indicadores e compensações de continuidade para distribuidoras acessadas por outras distribuidoras e para transmissoras responsáveis por instalações classificadas como Demais Instalações de Transmissão – DIT do ano de 2022, conforme estabelecido pelo Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica do PRODIST.

<sup>31</sup> SIC nº 48552.000557/2023-00.

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

13. Assim, a STR, utilizando as informações apresentadas pela STD, calculou a PA Qualidade DIT que deve ser aplicada no ciclo 2023-2024, por transmissora, relativa ao período de operação de 2022, consoante a tabela abaixo.

**Tabela 9 – Parcela de Ajuste Qualidade nas DIT para o ciclo 2023-2024.**

Concessionária	Contrato	Distribuidora	PA Qualidade DIT (R\$) Ref.: Jun/2023	PA Qualidade DIT Total (R\$) Ref.: Jun/2023
CHESF	021/2010	ENEL CE	-R\$ 31.310,90	-R\$ 31.310,90
CHESF	061/2001	CELPE	-R\$ 45.034,49	-R\$ 45.034,49
CHESF	061/2001	SULGIPE	-R\$ 65.535,77	-R\$ 65.535,77
CTEEP	059/2001	CPFL-PAULISTA	-R\$ 12.328,12	-R\$ 12.328,12
CTEEP	059/2001	CPFL SANTA CRUZ	-R\$ 412.346,82	-R\$ 412.346,82
CTEEP	059/2001	ELEKTRO	-R\$ 418.406,73	-R\$ 418.406,73
CTEEP	059/2001	ELETROPAULO	-R\$ 126.062,90	-R\$ 126.062,90
ELETRONORTE	058/2001	EQUATORIAL PA	-R\$ 124.746,84	-R\$ 124.746,84
FURNAS	062/2001	CEMIG-D	-R\$ 115.255,58	-R\$ 1.138.483,57
CEMIG-GT	006/1997	CEMIG-D	-R\$ 875.178,20	
SMTE	003/2006	CEMIG-D	-R\$ 148.049,78	
CEEE-T	055/2001	RGE SUL	-R\$ 1.105.814,65	-R\$ 1.105.814,65
CEEE-T	055/2001	CEEE-D	-R\$ 1.225.309,68	-R\$ 1.227.632,39
MEZ 5	003/2021	CEEE-D	-R\$ 2.322,72	
LUZIÂNIA-NIQUELÂNDIA	010/2012	EQUATORIAL GO	-R\$ 49.037,38	-R\$ 49.037,38

#### III.4.6 – PA Outros Ajustes e demais casos

14. 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.

##### III.4.6.1 - Despacho nº 848, de 2023: Efeitos Financeiros em Encargos de Conexão.

15. As alterações nos valores dos encargos de conexão decorrentes da análise dos Pedidos de Reconsideração interpostos em face da REH nº 3.067, de 2022, terão seus efeitos financeiros considerados em forma de PA a ser contabilizada durante do ciclo 2023-2024, conforme estabelecido pelo Despacho ANEEL nº 848, de 2023.

16. Foram adotados nos processos tarifários de 2022 das concessionárias de distribuição ENEL SP e Energisa Tocantins (ETO) estimativas de custos de conexão, pois os seus processos foram deliberados antes da conclusão do processo de reajuste da RAP de 2022 e entraram em vigor em 04 de julho de 2022. Mesmo procedimento foi adotado para a distribuidora Energisa Sul-Sudeste (ESS), pois no fechamento da instrução do seu processo tarifário ainda não havia o valor definitivo do encargo de conexão. Por isso, a referência para a apuração da diferença dos custos de conexão desses usuários são os valores

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

Pág. 30 da Nota Técnica nº 39/2023 – STR/ANEEL, de 30/06/2023.

considerados em seus processos tarifários de 2022 e não da Lista de Módulo da REH nº 3.067, de 2022.

17. Cabe ressaltar que no processo tarifário da distribuidora ETO de 2022 foi considerado no custo de conexão um financeiro de R\$ 941.955,61 referente à transmissora Colinas. Como trata-se de um ajuste retroativo aplicado no processo tarifário de 2022 da distribuidora, esse valor não entra na apuração desta PA, que tem como objetivo apurar diferenças entre a cobertura do encargo de conexão que as distribuidoras recebem para honrar os seus compromissos nos 12 meses subsequentes ao processo tarifário e o valor definitivo aprovado após a análise dos recursos dos processos das transmissoras. Procedimento semelhante se aplica para a distribuidora ENEL SP que teve um financeiro de R\$ 5.305.243,69 de um ajuste retroativo aplicado em seu processo tarifário de 2022.

18. Houve três retificações da REH nº 3.067/2022:

i) Primeira retificação teve como objetivo corrigir o Anexo VI, pois o arquivo gerado pelo SIGET apresentou inconsistência na apresentação das informações conforme explicado na Nota Técnica nº 149/2022-SGT/ANEEL. Portanto, não gera nenhum efeito na apuração da PA da diferença DIT dos encargos de conexão;

ii) Segunda retificação teve como objetivo corrigir o usuário da instalação EL 69 kV C.GRANDE II AEROCUBE, IdeMdl 40019, conforme explicado na Nota Técnica nº 166/2022-SGT/ANEEL. Dessa forma, a referência para apuração da PA foi a versão retificada para os grupos de equipamentos GRP CAMPINA GRANDE II – EPB e GRP CAMPINA GRANDE II – EBO; e

iii) Terceira retificação tratou da alteração de PA decorrente do Parecer de Força Executória em favor da transmissora NBTE conforme explicado na Nota Técnica nº 156/2022-SGT/ANEEL. Como se trata de valores relacionados com a rede básica, não tem relação com esta PA.

19. Conforme Nota Técnica nº 44/2023-SGT/ANEEL (item vii do Anexo B9), da instrução dos recursos do processo tarifário da RAP do ciclo 2022/2023, instalações foram transferidas da transmissora Eletronorte para a distribuidora Equatorial Pará em função do Despacho nº 2.371/2021. Com isso, as instalações do grupo GRP CAMETA – CELPA e a instalação identificada com o IdeMdl 16734 do grupo GRP TUCURUI VILA - CELPA foram excluídos da versão final da Lista de Módulos do ciclo 2022/2023 após deliberação dos recursos aprovados pelo Despacho nº 848/2023.

20. Como essas instalações constaram na versão original da Lista de Módulos da REH nº 3.067/2022, os seus valores foram incluídos nos encargos de conexão apurados no processo tarifário da distribuidora Equatorial Pará de 2022. Com a exclusão dessas instalações da versão definitiva da lista de módulo do ciclo 2022/2023, aprovado pelo Despacho nº 848/2023, foi apurado uma PA negativa de R\$ 1.979.108,12 a ser devolvida para os consumidores da distribuidora Equatorial Pará referente ao grupo GRP CAMETA – CELPA. Como esse grupo deixou de existir, o valor foi acrescido à PA apurada para o grupo GRP TUCURUI – CELPA para efetivar a devolução dentro do contrato nº 58/2001 da transmissora Eletronorte. Já o valor da instalação identificada com o IdeMdl 16.734 foi devolvido dentro da PA apurada para o grupo GRP TUCURUI VILA – CELPA, que continua existindo com outras instalações.

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

Pág. 31 da Nota Técnica nº 39/2023 – STR/ANEEL, de 30/06/2023.

21. Destaca-se que o grupo GRP USI CAMPOS - FURNAS-G, referente ao Contrato nº 62/2001, da transmissora Furnas, estava na publicação original da Lista de Módulo classificada como DIT Exclusiva e na versão final da Lista de Módulo do ciclo 2022/2023, aprovado pelo Despacho nº 848/2023, a classificação foi alterada para DIT Compartilhada. Dessa forma, haverá uma PA negativa para compensar o gerador Furnas que constou como usuário na versão original da Lista de módulo do ciclo 2022/2023.

22. 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 3.067/2022, e os valores definidos apresentados na Lista PA de DIT Exclusiva do Despacho nº 848/2023. Os resultados consolidados são apresentados na tabela abaixo.

**Tabela 10 – Diferenças entre os valores de DIT Exclusiva apurados na REH nº 3.067/2022 e os valores do Despacho nº 848/2023.**

PA das Diferenças de DIT Exclusiva	Valores a preços de julho/2023 (R\$)
PA de Encargos de Conexão – referente à RAP	1.023.192,38
PA de Encargos de Conexão – referente à Lista PA	- 627.899,27

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

#### **III.4.6.2 – Passivo Financeiro pela Suspensão do Pagamento Base.**

24. O ONS, por meio da Carta CTA-ONS DTA 1088/2023<sup>32</sup>, de 7 de junho de 2023, informou sobre as funções de transmissão relacionadas com Rede Básica de Fronteira e cujas interrupções de Pagamentos Base suspensos em decorrência da não prestação do serviço público de transmissão não foram descontadas na AMSE durante o ciclo 2022-2023.

25. Essas suspensões de Pagamento Base ocorrem em cumprimento às disposições regulamentares estabelecidas no subitem 4.5.2 do Módulo 4 (Prestação dos Serviços) das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, aprovado pela Resolução Normativa nº 906, de 8 de dezembro de 2020. Dessa forma, a STR apresenta a tabela abaixo com os valores<sup>33</sup> a serem devolvidos pelas concessionárias de transmissão durante o ciclo 2023-2024, referente às suspensões dos pagamentos base informadas pelo ONS.

**Tabela 11 – Valores a devolver pela Concessionária devido à suspensão dos pagamentos-base.**

Concessão	Contrato	Grupo	Regime atualização	PA Ref.: 06/2023
IESUL	016/2008	FORQUILHINHA-230/69 kV	IPCA/mensal	- R\$ 32.670,72
VINEYARDS	031/2017	LAJEADO 3-230/69 kV	IPCA/anual	-R\$ 560.003,79

<sup>32</sup> SIC 48513.013762/2023-00.

<sup>33</sup> A memória de cálculo encontra-se anexa ao Processo.

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

### III.4.6.3 – Valores referentes à O&M de instalações transferidas.

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

27. A tabela a seguir 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 transferência<sup>34</sup>. A PA se refere ao período compreendido entre a data de entrada em operação comercial das instalações até 30 de junho de 2023<sup>35</sup>.

28. A mesma tabela exibe também 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 seccionada<sup>36</sup>.

**Tabela 12 - Parcela de Ajuste associada à operação e manutenção das instalações transferidas.**

Transmissora	Contrato	Ato Autorizativo	PA O&M R\$ - Ref.: Jun-2023	PA (outros serviços) R\$ - Ref.: Jun-2023
Afluyente	001/2010	DSP nº 107/2023	867.588,07	
Afluyente	001/2010	DSP nº 107/2023		211.285,75
CTEEP	059/2001	REA nº 13572/2023		64.985,44
CTEEP	061/2001	REA nº 13572/2023		95.520,71
CTEEP	061/2001	REA nº 13572/2023		38.681,01
CTEEP	061/2001	REA nº 13572/2023		45.429,60
MGE	008/2010	DSP nº 175/2023	1.463.790,89	
MGE	008/2010	DSP nº 175/2023		1.018.459,27
Furnas	062/2001	DSP nº 183/2023	2.273.104,66	
Furnas	062/2001	DSP nº 199/2023	2.939.654,58	
Furnas	062/2001	DSP nº 199/2023		2.005.863,66
Eletronorte	058/2001	DSP nº 553/2023	1.381.652,09	
Copel	060/2001	DSP nº 476/2023	2.683.662,72	
Copel	060/2001	DSP nº 476/2023		2.383.984,23
Eletronorte	058/2001	DSP nº 554/2023	6.380.944,38	
Eletronorte	058/2001	DSP nº 554/2023		2.681.360,97
Chesf	061/2001	DSP nº 267/2023	1.046.471,10	
Chesf	061/2001	DSP nº 267/2023		1.293.970,51
Eletronorte	058/2001	DSP nº 555/2023	834.502,68	
Eletronorte	058/2001	DSP nº 275/2023	8.271.192,65	
Esperanza	018/2014	DSP nº 563/2023	1.097.166,53	
CTEEP	059/2001	DSP nº 564/2023	165.841,67	
CTEEP	059/2001	DSP nº 559/2023	337.922,57	

<sup>34</sup> Ver Item 6.6 do Módulo 3 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica.

<sup>35</sup> Exceção para os ativos referentes à Portaria nº 631, entre 6 de junho de 2021 (quando findou a outorga anterior) e 6 de abril de 2023 (a assinatura do Termo Aditivo com a incorporação) e à Portaria nº 657, entre 2 de fevereiro de 2021 (final da outorga anterior) e 23 de março de 2023 (celebração do aditivo com a incorporação).

<sup>36</sup> 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.



Transmissora	Contrato	Ato Autorizativo	PA O&M R\$ - Ref.: Jun-2023	PA (outros serviços) R\$ - Ref.: Jun-2023
CTEEP	059/2001	DSP nº 691/2023	169.185,99	
Taesa	087/2002	DSP nº 324/2023	1.318.891,58	
Taesa	087/2002	DSP nº 324/2023		628.425,43
Chesf	061/2001	DSP nº 337/2023	1.371.883,00	
Chesf	061/2001	DSP nº 337/2023		2.141.910,80
Chesf	061/2001	DSP nº 420/2023	904.020,14	
Chesf	061/2001	DSP nº 420/2023		3.458.584,76
Cemig	006/1997	DSP nº 478/2023		2.031.280,55
CEEE-T	055/2001	DSP nº 425/2023	241.847,05	
CEEE-T	055/2001	DSP nº 425/2023		649.122,36
Cemig	006/1997	DSP nº 460/2023	635.641,64	
Cemig	006/1997	DSP nº 460/2023		2.100.506,15
Eletronorte	058/2001	Prt. N° 631/MME	8.822.027,09	
Eletronorte	058/2001	Prt. N° 631/MME	5.196.551,28	
CGT Eletrosul	057/2001	Prt. N° 657/MME	544.790,48	

#### III.4.6.4 – Instalações de Rede Básica de Fronteira ou DIT Compartilhada que entraram em operação comercial com pendência não impeditiva própria.

29. De acordo com a Nota Técnica nº 304/2016-SGT/ANEEL<sup>37</sup>, 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 Provisório – TLP com pendência não impeditiva própria, serão tratados por meio de parcela de ajuste, a ser estabelecida no Reajuste Anual das RAP das concessionárias.

30. Sendo assim, foram calculadas as Parcelas de Ajuste apresentadas na Tabela abaixo, 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 Compartilhadas que tiveram a entrada em operação comercial reconhecida ao longo do ciclo 2022-2023 ou que entraram em operação comercial em ciclos anteriores, mas que ainda se encontram em operação comercial com pendência não impeditiva própria.

**Tabela 13 - Parcelas de Ajuste apresentadas a seguir referente aos descontos de que trata o Módulo 3 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica.**

Concessionária	Contrato	Grupo Pagador	PA (R\$) (Ref. Jun/2023)
ELETROSUL	057/2001	AREIA-230/138 kV	-101.851,11
ELETROSUL	057/2001	SIDEROPOL.ESU-230/69 kV	-392.134,49
FURNAS	062/2001	P.COLOMBIA-345/138 kV	-2.478.022,19
FURNAS	062/2001	BRAS. GERAL-230/34,5 kV	-233.589,54
TESB	001/2011	VIAMAO 3-230/69 kV	-466.735,98
TESB	001/2011	RESTINGA-230/69 kV	-384.510,00

<sup>37</sup> 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.

Concessionária	Contrato	Grupo Pagador	PA (R\$) (Ref. Jun/2023)
TESB	001/2011	JARDIM BOTANICO-230/69 kV	-436.363,74
TESB	001/2011	CANDELARIA 2-230/69 kV	-188.604,10
ARTEON Z3	009/2018	ITABUNA III-230/138 kV	-65.638,49
FURNAS	062/2001	C. DOURADA-230/138 kV	-50.456,38
FURNAS	062/2001	CAMPOS-345/138 kV	-19.656,52
MANTIQUEIRA	005/2016	TIMOTEO 2-230/69 kV	-415.889,50
MANTIQUEIRA	005/2016	J.MONLEVADE 4-230/69 kV	-434.009,48
MANTIQUEIRA	005/2016	BRAUNAS-230/138 kV	-1.261.613,81
LITORAL SUL	018/2016	TORRES 2-230/69 kV	-352.393,15
CPFL SUL II	011/2019	VILA MARIA-230/138 kV	-162.568,03
CPFL SUL II	011/2019	PORTO ALEGRE 1-230/69 kV	-354.028,89
CEMIG	006/1997	BARREIRO 1-345/138 kV	-71.295,35
CEMIG	006/1997	ITABIRA 2-230/13,8 kV	-1.847,90
CEMIG	006/1997	G.VALADARES 2-230/13,8 kV	-7.807,39
CEMIG	006/1997	JAGUARA-US-345/138 kV	-3.676,39
CEMIG	006/1997	PIMENTA-345/138 kV	-28.024,39
CEMIG	006/1997	IPATINGA 1-230/138 kV	-81.909,12
ITAMARACÁ	011/2018	MATA NORTE-230/69 kV	-52.258,75
LAGOS	013/2018	LAGOS-345/138 kV	-56.374,52
COPEL	060/2001	SARANDI-230/138 kV	-25.759,70
MONTES CLAROS	003/2010	PADRE FIALHO-345/138 kV	-35.204,15
CASTANHAL	051/2017	CASTANHAL-230/138 kV	-27.877,37
EDP GOIAS	063/2001	ITAPACI-230/138 kV	-112.721,60
EDP GOIAS	063/2001	ANHANGUERA GO-230/138 kV	-12.072,54
CHESF	061/2001	C.GRANDE II-230/69 kV	-4.903,31
EKTT 6 (RIO FORMOSO)	009/2020	RIO FORMOSO II-230/138 kV	-24.348,92
ENERGISA TOCANTINS	004/2019	DIANOPOLIS-230/138 kV	-175.744,94
ETEPA	050/2017	TOME-ACU-230/138 kV	-88.897,14
FS TRANSMISSORA	017/2018	FEIRA DE SANTANA III-230/69 kV	-103.546,99
IE BIGUAÇU	012/2018	RATONES-230/138 kV	-11.266,53
IE ITAÚNAS	018/2017	JOAO NEIVA 2-345/138 kV	-555.133,45
IVAÍ	022/2017	PARANAVAI NORTE-230/138 kV	-189.797,70
SIMÕES	028/2018	CHAPADA I-230/138 kV	-155.895,09
SOLARIS	031/2018	JAIBA-230/138 kV	-317.001,61
ARTEON Z2	045/2017	CAXIAS II-230/69 kV	-59.740,24
<b>TOTAL</b>			<b>-10.001.170,51</b>

31. 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 no arquivo “PA pendência ã imped própria”.

32. Ainda, cabe frisar ajuste relacionado com os ajustes identificados.

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

33. Conforme consta no processo nº 48500.006371/2021-23, por meio do Despacho nº 1.304, de 13 de maio de 2022, a SRT/ANEEL determinou que o ONS revisasse os TLR emitidos para a SE Vinhedos desconsiderando a existência de PIT da RGE Sul enquanto a tomada de carga na subestação estivesse aderente com as etapas e prazos constantes nos Procedimentos de Rede.

34. Por meio da carta CTA-ONS DTA 1079/2022<sup>38</sup>, de 20 de junho de 2022, o ONS informou que em atenção ao Despacho nº 1.304, de 2022, que ajustaria os TLR associados ao caso e que não aplicaria nenhuma compensação financeira relacionada à retificação desses TLR.

35. Em função desse fato, não foi aplicada nenhuma Parcela de Ajuste relacionada à entrada em operação comercial das instalações da SE Vinhedos no reajuste anterior da RAP. A análise do caso foi concluída em função do Despacho nº 2.044/2022, que será comentado na próxima seção.

### III.4.6.5 – Determinações da Diretoria

36. Ao longo do ciclo de receita das transmissoras, a Diretoria da ANEEL efetiva determinações que afetam o resultado do reajuste da RAP. Algumas<sup>39</sup> são consideradas na análise dos recursos do ciclo correspondente. Contudo, outras precisam ser analisadas na definição ordinária do reajuste ciclo, como no presente processo. Assim, seguem decisões e respectivos impactos no processo de RAP para o ciclo 2023-2024.

- **Despacho nº 2.198/2022, que confirma o Despacho nº 1.630/2021.**

37. Por meio do Despacho SFE/ANEEL nº 1.630<sup>40</sup>, de 8 de junho de 2021, a área de fiscalização publicou o resultado da análise das responsabilidades das concessionárias de transmissão envolvidas no processo de integração para a entrada em operação comercial das LT 500 KV Rio Verde Norte - Marimbondão II C1 e C2, integrantes do Contrato de Concessão nº 013/2012 ANEEL, em face de pendências impeditivas de terceiros constantes nos TL emitidos pelo ONS. O referido ato decidiu:

***“retificar os Termos de Liberação Parciais TL ONS 240/P/9/2016 a 250/P/9/2016 e os TLRs ONS 277/P/9/16 a 280/P/9/2016, que reconheceram a entrada em operação comercial provisória, a partir de 31 de agosto de 2016 e 12 de setembro de 2016, das Linhas de Transmissão 500 kV Rio Verde Norte - Marimbondão II C1 e C2, respectivamente, e demais FTs associadas, outorgadas à Guaraciaba Transmissora de Energia S.A – TP Sul (GTE), por meio do Contrato de Concessão nº 013/2012- ANEEL, de 10 de maio de 2012, corrigindo a data em que a transmissora faz jus à receita no percentual de 90% da RAP, para a data em que efetivamente iniciou a prestação do serviço público de transmissão por parte desses ativos, qual seja, a partir de 21 de dezembro de 2016.”***

<sup>38</sup> SIC 48513.016588/2022-00

<sup>39</sup> Exemplo: a REA nº 11.279, de 8 de março de 2022, que foi considerada nos recursos ao ciclo 2021-2022.

<sup>40</sup> SIC 48534.002095/2021-00.

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

**(grifos nossos)**

38. Em sede de recurso administrativo, a Diretoria colegiada da ANEEL, por meio do Despacho nº 2.198, de 16 de agosto de 2022, decidiu:

***“conhecer e, no mérito, negar provimento ao recurso administrativo interposto pela Guaraciaba Transmissora de Energia, cadastrada sob o CNPJ 15.286.437/0001-00, em face do Despacho nº 1.630, de 8 de junho de 2021, que retificou os Termos de Liberação Parciais ONS 240/P/9/2016 a 250/P/9/2016 e ONS 277/P/9/2016 a 280/P/9/2016.”***

**(grifos nossos)**

39. Após a decisão definitiva, a área de fiscalização, por meio do Ofício nº 500/2022-SFE/ANEEL<sup>41</sup>, de 23 de setembro de 2022, orientou o ONS que retificasse os referidos TL. Em 31 de outubro de 2022, o ONS encaminhou a carta CTA-ONS DTA 1935/2022<sup>42</sup>, indicando ter providenciado a referida correção.

40. Em 4 de novembro de 2022, a TP SUL encaminhou a Carta GTE 027/2022<sup>43</sup>, por meio da qual informou ao ONS que a relação de TL informados por meio do Ofício nº 500/2022-SFE/ANEEL teria extrapolado o conteúdo das decisões constantes nos atos decisórios citados. Assim, em 18 de novembro de 2022, a área de fiscalização, por meio de seu Ofício nº 640/2022-SFE/ANEEL<sup>44</sup>, retificou ao ONS as informações prestadas pelo Ofício nº 500/2022-SFE/ANEEL.

41. Por fim, o ONS encaminhou a carta CTA-ONS DTA 2221/2022<sup>45</sup>, de 15 de dezembro de 2022, à ANEEL informando ter cancelado as retificações nos TL 240/P/9/2016, 242/P/9/2016, 243/P/9/2016, 246/P/9/2016 a 250/P/9/2016, 278/P/9/2016 e 279/P/9/2016, que extrapolavam a decisão da Diretoria, bem como resumiu os ajustes realizados em função da decisão no quadro abaixo:

---

<sup>41</sup> SIC 48534.005133/2022-00.

<sup>42</sup> SIC 48513.029211/2022-00.

<sup>43</sup> SIC 48513.029496/2022-00.

<sup>44</sup> SIC 48534.006964/2022-00.

<sup>45</sup> SIC 48513.033276/2022-00.

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

Função Transmissão	Nº Termo de Liberação Parcial – <b>cancelado</b>	Nº Termo de Liberação com Pendência - <b>Vigente</b>	Data de Entrada em Operação Comercial
RT 500 kV 136 Mvar RIBEIRAOZINHO 3RB	TLPONS/216/10/2022	TL ONS 247/P/9/2016	31/08/2016
RT 500 kV 136 Mvar RIO VERDE NORTE 06RN	TLPONS/217/10/2022	TL ONS 278/P/9/2016	12/09/2016
RT 500 kV 136 Mvar RIO VERDE NORTE 07RN	TLPONS/218/10/2022	TL ONS 249/P/9/2016	31/08/2016
RTR 500 kV 63P3 Mvar RIO VERDE NORTE RTR5	TL ONS 244/P/9/2016	<b>TLPONS/219/10/2022</b>	<b>21/12/2016</b>
RTR 500 kV 63P3 Mvar MARIMBONDO II RTR3	TL ONS 245/P/9/2016	<b>TLPONS/220/10/2022</b>	<b>21/12/2016</b>
RTR 500 kV 33P3 Mvar RIBEIRAOZINHO RTR5	TLPONS/221/10/2022	TL ONS 243/P/9/2016	31/08/2016
RTR 500 kV 45P3 Mvar RIBEIRAOZINHO RTR6	TLPONS/222/10/2022	TL ONS 248/P/9/2016	31/08/2016
RTR 500 kV 45P3 Mvar RIO VERDE NORTE RTR6	TLPONS/223/10/2022	TL ONS 250/P/9/2016	31/08/2016
RTR 500 kV 33P3 Mvar RIO VERDE NORTE RTR4	TLPONS/224/10/2022	TL ONS 242/P/9/2016	31/08/2016
LT 500 kV RIBEIRAOZINHO / RIO VERDE NORTE C 3	TLPONS/225/10/2022	TL ONS 240/P/9/2016	31/08/2016
LT 500 kV MARIMBONDO II / RIO VERDE NORTE C 1	TL ONS 241/P/9/2016	<b>TLPONS/226/10/2022</b>	<b>21/12/2016</b>
LT 500 kV MARIMBONDO II / RIO VERDE NORTE C 2	TL ONS 277/P/9/2016	<b>TLPONS/227/10/2022</b>	<b>21/12/2016</b>
MG RIO VERDE NORTE / CCO-2012-013 - RB	TLPONS/228/10/2022	TL ONS 279/P/9/2016	12/09/2016
MG RIBEIRAOZINHO / CCO-2012-013 - RB	TLPONS/229/10/2022	TL ONS 246/P/9/2016	31/08/2016
MG MARIMBONDO 2 / CCO-2012-013 - RB	TL ONS 280/P/9/2016	<b>TLPONS/230/10/2022</b>	<b>21/12/2016</b>

**Quadro 3 - Retificação dos TLP: correlação entre os TLP, cancelados e vigentes, assim como a data de entrada em operação comercial.**

42. Na carta CTA-ONS DTA 2221/2022, o ONS questionou ainda quanto à necessidade de realização de compensação financeira na Apuração Mensal de Serviços e Encargos – AMS em virtude das retificações acima citadas. Nesse sentido, informamos que os ajustes citados devem ser processados no ciclo 2023-2024 a partir de Parcela de Ajuste homologada na análise que ora encaminhamos<sup>46</sup>.

43. Nesse sentido, em virtude dos efeitos da decisão constante no Despacho nº 2.198, de 16 de agosto de 2022, deve ser considerado no ciclo 2023-2024 Parcela de Ajuste no valor de -R\$ 17.842.184,57, de modo a compensar a retificação das datas das receitas às quais a transmissora TP SUL faz jus, no percentual de 90%, da RAP de 31 de agosto de 2016 e 12 de setembro de 2016 para 21 de dezembro de 2016, conforme descrito na tabela apresentada pelo ONS na carta CTA-ONS DTA 2221/2022. A memória de cálculo consta no arquivo “PA – DSP 2198.20022 – TP Sul”, disponibilizado como anexo no processo.

• **Despacho nº 2.044/2022: ajuste em função do desconto em instalações que entraram em operação com desconto de receita após alteração da data de vigência.**

44. Nos processos de reajuste da RAP, são realizados ajustes financeiros relacionados com descontos nas parcelas de receitas associadas às instalações classificadas como Rede Básica de Fronteira

<sup>46</sup> Por meio da carta CTA-ONS DTA 1088/2023, o ONS confirmou não ter processado ajuste no AMSE.

\* 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 39/2023 – STR/ANEEL, de 30/06/2023.

e DIT Compartilhada que entrarem em operação comercial com desconto das referidas receitas. Essas adequações, conforme Nota Técnica nº 304/2016-SGT/ANEEL47, de 13 de setembro de 2016, são realizadas por meio de Parcela de Ajuste.

45. No ciclo 2022-2023, foi analisado o caso particular da transmissora Vineyards.

46. Conforme consta no processo nº 48500.006371/2021-23, por meio do Despacho nº 1.304, de 13 de maio de 2022, a SRT determinou que o ONS revisasse os TLR emitidos para a SE Vinhedos desconsiderando a existência de PIT da RGE Sul enquanto a tomada de carga na subestação estivesse aderente com as etapas e prazos constantes nos Procedimentos de Rede.

47. Por meio da carta CTA-ONS DTA 1079/2022<sup>48</sup>, de 20 de junho de 2022, o ONS informou que em atenção ao Despacho nº 1.304, de 2022, cancelaria e retificaria os TLR conforme apresentado no quadro abaixo e que não aplicaria nenhuma compensação financeira relacionada à retificação desses TLR.

Função Transmissão	Nº TLR	Situação	Início vigência	Término vigência
TR 230 / 69 KV VINHEDOS 1 RS	TLR-TONS/18/8/2021 [a]	cancelado	-	-
TR 230 / 69 KV VINHEDOS 2 RS	TLR-TONS/17/8/2021 [b]	cancelado	-	-
MG VINHEDOS 69 KV (DIT)	DITTLR-TONS/15/8/2021 [c]	cancelado	-	-
LD 69 KV VINHEDOS / B. GONÇALVES 2 C1	DITTLR-TONS/18/8/2021 [d]	cancelado	-	-
LD 69 KV VINHEDOS / B. GONÇALVES 1	DITTLR-TONS/19/8/2021 [e]	Revisão 1 de [e]	25/07/2021	27/07/2021
LD 69 KV VINHEDOS / B. GONÇALVES 2 C2	DITTLR-TONS/17/8/2021 [f]	Revisão 1 de [f]	25/07/2021	29/07/2021
LD 69 KV VINHEDOS / B. GONÇALVES 3	DITTLR-TONS/16/8/2021 [g]	Revisão 1 de [g]	25/07/2021	02/08/2021

**Quadro 4 – ajustes informados pelo ONS e relacionados com as Compensações financeiras atinentes à SE Vinhedos.**

48. É necessário reforçar o que salientou o Operador Nacional quando informou dos ajustes citados:

***“6. Adicionalmente, informamos que o ONS não executará nenhuma compensação financeira em virtude da ausência de comando específico no despacho [i]. Entendemos que a Agência tomará as providências cabíveis no momento oportuno via parcela de ajuste ou revisão tarifária.”  
(grifos nossos)***

49. Nesse sentido, no ciclo 2022-2023 era necessário aguardar as ações comentadas pelo ONS em sua correspondência, bem como se aguardava o julgamento do recurso apresentado pela transmissora.

<sup>47</sup> SIC nº 48581.002702/2016-00; Nota Técnica que instruiu o Despacho nº 2.568, de 2016.

<sup>48</sup> SIC 48513.016588/2022-00

\* 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 39/2023 – STR/ANEEL, de 30/06/2023.

50. Assim, o recurso foi julgado pela Diretoria da ANEEL em 2 de agosto de 2022, onde se decidiu, por meio do Despacho nº 2.044:

*“(i) conhecer e, no mérito, **negar provimento ao Recurso Administrativo interposto pela SE Vineyards Transmissão de Energia S.A. - Vineyards, CNPJ nº 28.008.733/0001-91, mantendo-se na íntegra os termos do Despacho nº 1.304, de 2022, emitido pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão - SRT e (ii) determinar que a Superintendência de Gestão Tarifária - SGT realize o processamento da compensação financeira relacionada à retificação dos Termos de Liberação de Receita - TLR, a ser aplicada como Parcela de Ajuste da Vineyards no próximo processo de reajuste das receitas das transmissoras.”***  
**(grifos nossos)**

51. Dessa forma, a fim de dar cumprimento ao Despacho nº 2.044/2022, foram levantados os valores relacionados com o desconto de receita associado à SE Vinhedo. Logo, o valor final da compensação financeira a ser incluído no ciclo 2023-2024 é de um ajuste financeiro de -R\$ 313.365,42. A memória de cálculo consta no arquivo “Ajuste Financeiros - Vineyards - DSP 2044.2022.xlsx”, disponibilizado nos arquivos do processo.

• **Despacho nº 2.714/2022. Retificação da data de operação comercial das FT LT 230 kV Palmeiras/Edeia e MG 230 kV Edeia.**

52. Por meio do Despacho nº 2.714, de 27 de setembro de 2022, a Diretoria decidiu reconhecer a entrada em operação comercial das Funções de Transmissão LT 230 kV Palmeiras/Edeia e MG 230 kV Edeia, com respectivo direito ao recebimento da receita, a partir de 17 de fevereiro de 2012.

53. No voto que fundamentou o Despacho nº 2.714, de 27 de setembro de 2022, consta que os Termos de Liberação Definitivos originalmente emitidos reconheciam a data de entrada em operação comercial como sendo 15 de janeiro de 2013.

54. Em 6 de março de 2023, em virtude da emissão do Despacho nº 2.714, de 27 de setembro de 2022, o ONS emitiu os TLDONS/55/3/2023 e TLDONS/56/3/2023, alterando os TLD ONS 027/D/2/2013 e 028/D/2/2013. Naqueles, a data em operação comercial das FT associadas à LT 230 kV Palmeiras/Edeia e ao MG 230 kV Edeia foram alteradas para 17 de fevereiro de 2012.

55. Desse modo, a Transenergia Renovável S.A. – TER (Contrato de Concessão nº 009/2009-ANEEL) deve receber os valores não auferidos em função da operação das referidas FT no período de 17 de fevereiro de 2012 a 14 de janeiro de 2013. Atualizados os valores devidos, foi considerada uma PA no valor de R\$ 36.740.00,71. A memória de cálculo consta detalhada na planilha “PA\_ DSP 2714.2022”, disponibilizada nos anexos.

\* 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 39/2023 – STR/ANEEL, de 30/06/2023.

• **Despacho nº 1.243/2023. Recomposição de RAP para transmissoras afetadas pela redução judicial de MUST da CBA.**

56. No âmbito do processo 48500.002991/2022-74, foram analisados os pleitos encaminhados pela Associação Brasileira da Infraestrutura e Indústrias de Base (ABDIB)<sup>49</sup>, pelo Grupo Transmissoras Brasileiras de Energia (TBE)<sup>50</sup>, pela concessionária de transmissão Sistema de Transmissão Nordeste S.A. (STN)<sup>51</sup> e, conjuntamente<sup>52</sup>, pelas concessionárias de transmissão Amazonas Empresa Transmissora de Energia S.A. (AETE), Empresa de Transmissão de Energia do Mato Grosso S.A. – ETEM, Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A. – ETES, Empresa de Transmissão de Várzea Grande S.A. – ETVG e Transmissora Matogrossense de energia S.A. – TME.

57. Os referidos pleitos questionavam a recomposição de RAP em face dos valores não recebidos devido à redução judicial dos MUST contratados pela CBA e Gerdau.

58. As áreas técnicas da ANEEL envolvidas com a matéria em se manifestaram por meio da Nota Técnica nº 21/2023-SRT/SGT/ANEEL, de 16 de março de 2023.

59. Por fim, a Diretoria da ANEEL decidiu:

**“DESPACHO N° 1.243, DE 9 DE MAIO DE 2023**

*O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso das suas atribuições regimentais, tendo em vista deliberação da Diretoria e o que consta do Processo nº 48500.002991/2022-74, **decide (i) dar parcial provimento ao requerimento administrativo interposto pela Associação Brasileira da Infraestrutura e Indústrias de Base – ABDIB cadastrada sob CNPJ 60.954.161/0002-27 e pelas empresas Transmissoras Brasileiras de Energia – TBE cadastrada sob CNPJ 14.820.905/0001-12, Sistema de Transmissão Nordeste – STN cadastrada sob CNPJ nº 05.991.437/0001- 58 e Amazonas Empresa Transmissora de Energia – Aete cadastrada sob o CNPJ sob o nº 06.001.492/0001- 16 para repor às transmissoras listadas na “Tabela 5: Ressarcimento às transmissoras impactadas pela ação da CBA” da Nota Técnica nº 21/2023 – SRT/SGT/ANEEL, de 16 de março de 2023, no ciclo tarifário 2023/2024, na forma de Parcela de Ajuste (PA), os valores devidos a título de EUST pela Companhia Brasileira de Alumínio – CBA cadastrada sob CNPJ 61.409.892/0001-73, devidamente atualizados pelo IGPM; e (ii) determinar à Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR que recomponha os valores referidos em (i).***

**SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO”**

**(grifos nossos)**

<sup>49</sup> Carta ABD-1373, de 17 de dezembro de 2021. SIC 48513.001261/2022-00.

<sup>50</sup> Carta CA TBE 011/2022, de 03 de março de 2022. SIC 48513.006907/2022-00.

<sup>51</sup> Carta STN DF 043/2022, de 04 de abril de 2022. SIC 48513.010091/2022-00.

<sup>52</sup> Carta AETE-CEW-22-0088, de 18 de maio de 2022. SIC 48513.014038/2022-00.

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



60. Dessa forma, os montantes de ajustes definidos para atender à decisão constante no Despacho nº 1.243/2023 seguem na tabela abaixo.

**Tabela 14 - Parcela relativa à decisão de recomposição de RAP das transmissoras afetadas pela redução judicial de MUST da CBA (processo 48500.002991/2022-74).**

Razão Social	Contrato de Concessão	PA - Valor em aberto (ref: jun/2023)
UIRAPURU TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	002/2005	R\$312.911,42
AMAZONIA EMPRESA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	008/2004	R\$524.595,65
AFLUENTE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	001/2010	R\$326.285,58
SE NARANDIBA S.A.	004/2009	R\$18.028,88
POTIGUAR SUL TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	011/2013	R\$1.358,89
SE NARANDIBA S.A.	023/2012	R\$406,79
SE NARANDIBA S.A.	009/2012	R\$3,71
EVOLTZ IV - SÃO MATEUS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	008/2007	R\$212.947,93
EVOLTZ V - LONDRINA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	009/2007	R\$185.259,74
EVOLTZ VI - CAMPOS NOVOS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	011/2007	R\$194.945,33
EVOLTZ VIII - TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	007/2011	R\$14.699,72
EVOLTZ VII - FOZ DO IGUACU TRANSMISSORA DE ENERGIA SA	013/2007	R\$124.271,33
CIA ESTADUAL DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	055/2001	R\$3.403.520,81
CIA ESTADUAL DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	080/2002	R\$270.562,88
COQUEIROS TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	019/2008	R\$86.737,44
PEDRAS TRANSMISSORA DE ENERGIA LTDA.	017/2008	R\$19.051,83
ENCRUZO NOVO TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	017/2010	R\$69.378,78
LINHA DE TRANSMISSÃO CORUMBÁ S.A.	005/2011	R\$73.736,05
VILA DO CONDE TRANSMISSORA DE ENERGIA LTDA	003/2005	R\$820.479,63
LT TRIANGULO S. A.	004/2006	R\$1.257.920,84
JAURU TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A.	001/2007	R\$380.959,87
CAIUÁ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	007/2012	R\$31.160,21
INTEGRAÇÃO MARANHENSE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	011/2012	R\$96.361,98
BRILHANTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	008/2009	R\$254.273,40
SETE LAGOAS TRANSMISSORA DE ENERGIA LTDA	006/2011	R\$5.141,06
COMPANHIA DE TRANSMISSÃO CENTROESTE DE MINAS	004/2005	R\$127.527,71
COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO	061/2001	R\$12.253.393,09
COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO	007/2005	R\$142.049,59
COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO	008/2005	R\$84.377,60
COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO	012/2007	R\$71.573,47
COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO	005/2008	R\$5.245,22

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

Razão Social	Contrato de Concessão	PA - Valor em aberto (ref: jun/2023)
COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO	017/2009	R\$28.005,77
COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO	006/2009	R\$69.209,96
COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO	010/2007	R\$36.285,11
COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO	007/2010	R\$50.287,24
COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO	013/2010	R\$18.924,23
COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO	004/2010	R\$87.880,36
COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO	019/2010	R\$20.786,31
COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO	021/2010	R\$5.790,51
COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO	020/2010	R\$10.907,90
COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO	019/2012	R\$6.629,89
COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO	010/2011	R\$820,76
COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO	014/2010	R\$184,50
COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO	017/2012	R\$787,72
CALDAS NOVAS TRANSMISSÃO S.A.	003/2011	R\$4.729,48
COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.	060/2001	R\$2.319.191,32
COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.	075/2001	R\$228.371,56
COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.	006/2008	R\$15.089,91
COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.	027/2009	R\$94.322,46
COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.	015/2010	R\$2.970,16
COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.	022/2012	R\$8.910,14
COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.	002/2013	R\$3.625,66
COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.	005/2014	R\$2.425,38
CPFL TRANSMISSÃO DE ENERGIA PIRACICABA LTDA.	003/2013	R\$3.644,41
COMPANHIA DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DO SUL DO BRASIL (a)	057/2001	R\$8.543.932,05
COMPANHIA DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DO SUL DO BRASIL	004/2004	R\$1.037.985,12
COMPANHIA DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DO SUL DO BRASIL	010/2005	R\$1.310.502,50
COMPANHIA DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DO SUL DO BRASIL	005/2006	R\$492.934,27
COMPANHIA DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DO SUL DO BRASIL	005/2009	R\$31.424,08
COMPANHIA DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DO SUL DO BRASIL	004/2008	R\$73.167,02
COMPANHIA DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DO SUL DO BRASIL	002/2011	R\$2.178,76
COMPANHIA DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DO SUL DO BRASIL	011/2010	R\$16.600,04
COMPANHIA DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DO SUL DO BRASIL	012/2010	R\$13.769,41

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

Razão Social	Contrato de Concessão	PA - Valor em aberto (ref: jun/2023)
COMPANHIA DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DO SUL DO BRASIL	008/2014	R\$861,56
CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A - ELETRONORTE	010/2009	R\$762.450,75
COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO	008/2011	R\$103.084,70
EXPANSION TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	096/2000	R\$2.223.529,55
EXPANSION TRANSMISSÃO ITUMBIARA MARIMBONDO S.A.	086/2002	R\$904.786,98
PORTO PRIMAVERA TRANSMISSORA DE ENERGIA LTDA	009/2005	R\$1.114.976,36
ITUMBIARA TRANSMISSORA DE ENERGIA LTDA	001/2005	R\$2.367.700,42
SERRA DA MESA TRANSMISSORA DE ENERGIA LTDA	003/2006	R\$1.405.703,88
SERRA PARACATU TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	007/2007	R\$379.089,52
RIBEIRÃO PRETO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	003/2007	R\$379.977,70
POÇOS DE CALDAS TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	002/2007	R\$493.644,29
IRACEMA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	002/2008	R\$276.835,81
LINHAS DE TRANSMISSÃO ITATIM LTDA	007/2009	R\$419.558,19
CATXERÊ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	011/2009	R\$459.207,84
ARARAQUARA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	014/2009	R\$123.013,31
LINHAS DE TRANSMISSAO DE MONTES CLAROS S.A.	003/2010	R\$178.547,05
ATLANTICO-CONCESSIONARIA DE TRANSMISSAO DE ENERGIA DO BRASIL	016/2010	R\$20.590,16
MARECHAL RONDON TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	010/2014	R\$1.482,39
INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA GARANHUNS S/A	022/2011	R\$111.235,42
INTERLIGAÇÃO ELETRICA DO MADEIRA S.A.	013/2009	R\$1.144.846,13
INTERLIGAÇÃO ELETRICA DO MADEIRA S.A.	015/2009	R\$671.544,14
INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA NORTE E NORDESTE S.A.	001/2008	R\$483.101,40
INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA SUL S.A.	013/2008	R\$33.466,93
INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA SUL S.A.	016/2008	R\$39.419,00
INTEGRAÇÃO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	002/2006	R\$691.240,53
LIGHT ENERGIA S.A.	032/2018	R\$33.237,51
COSTA OESTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	001/2012	R\$25.367,57
MARUMBI TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	008/2012	R\$23.297,02
MANAUS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	010/2008	R\$726.014,54
NORTE BRASIL TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	016/2009	R\$623.481,46
PANTANAL TRANSMISSAO S.A.	018/2013	R\$642,90
PARANAÍBA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	007/2013	R\$9.461,95
STN - SISTEMA DE TRANSMISSÃO NORDESTE S.A.	005/2004	R\$1.914.487,65
TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	097/2000	R\$5.343.906,07
TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	006/2004	R\$391.417,90
TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	001/2002	R\$98.617,00

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

Razão Social	Contrato de Concessão	PA - Valor em aberto (ref: jun/2023)
TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	087/2002	R\$235.238,83
TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	095/2000	R\$5.639.914,27
TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	040/2000	R\$1.905.221,40
EMPRESA DE TRANSMISSÃO DO ALTO URUGUAI S/A	082/2002	R\$414.670,63
BRASNORTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	003/2008	R\$290.658,81
TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	002/2002	R\$1.612.865,37
TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	081/2002	R\$879.929,94
TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	003/2004	R\$1.410.586,23
TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	011/2005	R\$2.108.769,48
ATE III TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	001/2006	R\$1.288.694,62
SÃO GOTARDO TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	024/2012	R\$231,57
EMPRESA AMAZONENSE DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	042/2001	R\$4.833.324,53
EMPRESA PARAENSE DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA S/A	043/2001	R\$1.099.985,00
EMPRESA CATARINENSE DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	088/2000	R\$1.073.915,46
EMPRESA NORTE DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA S. A.	085/2002	R\$2.513.812,25
EMPRESA REGIONAL DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A	083/2002	R\$504.061,12
STC - SISTEMA DE TRANSMISSÃO CATARINENSE S/A	006/2006	R\$324.712,56
LUMITRANS COMPANHIA TRANSMISSORA DE ENERGIA ELÉTRICA SA	007/2004	R\$310.722,98
ESDE - EMPRESA SANTOS DUMONT DE ENERGIA S.A.	025/2009	R\$42.788,44
EMPRESA BRASILEIRA DE TRANSMISSAO DE ENERGIA SA	011/2008	R\$447.004,47
ETSE - EMPRESA DE TRANSMISSÃO SERRANA S.A	006/2012	R\$34.991,65
TRANSENERGIA RENOVAVEL S.A.	009/2009	R\$94.915,08
TRANSENERGIA SAO PAULO S.A.	024/2009	R\$18.534,81
Interligação Elétrica Jaguar 9 S.A. (b)	028/2009	R\$1.688,73
TRANSMISSORA MATOGROSSENSE DE ENERGIA S.A.	023/2009	R\$311.723,27
EMPRESA DE TRANSMISSAO DE ENERGIA DO MATO GROSSO S.A - ETEM	005/2010	R\$95.307,46
EMPRESA DE TRANSMISSAO DE VARZEA GRANDE S.A. - ETVG	018/2010	R\$7.386,90
TRANSNORTE ENERGIA S/A	003/2012	R\$10.424,39
EMPRESA DE TRANSMISSÃO DO ESPÍRITO SANTO S.A. - ETES	006/2007	R\$91.309,81
MATRINCHÃ TRANSMISSORA DE ENERGIA (TP NORTE) S.A.	012/2012	R\$129.320,43
INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA DE MINAS GERAIS S.A	004/2007	R\$229.660,16
INTERLIGACAO ELETRICA EVRECY	020/2008	R\$80.573,75
Interligação Elétrica Jaguar 9 S.A. (c)	015/2008	R\$94.320,52
Interligação Elétrica Jaguar 9 S.A. (d)	012/2008	R\$30.500,84
INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA PINHEIROS S.A	018/2008	R\$10.450,08
Interligação Elétrica Itapura S.A. (e)	021/2011	R\$859,88

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

Razão Social	Contrato de Concessão	PA - Valor em aberto (ref: jun/2023)
INTERLIGAÇÃO ELETRICA SERRA DO JAPI S.A.	026/2009	R\$53.919,81
Interligação Elétrica Jaguar 6 S.A. (f)	143/2001	R\$243.959,21
CTEEP-COMPANHIA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PAULISTA	059/2001	R\$13.971.212,59
Saíra Transmissora de Energia Elétrica S.A. (g)	005/2023	R\$1.385.188,24
Saíra Transmissora de Energia Elétrica S.A. (g)	005/2023	R\$1.419.547,40
CACHOEIRA PAULISTA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	084/2002	R\$1.313.832,36
LINHAS DE MACAPA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	009/2008	R\$450.543,62
LINHAS DE XINGU TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	008/2008	R\$562.203,80
TRANSMISSORA PORTO ALEGRENSE DE ENERGIA S/A	019/2009	R\$91.209,38
EDP TRANSMISSAO GOIAS SA	063/2001	R\$303.742,94
LUZIANIA-NIQUELANDIA TRANSMISSORA S.A	010/2012	R\$8.248,37
COMPANHIA DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DO SUL DO BRASIL	004/2012	R\$159.272,23
COMPANHIA TRANSIRAPÉ DE TRANSMISSÃO	012/2005	R\$195.353,12
COMPANHIA TRANSLESTE DE TRANSMISSÃO	009/2004	R\$429.711,33
COMPANHIA TRANSUDESTE DE TRANSMISSÃO	005/2005	R\$279.042,77
GOIAS TRANSMISSAO S.A.	002/2010	R\$207.500,46
MGE TRANSMISSAO S.A.	008/2010	R\$92.978,45
LAGO AZUL TRANSMISSAO S.A.	003/2014	R\$915,30
CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A - ELETRONORTE	058/2001	R\$9.558.865,61
CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A - ELETRONORTE	007/2008	R\$31.384,58
CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A - ELETRONORTE	002/2009	R\$99.845,69
CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A - ELETRONORTE	001/2009	R\$60.871,29
CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A - ELETRONORTE	022/2009	R\$171.141,13
CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A - ELETRONORTE	010/2009	R\$369.820,43
CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A - ELETRONORTE	012/2009	R\$790.648,09
CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A - ELETRONORTE	004/2011	R\$3.147,02
CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A - ELETRONORTE	013/2011	R\$1.207,83
CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A - ELETRONORTE	009/2010	R\$16.460,35
CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A - ELETRONORTE	012/2011	R\$800,68
CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A - ELETRONORTE	014/2012	R\$4.671,39
CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A - ELETRONORTE	021/2009	R\$46.086,22
CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A	006/1997	R\$4.343.422,02
CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A	079/2000	R\$247.552,27
FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	062/2001	R\$14.423.735,16
FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	034/2001	R\$3.004.828,33
FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	006/2005	R\$191.864,69
FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	007/2006	R\$60.814,72

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

Razão Social	Contrato de Concessão	PA - Valor em aberto (ref: jun/2023)
FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	016/2012	R\$3.203,42
FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	003/2009	R\$4.912,72
COMPANHIA DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DO SUL DO BRASIL	020/2012	R\$766.692,74
COMPANHIA DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DO SUL DO BRASIL	007/2014	R\$1.688,00
ARGO V TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A. (h)	017/2014	R\$1.707,58
ARGO VI TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A. (i)	018/2014	R\$1.488,69
VALE DO SAO BARTOLOMEU TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	014/2013	R\$869,96
SÃO JOÃO TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A.	008/2013	R\$39.256,50
GUARACIABA TRANSMISSORA DE ENERGIA (TP SUL) S.A.	013/2012	R\$222.293,44

Nota: (a) Conforme Nota Técnica nº 21/2023-SRT/SGT/ANEEL, o valor referente à equiparação à concessionária de transmissão da CGT Eletrosul, oriunda da Portaria MME nº 624/2014, foi direcionado ao CC nº 57/2001, da mesma empresa; (b) (c) (d) (e) (f) (g) (h) (i) Realizados ajustes em função de transferências, novos titulares de concessões equiparadas, atualização do nome de titular, conforme informações prestadas na seção III.2.1.

• **Despacho nº 1.634, de 6 de junho 2023. Reequilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão nº 05/2004**

61. O Despacho nº 1.634, de 6 de junho 2023, que trata do pedido de reequilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão nº 05/2004, sob responsabilidade do Sistema de Transmissão Nordeste (STN), decidiu:

“AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

DESPACHO Nº 1.634, DE 6 DE JUNHO DE 2023

*O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, tendo em vista deliberação da Diretoria e o que consta do Processo nº 48500.007657/2022-15, decide: (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 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***

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

***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.***

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO”

(grifos nossos)

62. Sobre o item (i), o valor atualizado a preços de 1º de junho de 2023, perfaz R\$ 44.280.656,12, a ser considerado como Parcela de Ajuste única a ser aplicada no ciclo 2023/2024. A memória de cálculo está descrita no arquivo “PA - STN - item (i) Desp. 1643-2023”, disponibilizado nos anexos.

63. O item (ii) será considerado no reajuste subsequente à validação pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF).

64. Por fim, o item (iii) trata da RAP relativa às instalações licitadas do Contrato de Concessão nº 05/2004 a vigorar a partir de 1º de julho de 2023, após a análise do pedido de reequilíbrio econômico-financeiro, que monta o valor de R\$ 165.874.232,42, a preços de 1º de junho de 2023.

• **Despacho nº 402/2023. Postergação da revisão periódica da RAP das transmissoras prorrogadas.**

65. Conforme publicado no Despacho nº 402, de 14 de fevereiro de 2023, a Diretoria da ANEEL acatou pleito da Abrate a fim de efetivar a “*postergação do escopo total da Revisão Tarifária Periódica (RTP) de 2023 da Receita Anual Permitida (RAP) das concessionárias de transmissão prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783/2013*”. Todavia, no mesmo ato foi determinado:

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

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

66. Nesse sentido, os efeitos esperados do processo de revisão não foram realizados em 2023, muito embora, como definido no item (ii) da determinação constante no Despacho nº 402/2023, foi processado o reajuste das receitas das referidas instalações. Reforçamos ainda que, em cumprimento ao item (iii) do Despacho nº 402/2023, a PA postergação será calculada e definida no ciclo 2024/2025.

\* 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 39/2023 – STR/ANEEL, de 30/06/2023.

- **Resolução Autorizativa nº 13.752/2023. Ressarcimento à CTEEP por verificação de conformidade das especificações e projetos e participação nos comissionamentos das Subestações Jales, Mogi Mirim II e Taquaruçu.**

67. Por meio da Resolução Autorizativa nº 13.752, de 7 de fevereiro de 2023, a Diretoria publicou a análise do pleito encaminhado pela CTEEP através da Carta CT/PR/509/2022, de 14 de abril de 2022. No caso, tratou-se de estabelecer ressarcimento à transmissora devido as atividades de verificação de conformidade das especificações e dos projetos e participação nos comissionamentos feitos pela CTEEP em função dos acessos da Elektro nas Subestações Jales, Mogi Mirim II e Taquaruçu.

68. Nesse sentido, de forma a dar cumprimento à decisão, os valores definidos pela REA nº 13.752/2023 foram atualizados conforme valores finais abaixo e considerados no ciclo da RAP em processamento, via Parcela de Ajuste. A memória de cálculo está detalhada na planilha “CTEEP\_ efeitos DSP 13752.2023”, disponibilizada nos anexos.

**Tabela 15 - Ressarcimento à CTEEP por ações nas Subestações Jales, Mogi Mirim II e Taquaruçu.**

SE Acessada	Acesso implantado pela Elektro	Grupo Pagador definido	Ressarcimento (Ref.: 06/2023)
Mogi Mirim II	1 Entrada de Linha em 13,8 kV	GRP 13,8 kV MOGI MIRIM II SP	R\$ 64.985,44
Taquaruçu	1 Entrada de Linha em 13,8 kV	GRP 13,8 kV TAQUARUCU SP	R\$ 94.884,92
Jales	1 Entrada de Linha em 13,8 kV	GRP 13,8 kV JALES SP	R\$ 38.686,62
Jales	2 Entradas de Linha em 138 kV	GRP JALES - ELEKTRO	R\$ 45.600,33

- **Resolução Homologatória nº 3.127, de 20 de setembro de 2022. Revogação de receitas autorizadas sem RAP Prévia à Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf.**

69. Por meio da Resolução Homologatória nº 3.127, de 20 de setembro de 2022, a Diretoria Colegiada da ANEEL decidiu:

*“Art. 1º Revogar na Resolução Homologatória nº 2.098, de 28 de junho de 2016, a receita indicada no Anexo I desta resolução.*

*Art. 2º Revogar na Resolução Homologatória nº 2.258, de 27 de junho de 2017, as receitas indicadas no Anexo II desta resolução.*

*Art. 3º Revogar as linhas da tabela do Anexo I da Resolução Homologatória nº 2.407, de 26 de junho de 2018, onde a “Descrição da Receita” sejam aquelas descritas no Anexo III desta Resolução.”*

70. Tais revogações estão associadas à identificação de duplicidade de 12 parcelas adicionais de RAP autorizadas pela Resolução Autorizativa nº 6.137, de 29 de novembro de 2016, conforme consta na análise realizada por meio da Nota Técnica nº 221/2021-SCT/ANEEL<sup>53</sup>.

<sup>53</sup> SIC 48526.001913/2021-00.

\* 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 39/2023 – STR/ANEEL, de 30/06/2023.

71. No voto que fundamentou a emissão da Resolução Homologatória nº 3.127, de 20 de setembro de 2022, o Diretor-Relator do processo proferiu ainda entendimento no sentido de:

*“22. Diante do exposto e do que consta do Processo nº 48500.0048455/2016-35, considerando os termos do Despacho nº 508, de 2021 e a identificação do conjunto de melhorias indevidamente cadastrada pela Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf, voto por (i) APROVAR a emissão de Resolução Homologatória, que revoga as parcelas de Receita Anual Permitida – RAP que foram homologadas no processo de Reajuste Anual das Transmissoras, na forma da minuta anexa; e (ii) **DETERMINAR** (ii.1) à SCT o envio para o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS da relação de obras que devem ser canceladas no âmbito do Plano de Modernização de Instalações – PMI, (ii.2) à SGT o ressarcimento da integralidade dos valores indevidamente pagos para Chesf que deverão ser recalculados e atualizados para serem considerados no ciclo tarifário de 2023-2024.”  
(grifos nossos)*

72. Assim, embora o texto da Resolução Homologatória nº 3.127, de 20 de setembro de 2022, não descreva expressamente a determinação comentada, procedemos ao referido ajuste em função de fazer parte das motivações que levaram à publicação do referido ato.

73. Assim, levantadas as receitas e parcelas de ajuste recebidas pela Chesf por meio das RAP de IdeRct 105039, 109482, 109486, 109487, 109488, 109489, 109490, 109491, 113355, 113356, 113358 e 113359 nos ciclos de 2016-2017 a 2022-2023, é necessário incluir no ciclo 2023-2024, de modo a atender a determinação constante na instrução que terminou com a publicação da Resolução Homologatória nº 3.127, de 20 de setembro de 2022, ajustes que somam -R\$ 2.640.229,67, conforme tabela abaixo. A memória de cálculo está detalhada no arquivo “PA\_REH 3127.2022\_ Chesf”, disponibilizado nos anexos.

**Tabela 16 - Ajuste em função da Resolução Homologatória nº 3.127, de 20 de setembro de 2022.**

Concessionária	Contrato	Grupo pagador	PA (Ref.: 06/2023)
CHESF	061/2001	Rede Básica	-R\$ 994.934,88
CHESF	061/2001	GRP P. AFONSO III - CHESF	-R\$ 1.645.294,78

• **Determinações da Diretoria para ressarcimentos às distribuidoras que assinaram e pagaram por obras sem reconhecimento de RAP.**

74. Por meio dos Despachos nº 3.777/2021, nº 251/2022 e nº 1.200/2022, a Diretoria da ANEEL emitiu determinações para que a área de gestão tarifária calculasse o valor devido à título de ressarcimento às distribuidoras que assinaram e pagaram por aditivos de CCT que não tinham RAP homologada. Em todos os casos, antes do cálculo da referida indenização, a Diretoria estabeleceu que caberia à área de concessões definir a parcela de receita das obras cujo pleito de compensação fora aprovado<sup>54</sup> pela Diretoria.

<sup>54</sup> Em todos os casos, nem todas as obras e ajustes realizados entre as distribuidoras e transmissora CTEEP foram acatados como aquelas que, regulatoriamente, deveriam ter RAP reconhecida e compensação definida à distribuidora.

\* 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 39/2023 – STR/ANEEL, de 30/06/2023.

75. Assim, em 14 de junho de 2023, por meio do Memorando nº 43/2023–SCE/ANEEL<sup>55</sup>, a área de concessões notificou esta STR que “quanto às determinações da Diretoria da ANEEL emanadas nos Despachos nº 3.777/2021, nº 251/2022 e nº 1.200/2022, informamos que os adicionais de receitas associadas a estes casos foram devidamente calculados e incluídos no SIGET, conforme parágrafo 13 da Nota Técnica nº 111/2023- SCE/ANEEL.”

76. Todavia, analisando o parágrafo 13 da Nota Técnica nº 111/2023-SCE/ANEEL<sup>56</sup>, é possível verificar que dos 42 módulos, 9 que não tiveram RAP estabelecida.

77. Dessa forma, (i) a partir da homologação das referidas receitas no ciclo 2023-2024, as distribuidoras terão uma RAP para reclamar como repassável à sua tarifa; e (ii) poderão solicitar o cálculo do respectivo financeiro em seus processos tarifários.

78. Contudo, cabe esclarecer que (a) somente parte dos ativos definidos pela Diretoria tiveram RAP homologada e (b) deve ser calculado ressarcimento da data de entrada em operação de cada obra até a competência de 06/2023.

79. Para cumprir com as determinações nos respectivos processos tarifários, esta área técnica deve identificar junto à SCE os ativos que já tiveram RAP definida e verificar com a CTEEP a data de entrada em operação de cada ativo.

80. Dessa forma, as referidas determinações serão cumpridas, sob demanda, nos processos tarifários de distribuição após a competência ulterior à aprovação da RAP ora encaminhada.

#### **III.4.6.6 – Equipamentos retirados de operação ao longo do ciclo 2022-2023.**

77. Conforme consta no Submódulo 9.7 do PRORET, o equipamento retirado de operação comercial terá a receita a ele associada cancelada na data da retirada de operação. Sendo assim, a parcela de RAP associada aos módulos que foram substituídos, desativados ou transferidos para distribuidora ao longo do ciclo 2022-2023 e que não foram reutilizados foi cancelada e subtraída da parcela de RAP total recebida pelas respectivas concessionárias. Além disso, foi calculada uma PA a ser devolvida pelas concessionárias a partir da data de retirada de operação do equipamento até 30/06/2023 devido ao cancelamento da parcela de RAP correspondente.

78. A Tabela abaixo apresenta os módulos que se enquadram nessa situação, a parcela de RAP total que foi cancelada, a preços de junho de 2022 e a PA associada, a preços de junho de 2023.

---

<sup>55</sup> SIC 48526.004715/2023-00.

<sup>56</sup> SIC 48526.003918/2023-00.

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

**Tabela 17– Parcela de Ajuste a ser devolvida às Concessionárias por cancelamento da parcela de RAP.**

Módulo	Concessionária da Receita	Contrato da Receita	Ato da Substituição, Desativação ou Transferência	Parcela de RAP Cancelada (R\$) (Ciclo 2033-2024)	PA atualizada (ref. 06/2023)	Nota
TR 138/13,8 kV M. MORAES TRR3 MG	FURNAS	062/2001	DITLDONS/13/1/2023	112.114,43	-117.780,04	(a)
TR 138/13,8 kV M. MORAES TR12 MG	FURNAS	062/2001	DITLDONS/13/1/2023	112.114,43		
TR 138/23 kV SCHARLAU TR2 RS	CEEE-T	055/2001	DITLDONS/11/1/2023	255.380,28	-133.429,33	
TR 138/23 kV SCHARLAU TR11 RS	CEEE-T	055/2001	DITLDONS/12/1/2023	253.236,24	-132.309,13	
TR 138/69 kV CANASTRA TR2 RS	CEEE-T	055/2001	DITLDONS/128/11/2022	251.122,01	-308.529,81	
MC 69 kV TR 138/69 kV CANASTRA TR2 RS	CEEE-T	055/2001	DITLDONS/128/11/2022	83.610,79		
MC 138 kV TR 138/69 kV CANASTRA TR2 RS	CEEE-T	055/2001	DITLDONS/128/11/2022	153.233,95		
TR 345/138 kV BARREIRO 1 TRR2 MG	CEMIG-GT	006/1997	TLDONS/40/2/2023	245.835,55	-125.626,35	
TR 345/138 kV PIMENTA TR1 MG	CEMIG-GT	006/1997	TLDONS/310/10/2022	334.933,59	-402.371,69	
MC 345 kV TR 345/138 kV PIMENTA TR1 MG	CEMIG-GT	006/1997	TLDONS/310/10/2022	179.341,32		
TR 138/69 kV EREXIM 1 TR4 RS	CEEE-T	055/2001	DITLDONS/71/8/2022	419.742,89	-431.894,19	
MC 138 kV TR 138/69 kV EREXIM 1 TR4 RS	CEEE-T	055/2001	DITLDONS/71/8/2022	287.437,20		
MC 138 kV TR 138/69 kV EREXIM 1 TR5 RS	CEEE-T	055/2001	DITLDONS/200/12/201	578.677,10	-1.751.627,08	
TR 138/69 kV G.VALADARES 2 TR5 MG	CEMIG-GT	006/1997	DITLDONS/56/6/2022	69.677,46	-74.632,67	
TR 230/138 kV C. DOURADA TR2 GO	FURNAS	062/2001	TLDONS/378/12/2022	3.615.704,82	-1.912.124,76	
TR 230/138 kV C. DOURADA TRR2 GO	FURNAS	062/2001	TLDONS/312/10/2022	1.205.234,94	-661.060,09	
TR 230/69 kV ANGELIM TR3 PE	CHESF	061/2001	TLDONS/365/12/2022	1.988.751,40	-881.462,07	
RTB 500 kV 100 Mvar B. ESPERANCA RT3 PI	CHESF	061/2001	TLDONS/75/3/2023	1.670.694,40	-231.395,16	
RTB 500 kV 33,3 Mvar B. ESPERANCA RTR2 PI	CHESF	061/2001	TLDONS/143/4/2023	1.264.840,75	-198.537,56	
TR 230/138 kV IPATINGA 1 TR4 MG	CEMIG-GT	006/1997	TLDONS/139/4/2023	328.696,06	-150.612,39	
TR 230/69 kV SIDEROPOL.ESU TR1 SC	CGT	057/2001	TLDONS/351/11/2022	494.922,14	-156.893,86	
TR 230/69 kV SIDEROPOL.ESU TR3 SC	CGT	057/2001	TLDONS/328/10/2022	880.508,84	-420.691,56	
RTL 500 kV 100 MVar RECIFE II RT1 PE	CHESF	061/2001	TLDONS/189/6/2022	1.670.694,40	-788.246,96	
RTL 500 kV 150 Mvar US. L.GONZAGA RT1 PE	CHESF	061/2001	TLDONS/4/1/2023	1.917.357,15	-407.339,79	

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

Módulo	Concessionária da Receita	Contrato da Receita	Ato da Substituição, Desativação ou Transferência	Parcela de RAP Cancelada (R\$) (Ciclo 2033-2024)	PA atualizada (ref. 06/2023)	Nota
RTL 500 kV 150 Mvar US. L.GONZAGA RT2 PE	CHESF	061/2001	TLDONS/5/1/2023	1.917.357,15	-407.339,79	
RTL 500 kV 50 Mvar US. L.GONZAGA RTR1 PE	CHESF	061/2001	TLDONS/327/10/2022	639.119,05	-194.292,83	
TR 345/138 kV LAFAIETE 1 TR3 MG	CEMIG-GT	006/1997	TLDONS/145/4/2023	717.950,51	-69.623,20	
TR 345/138 kV JUIZ DE FORA 1 TR5 MG	CEMIG-GT	006/1997	email ONS	1.628.713,07	-1.273.841,97	
MC 138 kV TR 345/138 kV JUIZ DE FORA 1 TR5 MG	CEMIG-GT	006/1997	email ONS	157.891,41	-75.322,74	
TR 230/13,8 kV G.VALADARES 2 TR15 MG	CEMIG-GT	006/1997	TLDONS/176/5/2023	588.104,01	-140.754,42	
TR 500/345 kV JAGUARA-SE TR12 SP	CEMIG-GT	006/1997	TLDONS/142/4/2023	1.192.162,44	-4.105.393,51	
TR 500/345 kV OURO PRETO 2 TR1 MG	CEMIG-GT	006/1997	TLDONS/266/8/2022	2.704.490,78	-1.872.493,85	
RTL 500 kV 50 Mvar P.DUTRA RTR1 MA	ELETRONORTE	058/2001	TLDONS/030/05/2023_R	1.211.956,99	-146.118,92	
RTL 500 kV 33,3 Mvar P.DUTRA RTR1 MA	ELETRONORTE	058/2001	TLDONS/031/05/2023_R	1.036.177,48	-117.755,27	
TR 345/138 kV PIMENTA TR5 MG	CEMIG-GT	006/1997	TLPONS/032/05/2023	334.933,59	-47.725,58	
RTL 500 kV 100 Mvar B. ESPERANCA RT2 PI	CHESF	061/2001	TLDONS/124/4/2023	1.681.078,96	-187.059,07	(b)
RTL 500 kV 100 Mvar U.SOBRADINHO RT6 BA	CHESF	061/2001	TLDONS/188/6/2022	3.795.905,13	-3.175.037,92	
EL 138 kV CAMPOS LT 138 kV CAMPOS /C.ITAPEMIRIM C-2 RJ/ES	FURNAS	062/2001	TTO FURNAS - EDPE S/N	2.741.999,44		
EL 138 kV CAMPOS LT 138 kV CAMPOS /C.ITAPEMIRIM C-1 RJ/ES	FURNAS	062/2001	TTO FURNAS - EDPE S/N	394.825,10		
EL 138 kV CAMPOS LT 138 kV CAMPOS /C.ITAPEMIRIM C-1 RJ/ES	FURNAS	062/2001	TTO FURNAS - EDPE S/N	41.032,08		
EL 138 kV CAMPOS LT 138 kV CAMPOS /C.ITAPEMIRIM C-1 RJ/ES	FURNAS	062/2001	TTO FURNAS - EDPE S/N	2.074.844,38	-10.852.588,43	(c)
EL 138 kV CAMPOS LT 138 kV CAMPOS /C.ITAPEMIRIM C-1 RJ/ES	FURNAS	062/2001	TTO FURNAS - EDPE S/N	225.047,79		
LT 138 kV CAMPOS /C.ITAPEMIRIM C-2 RJ/ES	FURNAS	062/2001	TTO FURNAS - EDPE S/N	2.481.937,58		
LT 138 kV CAMPOS /C.ITAPEMIRIM C-1 RJ/ES	FURNAS	062/2001	TTO FURNAS - EDPE S/N	2.481.937,58		
TR 69/13,8 kV MOD.REDUZIDO TR1 BA	CHESF	061/2001	TTI 001/2022 FURNAS-COELBA	297.870,04	-653.363,70	(d)

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

Módulo	Concessionária da Receita	Contrato da Receita	Ato da Substituição, Desativação ou Transferência	Parcela de RAP Cancelada (R\$) (Ciclo 2033-2024)	PA atualizada (ref. 06/2023)	Nota
TR 69/13,8 kV MOD.REDUZIDO TR1 BA	CHESF	061/2001	TTI 001/2022 FURNAS-COELBA	19.211,92		
MG 69 kV MOD.REDUZIDO MG1 BA	CHESF	061/2001	TTI 001/2022 FURNAS-COELBA	134.201,90		
MG 69 kV MOD.REDUZIDO MG1 BA	CHESF	061/2001	TTI 001/2022 FURNAS-COELBA	12.315,29		
EL 69 kV MOD.REDUZIDO LT 69 kV MOD.REDUZIDO /ABAIXADORA C-1 BA	CHESF	061/2001	TTI 001/2022 FURNAS-COELBA	48.861,38		
EL 13,8 kV MOD.REDUZIDO DIST3	CHESF	061/2001	TTI 001/2022 FURNAS-COELBA	37.073,62		
EL 13,8 kV MOD.REDUZIDO DIST2	CHESF	061/2001	TTI 001/2022 FURNAS-COELBA	37.073,62		
EL 13,8 kV MOD.REDUZIDO DIST1	CHESF	061/2001	TTI 001/2022 FURNAS-COELBA	37.073,62		
LT 69 kV MOD.REDUZIDO /RL (ABAIXADORA / MOXOTO) C-1 BA	CHESF	061/2001	TTI 001/2022 FURNAS-COELBA	4.940,80		
TR 69/13,8 kV SANTA CRUZ II TR2A RN	CHESF	061/2001	DSP 2.378/2022	28.360,45		
MC 69 kV TR 69/13,8 kV SANTA CRUZ II TR2A RN	CHESF	061/2001	DSP 2.378/2022	65.250,20		
MC 13,8 kV TR 69/13,8 kV SANTA CRUZ II TR2A RN	CHESF	061/2001	DSP 2.378/2022	46.487,58	-212.772,27	(e)
EL 13,8 kV SANTA CRUZ II DIST2	CHESF	061/2001	DSP 2.378/2022	51.992,54		
EL 13,8 kV SANTA CRUZ II DIST1	CHESF	061/2001	DSP 2.378/2022	51.992,54		
EL 69 kV RIO LARGO II VAGO	CHESF	061/2001	DSP 2.399/2022	181.581,07	-7.885,83	
EL 88 kV BANDEIRANTES TRAIÇAO C1	CTEEP	059/2001	46º TA-CCTCTEEP 10/2000	132.916,29	-177.263,44	(f)
EL 88 kV BANDEIRANTES TRAIÇAO C2	CTEEP	059/2001	46º TA-CCTCTEEP 10/2000	132.877,24		
EL 500 kV P. AFONSO IV LT 500 kV P. AFONSO IV /US. L.GONZAGA C-1 BA/PE	CHESF	061/2001	REA 5745/2016	100.412,34		(g)
EL 500 kV US. L.GONZAGA LT 500 kV P. AFONSO IV /US. L.GONZAGA C-1 BA/PE	CHESF	061/2001	REA 5745/2016	100.412,34	-725.500,88	

Notas: (a) Substituição completa; (b) Substituição parcial; (c) Equipamentos relacionados à transferência da FURNAS para EDPEs; (d) Equipamentos relacionados à transferência da FURNAS para COELBA; (e) Desativação; (f) Caso de substituição não processado tempestivamente, conforme seção III.5.3. (g) As PAs acima são citadas nessa tabela e em outras oportunidades no texto, não ensejando dupla fixação do referido valor.

79. Com relação às parcelas de RAP que foram canceladas em virtude de desativações, substituições e transferências, cabem alguns esclarecimentos.

\* 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 39/2023 – STR/ANEEL, de 30/06/2023.

80. No caso dos custos operacionais, os montantes totais a serem recebidos pelas concessionárias prorrogadas são calculados com base no modelo DEA<sup>57</sup> e, posteriormente, esse montante é rateado pelos módulos de cada contrato de concessão com base no VNR. Portanto, para fins de rateio, o valor de custo operacional associado a cada módulo não corresponde, necessariamente, ao valor de custo operacional correspondente àquele módulo calculado por meio do modelo DEA.

81. No entanto, com a publicação do “Anexo III: Custo Unitário de cada produto por concessionária” do submódulo 9.1 do PRORET, aprovado pela Resolução Normativa nº 1.020, de 17 de abril de 2022, é possível estimar de forma mais precisa, o valor do custo operacional associado a cada equipamento, conforme resultado obtido a partir do modelo DEA.

82. Sendo assim, o valor do custo operacional associado a cada equipamento retirado de operação comercial foi calculado com base no Anexo III do submódulo 9.1 do PRORET, sendo esse valor, portanto, cancelado conforme consta no Submódulo 9.7 do PRORET.

83. Com relação ao componente econômico da PRT nº 120/2016, foi cancelado montante considerando a vida útil remanescente do módulo desativado, substituído ou transferido pois, da mesma forma que ocorre com os custos operacionais, o montante total desse componente é rateado pelos módulos da concessionária com base no VNR. Portanto, para fins de rateio, o valor do componente econômico da PRT nº 120/2016 associado a cada módulo individualmente não corresponde, necessariamente, ao valor de custo capital correspondente àquele módulo.

84. Com relação ao componente financeiro da PRT nº 120/2016, informa-se que este não foi cancelado, pois trata-se da remuneração de um serviço já prestado, sendo, portanto, re-rateado pelos demais módulos da transmissora.

85. A memória de cálculo encontra-se na planilha “PA\_ Subst., Transf. e Desativação\_ 2023”, anexada ao processo.

#### **III.4.6.7 – Transferências de usuários e proprietários de ativos de transmissão.**

86. Conforme a Resolução Normativa ANEEL nº 916/2021, de 23 de fevereiro de 2021, que estabelece as condições gerais para a incorporação das demais instalações de transmissão – DIT no Ativo Imobilizado das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, a transferência de ativos não listados em seu anexo 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

87. No decurso do ciclo 2022-2023 foram encaminhados para a Aneel: o Termos de Transmissão Onerosa de Furnas para EDPEs (TTO FURNAS - EDPEs S/N) e o Termo de Transmissão não Onerosa de Furnas para a COELBA (TTI 001/2022 FURNAS - COELBA). Ambos foram processados no presente ciclo conforme consta na Tabela 17.

---

<sup>57</sup> Data Envelopment Analysis.

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

88. Sobre o processo para transferência de trecho da linha de transmissão 138 kV Adrianópolis-Alcântara circuito 1 de Furnas para a Enel RJ, classificada como DIT, reportamo-nos ao Memorando nº 078/2023-SRD/ANEEL<sup>58</sup> para afirmar que, a despeito da Enel RJ já ter incluído o trecho da linha de transmissão em 138 kV Adrianópolis-Alcântara, circuito 1 no laudo de revisão tarifária, o processo de anuência da ANEEL para transferência desses Ativos de Furnas para Enel RJ ainda não foi concluído. Dessa forma, aguarde-se deliberação da diretoria para que a transferência possa ser processada no âmbito do Reajuste da RAP.

#### III.4.6.8 – PA Fim de vigência TLR

81. Com o início da vigência da REN nº 841<sup>59</sup>, 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 (conforme REN nº 841/2018)”*.

82. 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, 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.*

*§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)**

83. 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.

---

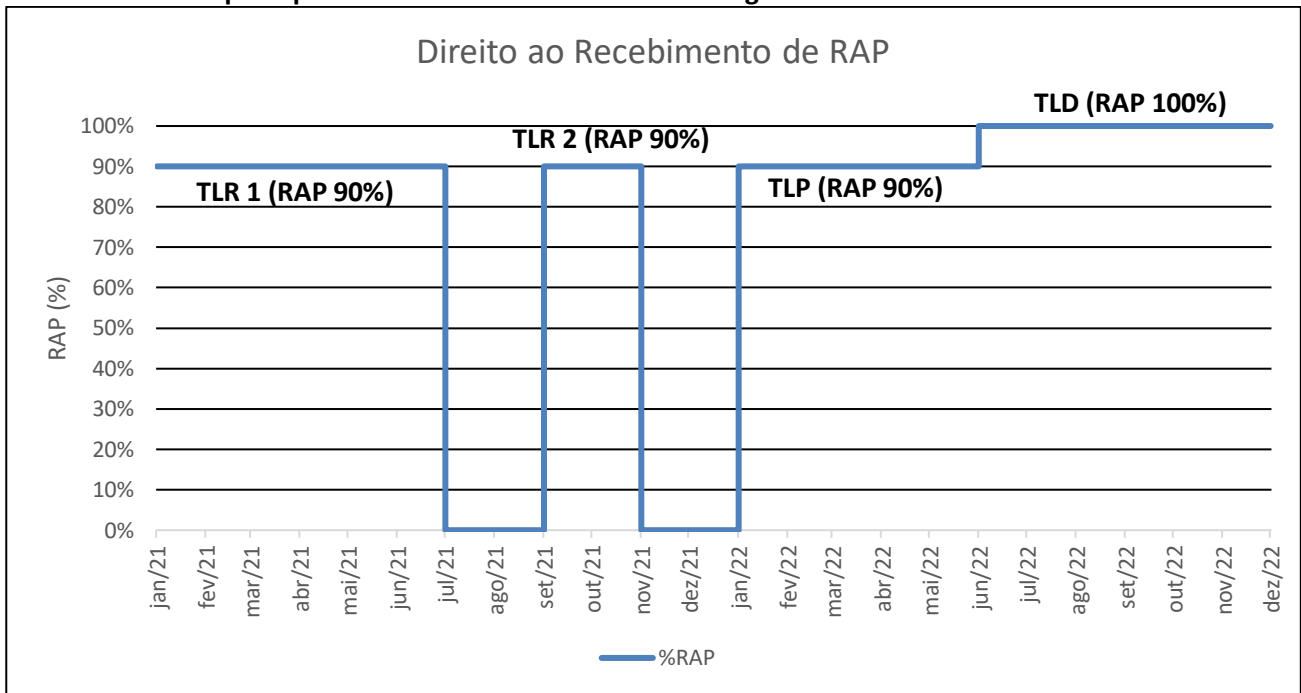
<sup>58</sup> 48554.000731/2023-00

<sup>59</sup> 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.

84. O gráfico a seguir representa um exemplo hipotético que ilustra a situação descrita anteriormente, em que a transmissora fica com o direito ao recebimento da RAP “suspensa” 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 01 – Exemplo hipotético de existência de TLRs com vigência.**



85. Após extensa análise, realizada no ciclo 2022-2023, verificou-se que, desde o início de vigência da REN nº 841/2018, tais situações, em geral, não estão sendo consideradas adequadamente no cálculo da PA Apuração e no cálculo dos encargos de conexão a serem pagos pelos usuários das DIT de Uso Exclusivo. As concessionárias que se enquadravam na situação descrita permaneciam recebendo a parcela de RAP correspondente, mesmo nos casos em que não havia TL vigente, em função do encerramento da vigência do TLR.

86. Sendo assim, faz-se necessário identificar as Parcelas de Ajuste a serem pagas pelas concessionárias de modo a devolver os valores de receita recebidos indevidamente pelas empresas no período entre 06/2022 e 05/2023, de modo a casar a referida análise com o período da PA Apuração. Todavia, dado o desalinhamento das necessidades objetivas das informações solicitadas ao ONS não permitiu o levantamento adequado dos TL necessários ao cálculo. Dessa forma, fica pendente alinhamento entre a STR e o ONS para que, no ciclo 2024-2025 essas informações sejam melhor identificadas.

#### III.4.6.9 – Despacho nº 299/2022.

87. O Despacho ANEEL nº 299, de 01/02/2022, decidiu estabelecer procedimento excepcional para que as receitas associadas a subestação Timóteo 2 relativas as funções transmissão FT TR 230/69 kV TIMOTEO 2 TR1 MG e FT TR 230/69 kV TIMOTEO 2 TRR1 MG e à EL 69 kV TIMOTEO 2 DIST1 (associada à LT 69 kV Timóteo 2 / Coronel Fabriciano 1), sejam suportadas pelos usuário da Rede Básica até que as

\* 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 39/2023 – STR/ANEEL, de 30/06/2023.

pendências de caráter sistêmico ou eventuais pendências impeditivas de terceiros sejam solucionadas, além de determinar ajustes nos pagamentos já realizados.

88. Para o cumprimento dessa determinação foi cadastrado no Siget uma função transmissão provisória de FT Módulo Geral – MG da Mantiqueira (Contrato de Concessão nº 005/2016) na subestação Timóteo 2, associada aos módulos que fazem parte das citadas FT e da EL. Assim, a transmissora receberá a partir do ciclo 2022-2023 as correspondentes receitas que serão suportadas pela Rede Básica.

89. Além disso, consta no voto do diretor relator que a Mantiqueira tem direito a receber a RAP relativa às FT e EL citadas a partir de 17/11/2020, e que esses valores devem ser cobrados da Rede Básica e que valores cobrados pela Mantiqueira da Cemig-D devem ser devolvidos à Cemig-D.

90. Também consta no voto que ajustes relacionados com o período entre a nova data de consideração de operação e o ciclo 2022-2023 fossem processados, via ajuste temporário no ciclo 2022-2023.

91. Na presente análise foram processadas a reversão do módulo fictício (seção III.2.1) e o tratamento dos ajustes em função da conclusão das pendências impeditivas da transmissora Timóteo-Mesquita (seção III.4.6.11 e III.4.6.12). Em função dos ajustes processados e para não afetar a PA Apuração, temporariamente, foi considerada data de operação como 01/07/2023. Esta deve ser ajustada no próximo ciclo.

#### **III.4.6.10 – Atendimento à Liminar sobre a PA Suspensão de Pagamento Base relativa à SE Santa Quitéria**

92. No âmbito do ciclo 2021-2022 da RAP, a CAIUÁ-T conseguiu liminar que cancelou os efeitos da PA Suspensão de Pagamento Base relativa à SE Santa Quitéria. A necessidade de cumprimento da referida decisão foi-nos encaminhada pela Procuradoria Federal junto à ANEEL por meio de seu Ofício nº 01047/2021/PFANEEL/ PGF/AGU<sup>60</sup>, quando a RAP do referido ciclo já se encontrava em apreciação pela Diretoria.

93. Dessa forma, emitimos a Nota Técnica nº 155/2021-SGT/ANEEL, de 9 de julho de 2021, que fundamentou a retificação da Resolução Homologatória nº 2.895, de 13 de julho de 2021, por meio da Resolução Homologatória nº 2.959, de 5 de outubro de 2021.

94. Todavia, por ocasião da análise dos recursos do ciclo 2021-2022, como as PA encontravam-se apenas com indicação de efetivação temporária (por tratar-se de efeito liminar) e o caso não fora novamente analisado, as PA retornaram à base do resultado do ciclo 2021-2022, o que foi homologado por meio do Despacho nº 1.425, de 31 de maio de 2022. Os efeitos desse retorno foram considerados na PA Apuração do ciclo 2022-2023.

95. Para compensar o retorno do ajuste, uma vez que a liminar continuava válida, foi processada PA no ciclo 2022-2023 no valor de 11/12 da PA Suspensão de Pagamento Base relativa à SE Santa Quitéria, calculada no ciclo imediatamente anterior.

---

60 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. 58 da Nota Técnica nº 39/2023 – STR/ANEEL, de 30/06/2023.

96. Em 3 de março de 2023, a Procuradoria Federal junto à ANEEL confirmou por meio de seu Ofício nº 00246/2023/PFANEEL/ PGF/AGU<sup>61</sup>, que devemos “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.”

97. Nesse sentido, de forma a atender todos os efeitos impostos pela referida liminar, devemos incluir no ciclo 2023-2024 nova PA, correspondente à 1/12 da PA Suspensão de Pagamento Base relativa à SE Santa Quitéria calculada no ciclo 2021-2022, com a devida atualização. Tal ajuste é devido em função dos efeitos do retorno da referida PA nos recursos do ciclo 2021-2022 e que afetarem a competência de 06/2022, que somente será considerada na PA Apuração no presente ciclo de receitas da transmissão.

98. Dessa forma, os valores da restituição final em função da liminar descrita no Ofício nº 00246/2023/PFANEEL/ PGF/AGU foram definidas conforme tabela abaixo:

**Tabela 18 – resultado complementar dos efeitos da Liminar concedida à CAIUÁ-T por meio do agravo de instrumento nº 1021030-74.2021.4.01.0000.**

Concessionária	Contrato	PA para manutenção da liminar (R\$) Ref.: 06/2023
CAIUÁ-T	007/2012	431.344,46
CAIUÁ-T	007/2012	289.621,19

99. A memória de cálculo consta na planilha “PA\_ liminar CAIUÁ\_ SE Santa Quitéria”, disponível nos anexos.

#### **III.4.6.11 - Ajuste em função de PIT de responsabilidade da transmissora Timóteo-Mesquita (Contrato de Concessão nº 002/2012).**

100. Em 22 de dezembro de 2020, o ONS emitiu os seguintes Termos de Liberação de Receita – TLR: TLR-TONS/28/12/2020, associado a Função Transmissão – FT TR 230 / 69 kV TIMOTEO 2 1 MG; TLR-TONS/29/12/2020, associado a FT TRR 230 / 69 kV TIMOTEO 2 TRR1 MG; e DITTLR-TONS/47/12/2020, associado a FT LT 69 kV Timoteo 2 / Coronel Fabriciano 1. Contudo, a transmissora Mantiqueira encaminhou questionamento<sup>62</sup> sobre o não recebimento integral da RAP relacionada com as referidas instalações.

101. A análise do questionamento foi processada conjuntamente entre SGT e SRT e materializada por meio da Nota Técnica nº 070/2021-SRT/SGT, de 29 de julho de 2021. Após deliberação colegiada, foram definidos procedimentos excepcionais, conforme abaixo:

*“DESPACHO Nº 299, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022*

*O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL,  
no uso das suas atribuições regimentais, tendo em vista deliberação da*

<sup>61</sup> 48516.000487/2023-00

<sup>62</sup> Referência: Carta CO-187-2021 (48513.015610/2021-00).

\* 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 39/2023 – STR/ANEEL, de 30/06/2023.

*Diretoria e o que consta do Processo nº 48500.003359/2021-67, decide (i) estabelecer o seguinte procedimento a título de excepcionalidade para que: (i.a) as receitas relativas as Funções Transmissão – FT TR 230 / 69 kV TIMOTEO 2 1 MG; TRR 230 / 69 kV TIMOTEO 2 TRR1 MG; e LT 69 kV Timoteo 2 / Coronel Fabriciano 1, ativos de Rede Básica de Fronteira – RBF e Demais Instalação de Transmissão – DIT da Mantiqueira, sejam suportadas pelos usuários da Rede Básica até que as pendências (Pendências Impeditivas de Caráter Sistêmico – PCS ou eventuais Pendências Impeditivas de Terceiros – PIT) sejam solucionadas; (i.b) os encargos recebidos pela Mantiqueira sejam devolvidos à CEMIG-D; (i.c) em eventual PIT sob responsabilidade da ETTM, o pagamento seja definido à ETTM, por meio de redução de sua receita, após a entrada em operação comercial de suas instalações; e (i.d) cessadas a PCS, ou eventual PIT, o fluxo de classificações e pagamentos dos referidos equipamentos retornem aos estabelecidos no Contrato de Concessão.*

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA”

102. Nesse sentido, é forçoso lembrar que no ciclo 2022-2023 da RAP:

(i) O item (i.a) do Despacho nº 299/2022 foi cumprido mediante o cadastramento de um Módulo Geral fictício (MG 230 kV TIMOTEO 2 MG99 MG) associado a uma RBL no valor de R\$ 4.273.583,44, a preços de junho de 2021;

(ii) O item (i.b) foi cumprido a partir de definição de PA em favor dos consumidores da CEMIG-D e de processamento de Componente Financeiro de igual valor em favor da distribuidora. Cabe lembrar que tais ajustes foram considerados no RTP 2023 da CEMIG-D;

103. Cabe comentar que os TLR-TONS/28/12/2020, TLR-TONS/29/12/2020 e DITTLR-TONS/47/12/2020 foram cancelados e substituídos pelos TLRONS/1/9/2021, TLRONS/2/9/2021 e DITTLR-TONS/2/9/2021, com vigência entre 17/11/2020 e 15/03/2022, indicando pendência de caráter sistêmico nas referidas instalações. Depois, estes foram substituídos pelos TLR-TONS/28/4/2022, TLR-TONS/29/4/2022 e DITTLR-TONS/30/4/2022, com vigência de 90% de RAP entre 16/03/2022 e 18/08/2022, indicando pendência impeditiva da transmissora Timóteo-Mesquita. Na sequência, foram emitidos os TLR-TONS/59/8/2022, TLR-TONS/60/8/2022 e DITTLR-TONS/73/8/2022, prorrogando o direito à receita, mas com 100% de RAP, entre 19/08/2022 e 13/11/2022. Por fim, com a emissão dos TLDONS/371/12/2022, TLDONS/372/12/2022 e DITTLTLDONS/139/12/2022, os equipamentos objeto da referida discussão foram considerados em operação comercial plena a partir de 15/12/2022.

104. Assim, de forma a cumprir com o item (i.c) do Despacho nº 299/2022, uma vez que a transmissora Timóteo-Mesquita entrou em operação comercial ao longo do ciclo 2022-2023 (ver TLPONS/323/12/2022 e TLPONS/13/1/2023), foi necessário calcular o desconto a ser aplicado no ciclo 2023-2024, no valor de -R\$ 550.970,16. O referido valor intenciona devolver à Rede Básica os valores pagos em função de PIT de responsabilidade da transmissora. A memória de cálculo está descrita no arquivo “Cálculo PA PIT Timóteo-Mesquita (ETTM)”, disponibilizada nos anexos.

\* 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 39/2023 – STR/ANEEL, de 30/06/2023.

105. Cabe reforçar que a referida restituição não se deu por completo no referido ciclo. Fica, a valores de 06/2023, um saldo de -R\$ 2.038.077,19 a ser restituído à Rede Básica, razão pela qual o caso deve ser acompanhado no ciclo 2024-2025.

106. Foi necessário realizar ainda ajustes no BD do Siget, de modo a excluir a receita fictícia incluída no ciclo anterior.

#### **III.4.6.12 – Ajuste Mantiqueira - Fim de vigência TLR e retorno do fluxo de classificações e pagamentos das instalações descritas no Despacho nº 299/2022.**

107. Recordando o caso descrito no item anterior, é necessário estabelecer ainda ajustes para a transmissora Mantiqueira (Contrato de Concessão nº 005/2016), uma vez que os efeitos do Despacho nº 299, de 1º de fevereiro de 2022, associados às particularidades do caso concreto, originaram valores descasados dos efetivamente devidos.

108. As diferenças ocorreram em virtude de:

(i) O período de operação entre os TLR-TONS/59/8/2022, TLR-TONS/60/8/2022 e DITTLR-TONS/73/8/2022 e os TLDONS/371/12/2022, TLDONS/372/12/2022 e DITTLTLDONS/139/12/2022 não serem contínuos;

(ii) Em cumprimento à determinação (i.d) do Despacho nº 299/2012, a partir da emissão dos TLDONS/371/12/2022, TLDONS/372/12/2022 e DITTLTLDONS/139/12/2022 os custos dos equipamentos até então assumidos pela RB devem voltar aos usuários originais.

109. Dessa forma, para dar final cumprimento às determinações constantes no Despacho nº 299/2022, foram consideradas as PA descritas na tabela abaixo. A memória de cálculo está descrita no arquivo “Cálculo PA PIT Timóteo-Mesquita (ETTM)”, disponibilizada nos anexos.

**Tabela 19 – ajustes finais em função do Despacho nº 299/2022.**

Concessionária do Módulo	Contrato do Módulo	Grupo Equipamento	PA (R\$)	Observação
MANTIQUEIRA	005/2016	TIMOTEO 2-230/69 kV	2.491.517,67	Ajuste para transferência dos custos associados às instalações da SE Timoteo 2 para os efetivos usuários, conforme Despacho nº 299/2022.
MANTIQUEIRA	005/2016	GRP TIMOTEO 2 - CEMIG-D	211.834,45	Ajuste para transferência dos custos associados às instalações da SE Timoteo 2 para os efetivos usuários, conforme Despacho nº 299/2022.
MANTIQUEIRA	005/2016	Rede Básica	- 2.703.352,12	Devolução à Rede Básica dos custos associados às instalações da SE Timoteo 2 para os efetivos usuários, conforme Despacho nº 299/2022.
MANTIQUEIRA	005/2016	Rede Básica	-R\$ 421.131,54	Devolução à Rede Básica dos custos associados às instalações da SE Timoteo 2 em virtude do período não contínuo entre TLR e TLD.

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

### **III.4.6.13 - Atendimento ao Parecer de Força Executória encaminhado pelo Ofício n. 980/2022/PFANEEL/PGF/ AGU.**

110. Após a aprovação do ciclo 2022-2023 da RAP, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão – SRT, por meio de seu Memorando nº 59/2022– SRT/ANEEL<sup>63</sup>, encaminhou o Ofício n. 980/2022/PFANEEL/ PGF/AGU. Por meio deste, a Procuradoria Federal junto à Agência Nacional de Energia Elétrica – PFANEEL encaminhou decisão judicial e respectivo parecer de força executória “para ciência e tomada de providências administrativas oportunas da alçada da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL”.

111. Como a decisão judicial afetava sobremaneira o ciclo de receita das transmissoras, foi aberto o processo 48500.006714/2022-31, de modo dar maior celeridade à tramitação e ao julgamento do caso. Por fim, restou aprovado pela Diretoria da ANEEL o Despacho nº 2.322, de 23 de agosto de 2022, que decidiu:

*“(i) incluir na lista PA, e respectivo Anexo VI, do ciclo 2022- 2023 da Receita Anual Permitida – RAP, fixada pela Resolução Homologatória Aneel nº 3.067, de 12 de julho de 2022, a Parcela de Ajuste no valor de R\$ 270.985.179,69 (duzentos e setenta milhões, novecentos e oitenta e cinco mil, cento e setenta e nove reais e sessenta e nove centavos), a ser classificada como “PA Outros Ajustes” e descrita como “½ parcela referente à execução de Ação Judicial”, em favor da Norte Brasil Transmissora de Energia S.A – NBTE, inscrita no CNPJ sob o nº 09.625.321/0001-56, referente à primeira parcela da decisão judicial constante no processo nº 1006357-03.2017.4.01.3400; (ii) definir que o pagamento do respectivo valor deve ocorrer em 10 (dez) parcelas, nas competências de 09/2022 a 06/2023; e (iii) definir que o valor da segunda parcela deverá ser atualizado conforme regras constantes no contrato de concessão da transmissora e considerado na RAP a ser estabelecida para o ciclo 2023- 2024.”*

112. Desse modo, a fim de dar final tratamento à determinação constante no Despacho nº 2.322, de 23 de agosto de 2022, e que atendeu à decisão judicial constante no processo nº 1006357-03.2017.4.01.3400, o valor da PA calculada no ciclo 2022-2023 da RAP (item (i) do Despacho nº 2.322/2022) foi atualizado conforme metodologia definida em seu contrato de concessão.

113. Assim, foi incluída PA no valor de R\$ 279.044.017,31. A memória de cálculo da atualização consta no arquivo “Memória de cálculo 2023\_ Parecer de Força Executória\_ NBTE”, disponibilizado.

<sup>63</sup> SIC 48552.000636/2022-00.

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

**III.4.6.14 – Ajuste em função da transferência de usuário de uma EL na SE Brasília Leste, pertencente à Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia – VSB, da NDB (antiga CEB) para ENEL GO.**

114. A ANEEL, por meio do Despacho nº 2.136, de 21 de julho de 2020, “estabeleceu a utilização de 1 (uma) das 6 (seis) Entradas de Linha - EL em 138 kV na Subestação Brasília Leste pela Enel Distribuição Goiás - Enel GO, atualmente destinada à CEB-D, a partir da data prevista para a entrada em operação no Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT a ser firmado entre a Enel GO e a Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia - VSB quando cessará a responsabilidade e remuneração da CEB-D quanto ao encargo de conexão correspondente a esta Entrada de Linha”.

115. Reportamo-nos à Nota Técnica nº 102/2022-SGT/ANEEL, de 05 de julho de 2022, que informa que a Enel GO e a VSB assinaram o CCT nº 001/2020 em 10/05/2021. Assim, a partir de 10/05/2021, a Enel GO assumiu a responsabilidade e remuneração pelo uso da EL 138 kV BRASILIA LESTE EL6 da SE Brasília Leste que antes era da CEB. Sendo assim, no processo de Reajuste da RAP para ciclo 2022-2023 a EL 138 kV BRASILIA LESTE da SE Brasília Leste que era alocada à CEB foi alocada como sendo de responsabilidade da Enel GO desde 01/07/2022.

116. A mudança de pagante da EL em questão da NDB (antiga CEB) para ENEL GO não foi considerada nos ciclos 2020-2021 e 2021-2022 de Reajuste da RAP. Tal situação deu origem a uma PA de R\$ 417.009,41 a ser paga pelos consumidores da ENELGO. Contudo os valores relativos a essa PA já foram pagos à transmissora pela NDB no processo tarifário de 2021. Em virtude disso, para que a transmissora não receba em duplicidade, foi definida uma PA de -R\$ 417.009,41 para os consumidores da CEB. Todavia, os valores foram pagos pela Distribuidora à época, razão pela qual deve ser definido um financeiro no valor de R\$ 417.009,41, a valores de junho/2023, a ser recebido nos encargos de conexão por ocasião do Processo Tarifário da empresa. A memória de cálculo está descrita no arquivo “PA Brasília Leste”.

**III.4.6.15 - Ajuste da receita do 2º Transformador de Aterramento, e respectiva conexão, na Subestação Campina Grande II, de propriedade da Chesf.**

117. Em 8 de fevereiro de 2023, recebemos a Carta CE-DE-003/2023<sup>64</sup>, por meio da qual a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF, em pleno cumprimento de suas responsabilidades enquanto concessionária de serviço público de transmissão de energia elétrica, informou para a então SGT que recebera indevidamente receitas associadas ao 2º transformador de aterramento na SE Campina Grande II e respectivo módulo de conexão.

118. Em face da explicação histórica do fato, reproduzimos excertos da referida comunicação da CHESF<sup>65</sup>:

*Em 01/06/2010 foi publicada a Resolução [b] que estabeleceu, previamente, a parcela adicional de RAP do 2º TT da SE Campina Grande II, e do seu respectivo módulo de conexão, autorizado pela Resolução [a]:*

<sup>64</sup> 48513.003230/2023-00.

<sup>65</sup> A referência à Resolução [a] refere-se à Resolução Autorizativa ANEEL nº 1.814, de 17/02/2009. Por sua vez, à Resolução [b] refere-se à Resolução Autorizativa ANEEL nº 2.412, de 25/05/2010.

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

[...]

*Em 01/03/2011, visando mitigar sobretensões identificadas e, principalmente, assegurar a segurança operacional do Sistema Interligado Nacional – SIN, a Chesf substituiu o único Transformador de Aterramento existente da SE Campina Grande II, de 40 ohm/fase, por um novo Transformador de Aterramento de 20 ohm/fase.*

*Em 11/01/2023, o ONS, por meio do Termo de Liberação DITTLPONS/5/1/2023 atestou a operação comercial do 2º TT da SE Campina Grande II de 20 ohm/fase, e conexão, autorizados pela Resolução [b]. Nesse sentido, a partir de 11/01/2023 a SE Campina Grande II passou a possuir, de fato, 02 (dois) Transformadores de Aterramento de 20 ohm/fase, conforme pode ser observado no Diagrama Unifilar (**Doc. 01**), em anexo, da SE Campina Grande II.*

*Ocorre que, a partir de 01/03/2011, foram habilitadas indevidamente as receitas do 2º TT da SE Campina Grande II e conexão (IdeRct 5277 e 5278), objeto da Resolução [b]. Ademais, com a prorrogação das concessões, decorrente da Medida Provisória – MP nº 579/2012, a partir de 01/01/2013 a Chesf passou a receber apenas a receita de Operação e Manutenção – O&M dos equipamentos.*

[...]

*Diante do exposto, visando regularizar a situação, a Chesf solicita que no reajuste do ciclo 2023/2024 seja estabelecida uma Parcela de Ajuste – PA, a ser devolvida pela Chesf, referente as receitas recebidas no período de 01/03/2011 a 10/01/2023, conforme quadro abaixo:*

Período	Módulos	Código do módulo	Código da receita
01/03/2011 a 31/12/2012	TT 69/69 kV C.GRANDE II TA 2 PB	21844	5277
	MC 69 kV TT 69/69 kV C.GRANDE II TA 2 PB	21845	5278
01/01/2013 a 10/01/2023	TT 69/69 kV C.GRANDE II TA 2 PB	21844	100342
	MC 69 kV TT 69/69 kV C.GRANDE II TA 2 PB	21845	100342

119. Nesse sentido, identificadas as receitas e períodos aplicáveis, conforme planilha “Ajuste\_2º TT - SE Campina Grande II\_ Chesf”, anexa, foi considerada uma PA no valor de -R\$ 1.769.990,98 em favor do grupo pagador GRP 69 kV C.GRANDE II PB.

#### **III.4.6.16 – Reversão da receita IdeRct 101606.**

120. Por meio da Resolução Autorizativa nº 4.658, de 13 de maio de 2014, foram fixadas duas parcelas de RAP distintas à Eletronorte: (Anexo I.1) Parcelas adicionais de RAP referentes à operação e

\* 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 39/2023 – STR/ANEEL, de 30/06/2023.

manutenção das instalações de transmissão transferidas à Eletronorte pela Vale por meio do Termo de Doação de Instalações nº 001/2008; e (Anexo I.2) Parcelas adicionais de RAP referentes à operação e manutenção da linha de transmissão 230 kV Carajás / Integradora, circuito simples, 75,3 km (circuito 1).

121. As receitas relativas ao Anexo I.2 são as de IdeRct 101603 (módulo LT 230 kV CARAJAS /INTEGRADORA C-1 PA) e 101606 (módulo EL 230 kV INTEGRADORA LT 230 kV CARAJAS /INTEGRADORA C-1 PA). Para estas, o texto do referido ato autorizativo informou que:

**“Art. 4º O recebimento das parcelas adicionais de RAP de que trata o Art. 2º, ocorrerá a partir do primeiro reajuste das receitas das concessionárias de transmissão subsequente ao encaminhamento à ANEEL dos documentos que comprovem a transferência da linha de transmissão 230 kV Carajás / Integradora, circuito simples, 75,3 km (circuito 1) pela Vale S.A. à Eletrobras Eletronorte.**

*Parágrafo único. O montante relativo à operação e manutenção das instalações de que trata o item I.2 do Anexo desta Resolução no período compreendido entre o dia em que o processo de transferência da linha de transmissão 230 kV Carajás / Integradora, circuito simples, 75,3 km (circuito 1) for concluído e o último dia do ciclo de receita das concessionárias de transmissão em curso quando da comprovação pela Eletrobras Eletronorte da conclusão do processo de transferência será pago à transmissora por meio de parcela de ajuste no ciclo de receitas das transmissoras subsequente.”*

**(grifos nossos)**

122. Percebe-se que ambas as receitas autorizadas pelo Anexo I.2 da REA nº 4.858/2014 somente serão devidas à Eletronorte quando a Vale S.A. transferir a LT 230 kV CARAJAS /INTEGRADORA C-1 PA (módulo de IdeRct 101603) para a Eletronorte.

123. Contudo, no resultado do ciclo 2022-2023 pós análises de recursos (Despacho nº 848/2023), a receita de IdeRct 101606 tornou-se ativa sem que a receita de IdeRct 101603 tivesse sido tornada ativa.

124. Para esclarecer o caso, foi encaminhado o Ofício nº 113/2023-SGT/ANEEL66, de 18 de abril de 2023, à Eletronorte. Em resposta, recebemos a carta CE-RRG-0057/202367, de 5 de maio de 2023, por meio da qual a transmissora trás todo o relato da referida autorização e apresenta os documentos associadas à transferência dos equipamentos descritos no Anexo I.1 da REA nº 4.858/2014. Contudo, não foram apresentados documentos relativos aos equipamentos do Anexo I.2.

125. Por esta razão, o valor da receita de IdeRct 101606, considerado ativo na versão final do

<sup>66</sup> SIC 48581.0009932/2023-00.

<sup>67</sup> SIC 48513.010888/2023-00.

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



Pág. 65 da Nota Técnica nº 39/2023 – STR/ANEEL, de 30/06/2023.

ciclo 2022-2023, deve ser restituído à RB. Tal consideração se deve ao fato de não ter ficado comprovada a transferência da LT 230 kV Carajás / Integradora, circuito simples, 75,3 km (circuito 1) pela Vale S.A. à Eletrobras Eletronorte.

126. Dessa forma, foi considerada PA no valor de **-R\$ 115.183,83**, a valores de 06/2023, bem como foram alteradas as informações de início de vigência e consequente situação da receita. A memória da atualização, bem como as identificações de diferenças de informação entre o início e o fim do ciclo 2022-2023 constam na planilha “PA\_ reversão da Receita de IdeRct 101606”, constante nos anexos.

### III.4.6.17 - Ajuste devido à incorporação de bens e instalações de que trata o 5º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 058/2001.

127. Por meio da Portaria nº 631/GM/MME, de 24 de março de 2022, foi autorizada “a incorporação dos bens e das instalações que compõem o Sistema de Transmissão de Energia Elétrica - de que tratam a Portaria DNAEE nº 121, de 9 de abril de 1997, a Portaria DNAEE nº 371, de 19 de setembro de 1997, e a Resolução ANEEL nº 201, de 6 de junho de 2001, que chegaram ao seu fim - ao Contrato de Concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 058/2001-ANEEL, de titularidade da Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – Eletronorte”.

128. A referida incorporação foi concluída com a assinatura do 5º Termo Aditivo ao CC nº 058/2001, por meio do qual foram definidas receitas associadas às instalações (Cláusula Quarta do 5º Termo Aditivo). Os ajustes financeiros em função dessa incorporação foram tratados na seção III.4.6.3.

### III.4.6.18 - Ajuste devido à assunção de instalações em operação pelo Contrato de Concessão nº 005/2023 durante o ciclo 2022-2023.

129. Por meio do Contrato de Concessão nº 005/2023, a Saíra Transmissora de Energia Elétrica S.A. foi definida como proprietária das instalações existentes de Rede Básica e de Interligação Internacional constantes nas Tabelas 1 e 2 da CLÁUSULA SEGUNDA – OBJETO, conforme abaixo:

“Tabela 1 – Linhas de Transmissão

Subestação	Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Frequência (Hz)	Extensão (km)	Classificação
Garabi 1	Santo Ângelo	C1 – Simples <sup>(2)</sup>	525	60	132	II
Garabi 2	Santo Ângelo	C1 – Simples <sup>(3)</sup>	525	60	139	II
Santo Ângelo	Itá	C1 – Simples <sup>(2)</sup>	525	60	222,5	RB
Santo Ângelo	Itá	C2 – Simples <sup>(3)</sup>	525	60	237	RB
Garabi 1	Fronteira Brasil - Argentina <sup>(1)</sup>	C1 – Simples <sup>(2)</sup>	500	50	6	II
Garabi 2	Fronteira Brasil - Argentina <sup>(1)</sup>	C2 – Simples <sup>(3)</sup>	500	50	6	II

Observação:

(1) Trata-se de dois trechos de LINHA DE TRANSMISSÃO desde a conexão nas Conversoras Garabi 1 e 2 na SE Garabi até a fronteira entre Brasil e Argentina no rio Uruguai. Integra o objeto deste Contrato de Concessão apenas ativos presentes em território nacional. Sendo assim, não integra o objeto deste Contrato de Concessão o restante das LINHAS DE TRANSMISSÃO desde a fronteira entre os países Brasil e Argentina no rio Uruguai até a SE Rincón Santa Maria, localizada na Argentina, com extensão aproximada de 130 km.

(2) Em OPERAÇÃO COMERCIAL desde junho de 2000;

\* 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 39/2023 – STR/ANEEL, de 30/06/2023.

(3) Em OPERAÇÃO COMERCIAL desde agosto de 2002.

Legenda: RB – REDE BÁSICA;  
II – INTERLIGAÇÃO INTERNACIONAL.

**Tabela 2 – Subestações**

Subestação	Instalações	Classificação
Garabi	Estação Conversora Garabi 1, CA/CC/CA, Back to Back, tipo CCC, de 50/60 Hz, com 1.100MW de capacidade dividida em 2 blocos de 550 MW <sup>(1)</sup>	II
Garabi	Estação Conversora Garabi 2, CA/CC/CA, Back to Back, tipo CCC, de 50/60 Hz, com 1.100MW de capacidade dividida em 2 blocos de 550 MW <sup>(2)</sup>	II

Observações:

(1) - Em OPERAÇÃO COMERCIAL desde junho de 2000;

(2) - Em OPERAÇÃO COMERCIAL desde agosto de 2002.

Legenda: II – INTERLIGAÇÃO INTERNACIONAL ”

130. Além das instalações existentes, a nova concessionária terá que realizar revitalizações. Assim, para cobrir todas as despesas e remunerações, e considerando o fluxo previsto no respectivo leilão de transmissão, foi definida receita na Cláusula Sétima do referido contrato. Foi definido ainda que a RAP das instalações existentes e em operação comercial será recebida, a partir de julho de 2023, com direito à parcela de RAP retroativa desde a assinatura do contrato mediante parcela de ajuste, aplicada no ciclo 2023/2024.

131. Dessa forma, considerando os percentuais de receita definidos no CC nº 005/2023, a PA relativa aos valores retroativos de instalações de Rede Básica e Instalações Internacionais e que já se encontram em operação comercial foi calculada, do período de 1/4/2023 a 30/6/2023, no valor de R\$ 28.575.150,20, conforme planilha “PA - retroativo SARÍ - CC 005.2023”, disponibilizada nos anexos.

132. Oportunamente, devemos comentar que as receitas do ciclo 2022-2023 das instalações existentes, antes associadas à ENEL CIEN por meio das Portarias MME nº 245/2020 e nº 672/2022, cessaram de ser pagas pelo ONS a partir da competência 4/2023. Ainda, é necessário comentar que, conforme Despacho nº 1.423/2023-STR/ANEEL, a Taxa de Fiscalização do Serviços de Energia Elétrica – TFSEE definida para o ciclo 2022-2023 à antiga proprietária das instalações tratadas nesta seção foi revogada proporcionalmente após a transferência das instalações, ficando o ajuste do referido tributo a ser considerado na próxima definição da TFSEE das transmissoras para a Saíra Transmissora de Energia Elétrica S.A.

133. Por fim, cabe à nova concessionária os efeitos da apuração do ciclo 2022-2023 da concessão assumida. Assim, seguindo a praxe estabelecida para caso semelhante no ciclo 2020-2021<sup>68</sup>, a planilha “Apuração ENEL CIEN\_ ciclo 2022-2023”, disponibilizada nos anexos, descreve o ajuste de -R\$

<sup>68</sup> Ver Nota Técnica nº 90/2021-SGT/ANEEL, de 2 de julho de 2021, SIC 48581.000781/2021-00, que subsidiou o estabelecimento da Receita Anual Permitida – RAP vinculada às instalações de transmissão sob responsabilidade das transmissoras MEZ 5 ENERGIA LTDA. – MEZ e Energisa Amazonas Transmissora S.A. – EAT para o ciclo 2020-2021.

\* 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 39/2023 – STR/ANEEL, de 30/06/2023.

11.244.414,11. Reforçamos que desconto de Parcela Variável relativa ao mês de 03/2023, que deveria ter sido descontada na apuração de 04/2023 e que, na prática, não foi efetiva, foi incluída na análise. Assim, recomendamos à Diretoria aprovar que antiga concessionária (ENEL CIEN) restitua à nova concessionária (SAÍRA) os valores definidos no ciclo 2023-2024 a título de PA Apuração.

#### **III.4.6.19 – Ajustes devido à incorporação de bens autorizada pela Portaria nº 631/GM/MME, de 24 de março de 2022.**

134. A Portaria nº 631/GM/MME, de 24 de março de 2022, alterada pela Portaria nº 650/GM/MME, de 24 de maio de 2022, autorizou a ANEEL a proceder à *“incorporação dos bens e das instalações que compõem o Sistema de Transmissão de Energia Elétrica - de que tratam a Portaria DNAEE nº 121, de 9 de abril de 1997, a Portaria DNAEE nº 371, de 19 de setembro de 1997, e a Resolução ANEEL nº 201, de 6 de junho de 2001, que chegaram ao seu fim - ao Contrato de Concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 058/2001-ANEEL, de titularidade da Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – Eletronorte”*.

135. Tal autorização se materializou por meio do Quinto Termo Aditivo ao CC nº 058/2001-ANEEL, assinado em 6 de abril de 2023.

136. Em função dessa autorização, foi definida indenização de investimentos realizados fora da concepção original no valor de R\$ 2.202.472,94, a preços de junho de 2021. Assim, de forma a cumprir tal definição, foi incluída PA no ciclo 2023-2024 no valor atualizado (ref.: 06/2023) de R\$ 2.557.704,57.

137. Ainda, como definido no Quinto Termo Aditivo ao CC nº 058/2001-ANEEL, a Eletronorte faz jus a RAP definida pela Portaria nº 631/GM/MME, de 24 de março de 2022, de forma retroativa, para recuperar os custos de O&M. Esses valores foram definidos na Tabela 12.

138. As memórias de cálculo das PA definidas nessa seção constam no arquivo *“PA\_ PRT 631.2022”*, disponibilizada nos anexos.

#### **III.4.6.20 – Ajustes autotutelares aos recursos do reajuste 2022 da RAP**

139. Na análise realizada por meio da Nota Técnica nº 44, de 17 de março de 2023<sup>69</sup>, alguns ajustes foram definidos, contudo, seus valores não foram efetivamente processados. Nesses casos, os efeitos esperados das referidas análises serão incluídos no curso do reajuste 2023. Estes casos estão descritos abaixo.

- **Item do Anexo D11 da Nota Técnica nº 44/2023 – CGT Eletrosul**

160. Na análise registrada na Nota Técnica nº 44, de 17 de março de 2023<sup>70</sup>, alguns ajustes foram definidos, contudo, seus valores não foram efetivamente processados. Nesses casos, os efeitos esperados das referidas análises serão incluídos no curso do reajuste 2023.

---

<sup>69</sup> SIC nº 48581.000470/2023-00.

<sup>70</sup> SIC nº 48581.000470/2023-00.

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

161. Em função da análise realizada pela Nota Técnica nº 018, de 08 de fevereiro de 2023<sup>71</sup>, foi publicada a Resolução Homologatória nº 3.174, de 28 de fevereiro de 2023. Nesta, restou provido o recurso relativo aos ajustes de PIS/Cofins relacionados com o Contrato de Concessão nº 10/2005, alterando a RAP relativa à reforços e melhorias do ciclo 2022-2023 de R\$ 75.576.510,77 para R\$ 83.672,914,14. Essa decisão constou na Nota Técnica nº 44, de 17 de março de 2023.

162. Contudo, no resultado do ciclo 2022-2023, a referida receita não foi estabelecida como decidido, pois foi homologada no BD o valor de R\$ 75.577.364,31. Dessa forma, foi incluída PA no valor de R\$ 7.734.683,56, atualizada com correção anual pelo IGPM. Ainda, a diferença entre a PA estabelecida na REH nº 3.067/2022 e aquela não retificada no Despacho nº 848/2023 também foi estabelecida, conforme abaixo:

**Tabela 20 – Parcelas de ajuste em função de não processamento de recursos providos no ciclo anterior.**

Transm.	Contrato	RAP Revisada (R\$ em jun/22)		PA Retroativ. (s/OR) (pgto anual R\$ em jun/22)	
		antes	após	antes	após
CGT Eletrosul	10/2005	75.576.510,77	83.672.914,14	-9.992,61	-9.186,79
Diferença (jun/22)		8.096.403,37		805,82	
<b>PA (jun/23 correção anual/IGPM)</b>		<b>7.734.683,56</b>		<b>769,82</b>	
<b>Grupo pagador</b>		<b>Rede Básica</b>			

- **Erro apontado pela CGT Eletrosul, em favor da TSBE (CC04/2012), referente à data de vigência**

140. No processo de Revisão da RAP de 2022, a CGT insistiu na existência de erro material na adoção de data de vigência errada de módulos de reforços e melhorias<sup>72</sup>, alegando que o problema havia afetado também o resultado do Reajuste Anual da RAP da Concessionária em 2021/2022.

141. No que se refere ao Reajuste, objeto desta Nota Técnica, foram identificadas discrepâncias ao se verificar as datas registradas na planilha de cálculo da Parcela de Ajuste de autorização de reforços sem RAP prévia para o ciclo 2021/2022, em comparação com as informadas pela própria concessionária em resposta ao Ofício nº 71/2021 da SCT.

142. A correção das datas de 6 módulos para 26 de outubro de 2020 resultou em diferença de R\$ 29.156,22, a preço de jun/2021, a ser paga na forma de PA no valor atualizado para jun/23 de R\$ 31.126,60, conforme memória de cálculo da planilha “Ajuste TSBE\_ data de vigência 2021-2022”, disponibilizada nos anexos.

<sup>71</sup> SIC nº 48581.000270/2023-00.

<sup>72</sup> Carta CE DRP-004/2023, de 20 de março de 2023 (SicNet 48513.006498/2023)

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

**III.4.6.21 - Consideração de Parcelas de Ajuste relativas à análise realizada pela Nota Técnica nº 124/2023-SCE/ANEEL.**

143. Em 13 de junho de 2023, a área de concessões de transmissão e geração encaminhou à equipe de análise do reajuste da RAP um e-mail<sup>73</sup> contendo a análise realizada por meio da Nota Técnica nº 124/2023-SCE/ANEEL<sup>74</sup>. Esta trata do pagamento de adicional por antecipação de Reforços Prioritários contemplados na Resolução Autorizativa nº 10.398, de 17 de agosto de 2021.

144. Assim, dado que o processo<sup>75</sup> que avaliou a proposta encaminhada pela respectiva Uorg foi apreciado pela Diretoria da ANEEL na Reunião Pública Ordinária - RPO do dia 27 de junho de 2023. Assim, faz-se necessário incluir os valores de Parcelas de Ajuste para que estes façam parte do ciclo 2023-2024, conforme tabela abaixo. A memória de cálculo consta na planilha “Cálculos REH 10893 2021\_Ano\_2023”, disponibilizada nos anexos.

**Tabela 21 – Valores de Adicionais de Receita a serem contemplados na Parcela de Ajuste – PA, em decorrência da antecipação de empreendimentos alcançados pela REA nº 10.398/2021 (entre 1º de maio de 2022 e 31 de dezembro de 2022).**

Concessionária	Contrato	Grupo Equipamento	Componente Financeiro – PA (R\$) (Ref.: 06/2023)
CGT Eletrosul	057/2001	Rede Básica	10.878.250,27
Iracema	002/2008	Rede Básica	2.406.571,36
TP SUL	013/2012	Rede Básica	4.243.937,4

**III.4.6.22 - Ajuste devido à emissão de Tls retroativos – Resolução Autorizativa nº 11.324/2022.**

145. Em 8 de março de 2022, a ANEEL aprovou a Resolução Autorizativa nº 11.324, por meio da qual autorizou Furnas a realizar intervenções em instalações de transmissão sob sua responsabilidade. Em função desse ato, o ONS informou, no âmbito do presente processo, a emissão dos TLD retroativos DITTLDON/24/4/2022 a DITTLDON/31/4/2022, com data de entrada em operação das revitalizações aprovadas a partir de 14/04/2022.

146. Dessa forma, considerados os respectivos TL na apuração do ciclo 2023-2024, resta calcular em favor da transmissora os ajustes em função do período de 14/04/2022 a 30/05/2022, uma vez que a PA Apuração não abrangerá tal período, conforme tabela abaixo.

**Tabela 22 – Ajuste devido à emissão de Tls retroativos associados à REA nº 11.324/2022.**

Concessionária da Receita	Contrato da Receita	Grupo Equipamento	PA
FURNAS	062/2001	GRP FOZ DO IGUACU 50Hz - ITAIPU	973.910,92
FURNAS	062/2001	GRP IBIUNA - ITAIPU	923.584,86

147. A memória de cálculo está detalhada no arquivo “PA - retroativa\_ revitalização TR Itaipu\_ Furnas”, disponibilizada nos anexos.

<sup>73</sup> SIC 48580.001191/2023-00.

<sup>74</sup> SIC 48526.004223/2023-00.

<sup>75</sup> SIC 48500.003635/2021-97.

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

**III.4.6.23 – Ajuste de Encargos de Conexão da SE Boa Vista - Eletronorte.**

148. 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 Sistema Interligado Nacional.

149. Buscando atender o disposto no Despacho nº 1.316/2021, as Resoluções Homologatórias nº 2.968/2021 e nº 3.133/2022, que homologam o resultado do Reajuste Tarifário Anual da Roraima Energia S.A. - Roraima Energia de 2021 e 2022, respectivamente, estabelecem, em seus anexos, as receitas anuais referentes às instalações de conexão da Eletronorte relativas às DIT de uso exclusivo pela mencionada distribuidora.

150. Através da correspondência CE-RRG-0036/2023<sup>76</sup>, a Eletronorte solicitou que a ANEEL reconheça i) todos os ajustes decorrentes da Resolução Autorizativa ANEEL 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 representam 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.

151. Ao se analisar a solicitação da Eletronorte, foi observado 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, não foram contemplados os comandos da Resolução Autorizativa ANEEL nº 9.947/2021 e do Despacho nº 3.687/2017. Isto posto, foi calculada uma PA no valor de R\$ 12.515.237,01 (ref. Jun 2023), resumida na tabela abaixo.

**Tabela 23 – Ajuste revisional das receitas devidas à Eletronorte em função da classificação provisória de ativos da SE BOA VISTA.**

Concessionária	Contrato	Grupo Empreendimento	PA (Ref.: 06/2023)
ELETRONORTE	058/2001	GRP 69 kV BOA VISTA RR	R\$ 12.515.237,01

152. Nessa Parcela de Ajuste estão sendo atendidos todos os ajustes decorrentes da Resolução Autorizativa ANEEL nº 9.947/2021, do Despacho ANEEL nº 1.316/2021 e do Despacho nº 3.687/2017. Estão sendo contemplados, também, os encargos de ciclos anteriores devidos pela distribuidora ainda não homologados pela ANEEL até o momento. Os cálculos detalhados encontram-se na planilha “Cálculo ANEEL PA Boa Vista Para ciclo 2023-2024 V1”, em anexo.

<sup>76</sup> SIC 48513.006707/2023-00.

\* 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 39/2023 – STR/ANEEL, de 30/06/2023.

#### **III.4.6.24 – Pedido de Reinclusão de Módulo na SE Itabaiana.**

153. Em 28 de junho de 2018, a Diretoria da ANEEL aprovou a Resolução Homologatória nº 2.408/2018 que estabeleceu as receitas anuais permitidas para as concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica, pela disponibilização das instalações de transmissão sob sua responsabilidade para o ciclo 2018-2019.

154. Conforme consta na Nota Técnica nº 144/2018-SGT/ANEEL, o Despachos nº 3.453, de 2015, anuiu com a transferência de instalações de transmissão sob responsabilidade da Chesf para a distribuidora Energisa Sergipe Distribuidora de Energia S.A. – ESSE, que foi pactuada por meio do Termo de Transferência Não Onerosa – TTNO nº 002/2016, de 31/8/2016, e do Termo de Transferência Onerosa – TTO nº 001/2017, de 29/5/2017.

155. Em 04 de janeiro de 2023, a CHESF encaminhou à ANEEL a correspondência CE-SRR-001/2023<sup>77</sup> afirmando que no processo de transferência de ativos do pátio de 69 kV da SE Itabaiana da Chesf para a ESSE, o Módulo de Conexão MC 69 kV TR 69/13,8 kV ITABAIANA TR4 SE, IdeMdl 11703, foi excluído equivocadamente da Lista de Módulos. A empresa solicitou a reinclusão desse Módulo, com as respectivas receitas associadas no próximo Reajuste da RAP bem como a respectiva Parcela de Ajuste – PA, a ser recebida pela Chesf, com efeitos retroativos a julho/2018.

156. Verificou-se que, de fato, o Módulo de Conexão - MC 69 kV TR 69/13,8 kV ITABAIANA TR4 SE, IdeMdl 11703, foi excluído da lista de módulos no processo de Transferência dos ativos da CHESF para a ESSE. Tal procedimento ocorreu devido ao fato de que foi realizada a transferência do transformador TR 69/13,8 kV ITABAIANA TR4 SE, IdeMdl 11702, conforme constava no TTNO nº 002/2016, sendo assim, foi necessário retirar também o módulo de conexão em alta MC 69 kV TR 69/13,8 kV ITABAIANA TR4 SE, IdeMdl 11703, e o módulo de conexão em baixa MC 13,8 kV TR 69/13,8 kV ITABAIANA TR4 SE, IdeMdl 11704. Logo, não houve equívoco na retirada do módulo questionado.

#### **III.4.6.25 - Consideração de Parcela de Ajuste relativa à análise realizada pela Nota Técnica nº 111/2023-SCE/ANEEL.**

157. Em 14 de junho de 2023, a área de concessões de transmissão e geração encaminhou à equipe de análise do reajuste da RAP um e-mail<sup>78</sup> contendo a análise realizada por meio da Nota Técnica nº 111/2023-SCE/ANEEL<sup>79</sup>. Esta trata do estabelecimento de RAP referente a reforços, autorizados sem estabelecimento prévio de receita, a serem consideradas no Reajuste da Transmissão – Ciclo 2023-2024.

158. Assim, dado que o processo<sup>80</sup> que avaliou a proposta encaminhada pela respectiva Uorg foi apreciado pela Diretoria da ANEEL na Reunião Pública Ordinária - RPO do dia 20 de junho de 2023 e resultou na publicação da resolução homologatória nº 3.208, de 20 de junho de 2023, faz-se necessário incluir os valores de Parcelas de Ajuste para que estes façam parte do ciclo 2023-2024, conforme tabela abaixo. A memória de cálculo consta na planilha “Atualização PA NT 111.2023\_ SCE”, disponibilizada nos

<sup>77</sup> SIC 48513.000227/2023.

<sup>78</sup> SIC 48580.001199/2023-00.

<sup>79</sup> SIC 48526.003918/2023-00.

<sup>80</sup> Referência: 48500.000169/2023-50.

\* 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 39/2023 – STR/ANEEL, de 30/06/2023.

anexos.

**Tabela 24 – Ajuste decorrente de ressarcimento dos investimentos dos 2 módulos construídos provisoriamente, com o objetivo de adequar o sistema de suprimento a Manaus de 2015-2018.**

Concessionária do Módulo	Contrato do Módulo	Grupo Equipamento	Componente Financeiro – PA (R\$) – Ref.: 06/2023
Eletronorte	014/2012	Rede Básica	965.529,88

#### III.4.6.26 - Ajuste em função de segmentação da RAP relativa à FT Módulo Geral da SE Guaíba 3.

159. Conforme consta na instrução do processo 48500.001543/2019-58, a Chimarrão Transmissora de Energia S.A. interpôs recurso administrativo requerendo revisão dos montantes aprovados no Despacho nº 938, de 6 de abril de 2022, apontando diferença entre o valor total de RAP do Módulo Geral da SE Guaíba 3 estabelecido no CUST e a soma dos valores segregados para os setores de 525kV e 230kV no Despacho nº 938/2022.

160. Em face do exposto, a área de concessões decidiu:

*“DESPACHO Nº 1.786, DE 3 DE AGOSTO DE 2022*

*O SUPERINTENDENTE DE CONCESSÕES, PERMISSÕES E AUTORIZAÇÕES DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso das atribuições delegadas pela Portaria ANEEL nº 3.926, de 29 de março de 2016, e com base nas competências estabelecidas no art. 23, inciso VIII da Portaria MME nº 349, de 28 de novembro de 1997, com alterações dadas pela Resolução Normativa nº 503, de 7 de agosto de 2012, considerando o que consta do art. 21 da Lei 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 e do Processo nº 48500.001543/2019-58, decide: (i) **deferir o recurso** impetrado pela Chimarrão Transmissora de Energia S.A. **para segmentar a Receita Anual Permitida - RAP associada à Função de Transmissão Módulo Geral da SE Guaíba 3** objeto do Contrato de Concessão nº 10/2019, **nos valores de 3.119.715,40** (três milhões, cento e dezenove mil, setecentos e quinze reais, e quarenta centavos) **e R\$ 271.566,81** (duzentos e setenta e um mil, quinhentos e sessenta e seis reais e oitenta e um centavos), com data de referência de 13 de julho de 2018, **para setores de 525kV e 230kV da SE Guaíba 3, respectivamente; e (ii) estabelecer o pagamento à Chimarrão Transmissora de Energia S.A. via Parcela de Ajuste no próximo ciclo tarifário, da diferença entre o valor estabelecido no item “i” deste Despacho e o que tenha sido efetivamente pago, por cada mês em que for pago valor menor que o devido, sujeito à revisão pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA.***

*IVO SECHI NAZARENO”*

*(grifos nossos)*

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



161. Nesse sentido, deve ser cadastrado ajuste, conforme tabela abaixo, para devolução proporcional da receita atribuída ao MG 230 KV no ciclo 2022-2023. A memória de cálculo está no arquivo “Cálculo - PA - DSP 1786.2022”, disponibilizado nos anexos.

**Tabela 25 – ajuste em função da segmentação do MG da SE Guaíba 3.**

Concessionária	Contrato	Grupo Equipamento	PA (Ref.: 06/2023)
CHIMARRÃO	010/2019	Rede Básica	-R\$ 96.361,37

#### III.4.6.27 – Carta Enel SP 074-2023-RB.

162. Na Carta ENEL SP 074-2023-RB, de 16/03/2023, a distribuidora ENEL SP solicitou que seja reavaliado os encargos de conexão considerados nos seus processos tarifários de 2020, 2021 e 2022 por identificar que os encargos aplicados em seus processos estão descasados dos valores homologados pela ANEEL nas Resoluções Homologatórias nº 2.725/2020, nº 2.959/2021 e nº 3.067/2022.

163. Primeiro, cabe esclarecer os procedimentos adotados nos processos tarifários das transmissoras. Em cada processo é apurado uma PA das Diferenças das DITs Exclusivas, em PA Outros Ajustes, em que se compara os valores dos encargos de conexão publicados na Resolução Homologatória do ciclo anterior com os valores definitivos do ciclo após deliberação dos recursos administrativos. O financeiro apurado entre as duas versões é considerado no processo da RAP em processamento para ajustar a cobertura do processo anterior no novo ciclo.

164. Dessa forma, os valores dos encargos de conexão aplicados em cada processo tarifário das distribuidoras são formados pela parcela RAP Conexão/DIT (R\$)<sup>81</sup>, que se refere aos valores da cobertura econômica que constam na Lista de Módulo do processo da RAP, mais a Parcela de Ajuste – PA (R\$) que trata do ajuste da cobertura econômica do processo anterior das transmissoras. Assim, o efeito do financeiro da PA das Diferenças das DITs Exclusivas é tratado nos processos da RAP com reflexo nos processos tarifários das distribuidoras.

165. No caso da ENEL SP, há uma particularidade na apuração da PA das Diferenças das DITs Exclusivas, pois a referência para a apuração do financeiro são os valores definitivos dos encargos de conexão do último ciclo, aprovados no âmbito do julgamento dos recursos administrativos dos processos da RAP, contra os valores estimados aplicados no processo tarifário da distribuidora e não contra os valores homologados no último processo da RAP. Isso acontece quando a instrução do processo da RAP não está concluído no momento de fechamento da instrução do processo tarifário da ENEL SP.

166. Feitas essas considerações, foi verificado que na apuração das PA das Diferenças das DITs Exclusivas para o processo da RAP de 2023 já contempla o ajuste entre os encargos de conexão adotados no processo tarifário de 2022 da ENEL SP e os valores definitivos do ciclo 2022/2023, aprovados pelo Despacho nº 848/2023, com base na lista de módulo e na lista PA.

167. A apuração das PA das Diferenças das DITs Exclusivas para o processo da RAP de 2022

<sup>81</sup> RAP Conexão/DIT (R\$) e Parcela de Ajuste – PA (R\$): nomenclaturas utilizadas na aba *RB e Conexão* da planilha *Sparta*.

\* 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 39/2023 – STR/ANEEL, de 30/06/2023.

contemplou também o ajuste entre os encargos de conexão adotados no processo tarifário de 2021 da ENEL SP e os valores definitivos do ciclo 2021/2022, aprovados pelo Despacho nº 1.425/2022, com base na lista de módulo e na lista PA.

168. Entretanto, foi identificado que houve inconsistência na apuração das PA das Diferenças das DITs Exclusivas para o processo da RAP de 2021. Em vez de contemplar o ajuste entre os encargos de conexão adotados no processo tarifário de 2020 da ENEL SP e os valores definitivos do ciclo 2020/2021, aprovados pelo Despacho nº 1.698/2021, usou-se como referência os encargos de conexão publicados na REH nº 2.725/2020 e não os valores do processo tarifário da ENEL SP de 2020.

169. Com isso, constatou-se que o valor correto da diferença apurada da cobertura econômica dos encargos de conexão da ENEL SP, considerado como PA das Diferenças das DITs Exclusivas no processo da RAP de 2021, deveria ter sido de menos R\$ 15.664.938,00 em vez de R\$ 56.791,76 na condição de usuária da transmissora CTEEP. Portanto, a transmissora tem de devolver R\$ 15.721.729,76, a preços de junho/2020, para os consumidores da ENEL SP.

170. Por outro lado, não foi considerado no processo tarifário da ENEL SP em 2020 nenhum financeiro a título de Parcela de Ajuste – PA (R\$), mas o valor definitivo do ciclo 2020/2021 foi aprovado de R\$ 7.671.787,43 pelo Despacho nº 1.698/2021. Além disso, apurou-se um financeiro de encargos de conexão da ENEL SP de R\$ 2.812.052,51 aplicado no processo da RAP de 2021. Dessa forma, a CTEEP tem a receber de financeiro a título de PA das Diferenças das DITs Exclusivas o valor de R\$ 4.859.734,92.

171. Portanto, é necessário aplicar um ajuste nos valores de encargos de conexão aplicados no processo tarifário de 2020 da ENEL SP e que foram pagos à transmissora CTEEP conforme apresentado na tabela abaixo. Dessa forma, a CTEEP tem de devolver para os consumidores da ENEL SP R\$ 13.630.084,24, a preços de junho de 2023.

**Tabela 26 – Ajuste nos Encargos de Conexão do processo tarifário 2020 da ENEL SP com a transmissora CTEEP.**

PA das Diferenças de DIT Exclusiva	Transmissora	Valores a preços de junho/2020 (R\$)	Valores a preços de junho/2023 (R\$)
PA de Encargos de Conexão – referente à RAP	CTEEP	-15.721.729,76	-19.728.282,34
PA de Encargos de Conexão – referente à Lista PA	CTEEP	4.859.734,92	6.098.198,11

172. Aplicando a mesma análise para as transmissoras acessadas IE Pinheiros e IEJAPI tem-se ajustes nos valores de encargos de conexão aplicados no processo tarifário de 2020 da ENEL SP conforme apresentado na Tabela abaixo. Dessa forma, as transmissoras IE Pinheiros e IEJAPI tem a receber da ENEL SP o valor de R\$ 67.876,45, a preços de junho de 2023.

**Tabela 27 – Ajuste nos Encargos de Conexão do processo tarifário 2020 da ENEL SP com as transmissoras IE Pinheiros e IEJAPI.**

PA das Diferenças de DIT Exclusiva	Transmissora (1)	Valores a preços de junho/2020 (R\$)	Valores a preços de junho/2023 (R\$)
PA de Encargos de Conexão – referente à RAP	Jaguar 8 (2)	19.486,73	24.452,77
PA de Encargos de Conexão – referente à Lista PA	Jaguar 8 (2)	34.604,91	43.423,68

Notas: (1) A diferença apurada para a IEJAPI é de menos R\$ 0,08. (2) Conforme 2º TA ao Contrato de Concessão nº 015/2008, o titular da concessão foi alterado para Interligação Elétrica Jaguar 9 S.A. (antes Interligação Elétrica Pinheiros S.A.)

\* 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 39/2023 – STR/ANEEL, de 30/06/2023.

173. Como foi identificado necessidade de ajustar os valores dos encargos de conexão do processo tarifário de 2020 da ENEL SP e as distribuidoras ETO e ESS também tiveram valores projetados aplicados em seus processos tarifários de 2020, a análise foi estendida para as distribuidoras ETO e ESS.

174. Os resultados obtidos para a distribuidora ETO são apresentados na tabela abaixo. Dessa forma, as transmissoras têm a receber R\$ 1.096.613,53, a preços de junho de 2023, dessa distribuidora.

**Tabela 28 – Ajuste nos Encargos de Conexão do processo tarifário 2020 da ETO com as transmissoras Eletronorte e Miracema.**

PA das Diferenças de DIT Exclusiva	Transmissora	Valores a preços de junho/2020 (R\$)	Valores a preços de junho/2023 (R\$)
PA de Encargos de Conexão – referente à RAP	Eletronorte	32.106,16	40.288,14
PA de Encargos de Conexão – referente à Lista PA	Eletronorte	110.652,82	138.851,77
PA de Encargos de Conexão – referente à RAP	Miracema	731.146,88	917.473,61
PA de Encargos de Conexão – referente à Lista PA	Miracema	0,00	0,00

175. Os resultados obtidos para a distribuidora ESS são apresentados na tabela abaixo. Dessa forma, a distribuidora tem a receber R\$ 31.905,17, a preços de junho de 2023, da transmissora CTEEP.

**Tabela 29 – Ajuste nos Encargos de Conexão do processo tarifário 2020 da ESS com a transmissora CTEEP.**

PA das Diferenças de DIT Exclusiva	Transmissora	Valores a preços de junho/2020	Valores a preços de junho/2023
PA de Encargos de Conexão – referente à RAP	CTEEP	-472.267,48	-592.620,94
PA de Encargos de Conexão – referente à Lista PA	CTEEP	446.841,83	560.715,77

176. As memórias de cálculo dos resultados apresentados nas quatro tabelas anteriores estão detalhadas em três planilhas dentro da pasta Carta Enel SP 074-2023-RB, disponibilizadas nos anexos.

#### **III.4.6.28 – Desconsideração de TL cancelados – CEMIG GT.**

177. A Resolução Autorizativa nº 7.008 de 2018, alterada pela Resolução Autorizativa nº 7453 de 2019, autorizou a CEMIG GT (Contrato de Concessão nº 006/1997) a implantar reforços em instalação de transmissão sob sua responsabilidade e estabeleceu os valores das correspondentes parcelas da Receita Anual Permitida – RAP.

178. Em 18/07/2022 o ONS emitiu o TLDONS/207/7/2022 que previa o pagamento, para a CEMIG-GT, de 100% da RAP para FT TR 500/230 kV MESQUITA TR2 a partir de 12/07/2022. Entretanto, em 19/01/2023, a CEMIG GT, em pleno exercício de suas atribuições enquanto concessionária de serviços públicos de transmissão, informou ao ONS que a implantação do disjuntor 9M4 ainda se encontrava pendente e, devido a esse fato, a solicitação e a consequente emissão do TLD em julho de 2022 foram indevidas.

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

Pág. 76 da Nota Técnica nº 39/2023 – STR/ANEEL, de 30/06/2023.

179. Por meio da correspondência CTA-ONS DTA 0215/2023<sup>82</sup>, o ONS informou à ANEEL e à CEMIG GT a anulação do TLDONS/207/7/2022. Informou também que irá realizar a suspensão da receita na AMSE a partir de janeiro de 2023 em virtude da anulação do TLDONS/207/7/2022, e não realizará qualquer compensação financeira na AMSE em conformidade com o item 2.7 do Módulo 03 das Regras de Transmissão.

180. Sendo assim, a Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR solicitou à Superintendência de Fiscalização Técnica dos Serviços de Energia Elétrica – SFT que fosse realizada a exclusão do TLDONS/207/7/2022 no SIGET.

181. Por fim, como o ONS confirmou que foram consideradas as receitas deste TLD nas AMSEs de julho a dezembro/22, a PA Apuração fará o ajuste em seu processamento.

182. Caso semelhante ocorreu com a FT TRR 345 /138 kV TRR1, na SE Juiz de Fora 1.

183. A Resolução Autorizativa nº 7.497/2018, alterada pela Resolução Autorizativa nº 7.668/2019, autorizou a CEMIG GT, Contrato de Concessão nº 006/1997, a implantar reforços em instalação de transmissão sob sua responsabilidade, estabelecendo as correspondentes parcelas da RAP.

184. Em 30 de junho de 2022, após pedido da CEMIG GT, o ONS emitiu o TLDONS/198/6/2022, que previa o pagamento, para a CEMIG GT, de 100% da RAP para essas adequações a partir de 27/06/2022.

185. Contudo, em 18 de abril de 2023, a transmissora informou que a solicitação do TLD foi indevida, tendo em conta que ainda resta pendente a implantação das chaves seccionadoras 4PT6R, 10KT6R e 60FT6R, que ainda não estão em operação.

186. Assim, o ONS, por meio da CTA-ONS DTA 0864/2023<sup>83</sup>, informou do cancelamento do respectivo TL. Os demais trâmites seguiram o tratamento dispendido ao caso do TLDONS/207/7/2022.

#### **III.4.6.29 – Cobrança complementar de PIS/COFINS em virtude de erro material na informação de alíquotas ao ONS.**

187. Por meio da Carta Enel SP 076-2023-RB<sup>84</sup>, a Enel Distribuição São Paulo (Enel SP) encaminhou às áreas de regulação, fiscalização e gestão tarifária da ANEEL questionamentos relacionados com o fato de a IVAÍ (transmissora controlada pela ISA CTEEP) ter emitido faturas complementares aos AVD emitidos pelo ONS.

188. Essas faturas estão relacionadas com o fato de a transmissora ter entrado em operação comercial em 11/2022 e ter ocorrido erro nos valores definidos nos AVC/AVD de 11 e 12/2022 em função

<sup>82</sup> SIC 48513.002117/2023-00.

<sup>83</sup> SIC 48513.010927/2023-00.

<sup>84</sup> SIC 48513.006252/2023-00.

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

Pág. 77 da Nota Técnica nº 39/2023 – STR/ANEEL, de 30/06/2023.

de cadastro equivocado das alíquotas de PIS/COFINS pela IVAÍ (CC nº 022/2017) no ONS.

189. Sobre o questionamento encaminhado à área de regulação, esta respondeu por meio do Ofício nº 022/2023-STD/ANEEL que “*não existe previsão regulatória para retificação dos AVC e AVD já emitidos no caso de informações incorretas por parte da transmissora*”.

190. No caso específico da STR, a questão suscitada pela distribuidora era se, na impossibilidade de serem emitidos AVD complementares, eventual pagamento complementar sem a retificação do AVD seria reconhecido em seu processo tarifário.

191. Fazemos uso das descrições trazidas pela ENEL SP para incluir alguns fatos do caso na análise:

*“Contextualizando, em 12 de janeiro de 2023 a referida transmissora encaminhou e-mail ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS solicitando orientações acerca da forma de regularizar a alíquota a ser considerada nos AVC’s futuros e a ajustar as diferenças de alíquotas referentes aos AVC’s processados nos meses de novembro e dezembro de 2022.*

*No mesmo dia, o ONS informou a transmissora através de e-mail que a informação sobre o regime de tributação a ser considerado na Apuração Mensal de Serviços e Encargos – AMSE é de responsabilidade exclusiva de cada concessionária de transmissão e que compensações motivadas por mudança dessa natureza deveriam ser realizadas diretamente entre a transmissora e seus usuários, devido ao fato de nos Procedimentos de Rede não haver previsão para tratamento de correções relativas à consideração de regimes de tributação incorretos em um determinado período.*

*Frente a orientação do ONS de que deveria ser o acerto realizado de forma bilateral entre a transmissora e a concessionária, a ISA CTEEP encaminhou a Enel Distribuição SP, em 19 de janeiro de 2023, faturamento complementar decorrente da correção da alíquota no período dos meses de novembro e dezembro de 2022.”*  
**(grifos nossos)**

192. Em função dos fatos descritos, encaminhamos o Ofício nº 82/2023–SGT/ANEEL<sup>85</sup>, solicitando manifestação da transmissora. Por meio da Carta CT/R/370/2023, a controladora da IVAÍ (ISA CTEEP) manifestou que:

- (i) Nesses casos, a diferença a ser ajustada poderia ser incluída na Parcela de Ajuste – PA, conforme questionado no Ofício nº 082/2023. Todavia, a transmissora apresentou sua

<sup>85</sup> SIC 48581.000423/2023-00.

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

Pág. 78 da Nota Técnica nº 39/2023 – STR/ANEEL, de 30/06/2023.

preocupação de que a inclusão de ajustes apenas para a ENEL SP poderia ser considerada falta de isonomia com os demais usuários;

- (ii) Informou ter emitido 2.689 notas complementares e que, até a data da resposta, dia 29 de março de 2023, apenas 1.428 haviam sido pagas.

193. Inicialmente, ponderamos que, em casos como este, é certo que o ONS emitiu os AVC/AVD relativo às faturas da Apuração Mensal de Serviços e Encargos (AMSE) das competências de 11 e 12/2022 com base nas informações constantes em suas bases de dados. Logo, não há que se falar em erro nos AVC/AVD emitidos.

194. O Operador Nacional, entre diversas outras atribuições, inclui, inclusive, as alíquotas de PIS/COFINS em seus relatórios de faturamento para as transmissoras. Essa ação objetiva facilitar o trabalho daquelas transmissoras que não possuem os valores de PIS/COFINS incluídos em sua receita, bem como auxiliar a gestão contábil das transmissoras.

195. Com relação à primeira informação da ISA CTEEP, corroboramos com o posicionamento de que a inclusão de PA apenas para a distribuidora reclamante poderia ser considerado tratamento não-isonômico, razão pela qual não iremos realizar a adequação pretendida pela ENEL SP por meio deste mecanismo regular de ajuste.

196. Em função da última informação trazida pela ISA CTEEP, entramos em contato com a transmissora requisitando relatório detalhado das faturas emitidas, no que fomos atendidos. Com base no relatório encaminhado pela transmissora, existem diferentes tipos de agentes (consumidores, distribuidores e geradores) e situações de adimplência e inadimplência de pagamento, o que gera dificuldades de implementação de solução linear (inserção de PA) para o aparente conflito.

197. Por essa razão, para este caso e semelhantes que porventura venham a ocorrer, orientamos que as transmissoras, antes de emitir faturas complementares em razão de alterações de alíquotas tributárias, encaminhe notificação do fato:

- i. Aos usuários, informando da falha incorrida na apuração tributária, e que, por isso, necessitará emitir faturas complementares; e
- ii. Ao ONS, para que proceda a apurações futuras considerando o valor alterado.

198. Para o caso dos agentes de distribuição, dada a preocupação apresentada pela ENEL SP, salientamos que o pagamento à ISA CTEEP é devido e que informem à equipe da ANEEL responsável pela condução de seus processos tarifários e de fiscalização que os pagamentos devem ser considerados na apuração da CVA.

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

Pág. 79 da Nota Técnica nº 39/2023 – STR/ANEEL, de 30/06/2023.

### III.4.7 – Análises para o próximo ciclo da RAP.

199. 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 no ciclo subsequente. Nesse sentido, serão elencados a seguir casos que devem ser acompanhados no processamento do reajuste 2024 da RAP.

#### III.4.7.1 - Análise de efeitos de TLR com PIT atribuída à Mantiqueira.

200. 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 de pendências impeditivas de responsabilidade da Mantiqueira Transmissora de Energia S.A a partir de 5 de março de 2021.

201. 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).

202. 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 encaminhado 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 TLRs emitidos devem ficar suspensos.”  
(grifos nossos)*

203. Nesse sentido, no ciclo 2022-2023, a demanda não foi processada, uma vez que o processo ainda se encontrava em fase de instrução. Na verificação recente do caso, após contato com a área de concessões, foi-me informado que somente após todas as obras entrarem efetivamente em operação comercial é que será analisada a questão das excludentes de responsabilidade.

204. Dessa forma, o caso em questão não será processado no ciclo 2023-2024, devendo ser reavaliado no próximo reajuste da RAP.

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

### III.4.7.2 – Efeitos da compensação de TLR descritos no subitem III.4.6.11.

205. Como mencionado no subitem III.4.6.11, a transmissora Timóteo-Mesquita terá que restituir à Rede Básica os valores pagos por todos os usuários do SIN em virtude da decisão constante no Despacho nº 299, de 1º de fevereiro de 2022.

206. No presente ciclo, foi processada a primeira parcela da referida restituição. Contudo, o saldo ainda não amortizado deve ser acompanhado no ciclo 2024-2025 e seguintes.

### III.4.7.3 - Impossibilidade, no momento, de apreciação do pleito de ressarcimento relativo à Elaboração de Estudos (Relatório R4) referente à LT 230 kV Poções III – Itapebi C1.

207. Por meio da carta CE-SRR-011/2022<sup>86</sup>, de 28 de janeiro de 2022, a Chesf solicitou à SCT o ressarcimento dos custos incorridos na elaboração do estudo (R4) da LT 230 kV Poções III – Itapebi C1, Lote 12 do Edital do Leilão de Transmissão nº 002/2019-ANEEL.

208. 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.**”  
(grifos nossos)*

209. Contudo, a área de concessões, por meio de seu Ofício nº 121/2022-SCT/ANEEL, de 08 de março de 2022, informou que, em virtude do Leilão de Transmissão nº 002/2019-ANEEL não ter prosseguido, os valores somente poderiam ser apreciados após um futuro Leilão.

210. Nesse sentido, para o ciclo 2023-2024, a Chesf encaminhou a carta CE-SRR-003/2023, de 6 de janeiro de 2023<sup>87</sup>, por meio da qual reforça à SCT a necessidade de processar o referido ressarcimento uma vez que (i) a LT 230 kV Poções III – Itapebi C1 não foi incluída no “Estudo de Escoamento de Geração da Região Nordeste – Volume I – Área Sul”; (ii) após declarada a caducidade do Contrato de Concessão nº 12/2020-ANEEL, já foram realizados dois Leilões de Transmissão (nº 001/2022 e nº 002/2022) e a LT 230 kV Poções III – Itapebi C1 não foi contemplada; e (iii) no edital do Leilão de Transmissão nº 001/2023 a LT 230 kV Poções III – Itapebi C1 novamente não foi contemplada.

211. Analisado o caso juntamente com a área de concessões, verificamos a emissão do Ofício nº 009/2023-SCE/ANEEL, de 4 de maio de 2023<sup>88</sup>, por meio do qual a área técnica informou que era de seu conhecimento o processo de reavaliação do planejamento setorial (Ref.: Ficha de Referência Estudo nº

<sup>86</sup> SIC 48513.002239/2022-00.

<sup>87</sup> SIC 48513.000383/2023-00.

<sup>88</sup> SIC 48526.002327/2023-00.

\* 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 39/2023 – STR/ANEEL, de 30/06/2023.

6/2023, do Anexo 1, do Ofício nº 0046/2023/DEE/EPE, de 30 de janeiro de 2023).

212. Assim, a análise do caso aguardará a indicação de ser incluída em um leilão de transmissão ou que a mesma não é mais necessária, ocasião na qual o pleito ora não processado poderá ser incluído no reajuste da RAP.

#### **III.4.7.4 – Análise relativa ao cancelamento de Termos de Liberação da transmissora Belo Monte Transmissora de Energia – BMTE (Contrato de Concessão Nº 014/2014-ANEEL).**

213. Em 29 de julho de 2020, por meio da CARTA ONS - 0164/DTA/2020<sup>89</sup>, o ONS informou à ANEEL o cancelamento dos TLD e TLP com 100% da RAP emitidos para as instalações do Bipolo 1 de Belo Monte e questionou como proceder com a contabilização dos valores recebidos a maior pela BMTE em virtude da retificação dos termos de liberação emitidos.

214. Em face do questionamento, a SRT encaminhou ao operador do SIN o Ofício nº 99/2020–SRT/ANEEL<sup>90</sup>, de 12 de agosto de 2020, 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”*. Assim, incluímos a documentação até então conhecida no processo que analisava o reajuste do ciclo 2021-2022 da RAP.

215. Em função de nossa movimentação no referido processo, a BMTE encaminhou a carta BMTE-TMA-023/2021<sup>91</sup>, de 20 de abril de 2021, por meio da qual solicitava a consideração de eventual ajuste apenas após a análise do mérito, que no momento, se encontrava na SFE. Como o mérito da questão envolve valores expressivos e havia possibilidade de reversão do mérito, em resposta, encaminhamos o Ofício nº 146/2021-SGT/ANEEL, 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.”*

216. Dito isso, é importante frisar que foi publicado o Despacho nº 1.331<sup>92</sup>, de 16 de maio de 2022, ratificando os procedimentos adotados pelo ONS. Após a notificação da SFE, materializada por meio do Ofício nº 261/2022-SFE<sup>93</sup>, de 19 de maio de 2022, a BMTE apresentou RECURSO ADMINISTRATIVO<sup>94</sup>, por meio do qual requer (i) a anulação do Despacho nº 1.331, de 16 de maio de 2022; ou, alternativamente (a) que os TLP e TLD sejam revogados (efeitos ex nunc); ou (b) que os efeitos do cancelamento dos TLPs e TLDs sejam associados exclusivamente à Função de Transmissão - Módulo Geral (FT-MG).

217. Em face da necessidade de apreciação no ciclo 2023-2024, encaminhamos o Memorando nº 42/2023-SGT/ANEEL<sup>95</sup>, de 3 de abril de 2023, requisitando informações da SFE quanto ao exaurimento da esfera recursal do caso e, caso estivesse concluída, que informasse os equipamentos e períodos aos

---

<sup>89</sup> SIC 48513.020428/2020-00.

<sup>90</sup> SIC 48552.000726/2020-00.

<sup>91</sup> SIC 48513.010594/2021-00.

<sup>92</sup> SIC 48534.002353/2022-00.

<sup>93</sup> SIC 48534.002414/2022-00.

<sup>94</sup> SIC 48513.014904/2022-00.

<sup>95</sup> SIC 48581.000554/2023-00.

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

Pág. 82 da Nota Técnica nº 39/2023 – STR/ANEEL, de 30/06/2023.

quais a transmissora teria que ter o ajuste processado no reajuste da RAP. Em resposta, recebemos o Memorando nº 74/2023-SFE/ANEEL<sup>96</sup>, de 14 de abril de 2023, indicando que a esfera recursal carece ainda de análise final do mérito pela Diretoria, razão pela qual eventual ajuste deve aguardar tal decisão.

218. Em 13 de junho de 2023, a área de fiscalização confirmou<sup>97</sup> que “não haver tempo hábil para decisão final administrativa (Diretoria Colegiada) quanto ao tema antes do reajuste”. Dessa forma, a análise do caso fica sobrestada até a conclusão da apreciação do caso pela Diretoria da ANEEL.

#### **III.4.7.5 – Análise relativa à Rescisão dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão – CUST referentes aos empreendimentos de geração.**

219. Em resposta ao Ofício nº 03/2023-STR/ANEEL, de 5 de maio de 2023, o ONS encaminhou a correspondência nº CTA-ONS DTA 1088/2023<sup>98</sup>, em 7 de junho de 2023, contendo os Avisos de Crédito (AVC) complementares relativos aos encargos rescisórios de centrais geradoras.

220. Nos ciclos anteriores, tratava-se de poucos casos facilmente processados. O último efetuado foi para a UTE Termoirapé no ciclo 2020/2021.

221. Cumpre explicar o procedimento operacional realizado pelo ONS na Apuração Mensal dos Serviços e Encargos (AMSE) e pela ANEEL no reajuste anual da RAP.

222. A cada competência mensal, o ONS apura os encargos de uso ordinários e encaminha para os credores e devedores na forma de Avisos de Crédito (AVC) e Débito (AVD). No caso dos encargos rescisórios, o ONS encaminha de forma apartada na forma de AVC e AVD complementares, dado que se trata de apuração extraordinária.

223. No reajuste da RAP, o ONS encaminha à ANEEL o resultado da AMSE dos últimos 12 meses de forma consolidada em arquivo XML para os encargos ordinários e em planilhas Excel os complementares, conforme solicitado em Ofício. Para o ciclo 2023/2024, o Ofício nº 03/2023-STR/ANEEL, de 5 de maio de 2023, solicitando a apuração dos encargos rescisórios como a seguir:

*“5. No que tange ao reajuste da RAP, lembramos dos dados e prazos dispostos nos Submódulos 9.3 e 10.4, respectivamente. Adicionalmente, solicitamos as seguintes informações:*

*(...)*

*(iii) Para o período compreendido entre junho de 2022 e maio de 2023:*

*(...)*

<sup>96</sup> SIC 48534.001617/2023-00.

<sup>97</sup> SIC 48580.001189/2023-00.

<sup>98</sup> SIC 48513.013762/2023-00.

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

*(iii.g) Os valores de Encargos de Uso do Sistema de Transmissão – EUST apurados, para todos os casos de desconstrução/rescisão de pontos de conexão, nos termos das Regras de Transmissão e que já não constem no arquivo XML de receitas apuradas;”*

224. Os dados encaminhados via XML são carregados no Sistema de Gestão da Transmissão (SIGET), que processa automaticamente os ajustes necessários para cada contrato de concessão, considerando o resultado da apuração e a receita devida e homologada pela ANEEL pós análise recursal. Já os ajustes dos encargos extraordinários são processados manualmente por um técnico.

225. Ao analisar os dados encaminhados sobre os encargos rescisórios, a STR deparou-se com os complexos das usinas de Quinturará, Renova e Caetité VA, que somavam 880 planilhas para serem analisadas e consideradas nos cálculos dos ajustes compensatórios.

226. Dado o tempo exíguo para deliberação do processo, para vigorar em 1º de julho de 2023, e as demais atribuições atinentes à STR, recomenda-se não considerar nesse processo tarifário do ciclo 2023/2024 a inclusão dessa Parcela de Ajuste.

227. Entretanto, compromete-se a verificar qual a melhor alternativa para processar tais casos e outros que possam surgir, se incluindo no XML a ser enviado pelo ONS ou implementando cálculo automatizado próprio, para ser aplicado no próximo ciclo 2024/2025, devidamente corrigidos monetariamente de acordo com os índices contratuais.

228. Ademais, sobre esse assunto, cabe destacar a existência do processo 48500.002429/2023-21, que trata de requerimento da Associação Brasileira da Infraestrutura e Indústrias de Base – ABDIB e da Associação Brasileira das Empresas de Transmissão de Energia Elétrica – Abrate, acerca dos possíveis efeitos dos encargos rescisórios dos contratos de uso de transmissão (CUST) na Receita Anual Permitida (RAP) das transmissoras. Esse processo será acompanhado pela STR para que eventuais desdobramentos sejam aplicados nos processos tarifários.

#### **II.4.7.6 – Acompanhamento da determinação constante no item (ii) do Despacho nº 1.634, de 6 de junho 2023.**

229. Como descrito na seção III.4.6.5, o Despacho nº 1.634, de 6 de junho 2023, inclui determinação para que a STR 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. Dessa forma, recordamos que a referida determinação será considerada no reajuste subsequente à validação pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF).

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

### III.4.7.7 – Impactos da desconexão do setor de 69 KV na SE SORRISO.

230. Em 12 de agosto de 2022, por meio da Carta CT/R/111/2022<sup>99</sup>, a distribuidora Elektro informou que já comunicaras à CTEEP, em novembro de 2020 e em agosto de 2021, informando da previsão de desativação do sistema de 69 kV da SE Registro, solicitando informações para que fossem tomadas as providências cabíveis.

231. Em 4 de outubro de 2022, por meio da CTA-ONS DTA 1763/2022, o ONS notificou a distribuidora e a transmissora sobre os procedimentos necessários à homologação da desconexão da referida. Contudo, conforme e-mail de 16/6/2023, o Operador Nacional informou que “até o presente momento não recebemos manifestações adicionais à carta, tanto da Elektro como da CTEEP.”.

232. Em 19 de junho de 2023, a CTEEP encaminhou<sup>100</sup> por e-mail informação de que “*estamos em processo de desativação do EL da LD 69 kV Registro – Iguape (IdeMdl 19121 e 19122)*”.

233. Dessa forma, até que sejam concluídas as etapas necessárias à homologação de aditivo ao CUST estabelecido entre as partes, não é possível realizar os ajustes necessários à referida desconexão. Logo, a referida demanda deve ser acompanhada por ocasião do reajuste 2024 da RAP.

### III.4.7.8 – Períodos descontínuos de direito à RAP

234. Como comentado na seção III.4.6.8, a apuração de períodos descontínuos de direito à RAP não foi avaliada em virtude do desalinhamento das necessidades objetivas das informações solicitadas ao ONS não ter permitido o levantamento adequado dos TL necessários ao cálculo. Dessa forma, o referido processo deve ter seus impactos estabelecidos em 2024.

### III.4.8 – Atualização de PA parceladas do ciclo anterior.

235. No ciclo 2022-2023, havia parcelas de ajustes que foram estabelecidas de forma parcela. No presente processo, as parcelas seguintes foram estabelecidas a partir dos parcelamentos identificados no ciclo anterior. Salientamos que as primeiras parcelas estabelecidas no ciclo 2023-2024 por meio da análise realizada no processo de revisão da RAP não se encontram contabilizadas aqui.

236. No caso específico da última parcela que seria atribuída às PRT MME nº 245/2020 e nº 671/2022, estas não são devidas pois as referidas concessões foram licitadas a novo concessionário (participaram de nova licitação).

237. A tabela abaixo sintetiza o somatório do resultado da atualização, por tipo de instalação. A memória da atualização está na planilha “*PA parceladas\_ ciclo 2023-2024*”, disponibilizada nos anexos.

---

<sup>99</sup> SIC 48513.021859/2022-00.

<sup>100</sup> SIC 48580.001261/2023-00.

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

**Tabela 30 – atualização das parcelas de PA parcelas no ciclo anterior.**

Tipo do Grupo	PA parceladas (Ref.: 06/2023)
RB	-R\$ 21.308.693,61
RBF	R\$ 21.235.475,33
DIT Compartilhada	-R\$ 837.399,94
DIT Exclusiva	R\$ 20.950.152,19

### III.4.9 Repercussão Geral – PA em virtude da revisão da REA nº 3.104/2022

238. Por meio do Anexo D10 da Nota Técnica nº 044/2023-SGT/ANEEL<sup>101</sup>, foram informados os valores de RAP associados à análise realizada por meio da Nota Técnica nº 113/2023-SCT/ANEEL<sup>102</sup>. Esta, analisou os recursos interpostos pelas concessionárias de transmissão de energia elétrica contra a Resolução Homologatória nº 3.104, de 13 de junho de 2022, que fixou as parcelas de RAP referentes a reforços autorizados sem estabelecimento de RAP prévia e reconhecidas no reajuste realizado para o ciclo 2022-2023 da transmissão.

239. Contudo, além das receitas mencionadas, faltou considerar o valor da RAP retroativa das diferenças relacionadas com o resultado do referido recurso. Os valores identificados estão relacionados abaixo:

**Tabela 31 – PA em virtude dos recursos à REA nº 3.104/2022.**

Transmissora	Contrato	Classificação	Tipo de Uso	Grupo Equipamento	PA
CEEE-T	055/2001	DIT	Exclusivo	GRP EREXIM 1 - RGE SUL	R\$ 585.781,68
CEEE-T	055/2001	DIT	Exclusivo	GRP GUARITA - RGE SUL	R\$ 26.558,93
CEEE-T	055/2001	DIT	Exclusivo	GRP PORTO ALEGRE 10 - CEEE-D	R\$ 24.126,93
CEEE-T	055/2001	RB		Rede Básica	R\$ 34.685,91
CTEEP	059/2001	DIT	Compartilhado	GRP EQP 138/88 kV SP	R\$ 17.248,40
CHESF	061/2001	DIT	Exclusivo	GRP PENEDO - CEAL	R\$ 5.576.495,10
CHESF	061/2001	RB		Rede Básica	R\$ 370.450,57
CTEEP	059/2001	DIT	Exclusivo	GRP 138 kV TRES IRMAOS UFV PEREIRA BARRETO	R\$ 1.109.124,79
CTEEP	059/2001	RB		Rede Básica	R\$ 89.075,71
Transirapé	012/2005	DIT	Exclusivo	GRP ARACUAI 2 - CEMIG-D	R\$ 279.253,11
Transirapé	012/2005	RB		Rede Básica	R\$ 23.255,37
CEMIG-GT	006/1997	RBF	Fronteira	VARZEA PALMA 1-345/138 kV	R\$ 118.932,93
CEEE-T	055/2001	DIT	Compartilhado	GRP LT 138 kV JACUI / PASSO REAL	R\$ 615.998,84
TAESA	097/2000	RB		Rede Básica	R\$ 212.082,97

240. O levantamento detalhado das informações acima descritas consta na planilha “Repercussão Geral\_ PA recurso de pequeno porte”, disponibilizada nos anexos, e está sendo considerado no resultado da presente análise.

<sup>101</sup> SIC 48581.000470/2023-00.

<sup>102</sup> SIC 48526.000815/2023-00.

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

### III.5 – MANIFESTAÇÕES CONTRA O RESULTADO DO DESPACHO Nº 848/2023.

241. Por meio do item (vii) do Despacho nº 848/2023, foi estabelecido que eventuais questionamentos relacionados com o resultado do ciclo 2022-2023 deveriam ser direcionados à área de gestão tarifária para verificação ulterior no ciclo 2023-2024. Nesse sentido, foram apresentadas as algumas manifestações, que passamos a analisar na sequência.

#### III.5.1 - Carta CE-ARZ3-0010/2023 - Arteon Z3.

242. Em 14 de abril de 2023, a Arteon Z3, por meio da Carta CE-ARZ3-0010/2023103, **retificou os pleitos** analisados no anexo A2 da Nota Técnica nº 44/2023-SGT/ANEEL, pois *“a decisão favorável à Recorrente, no âmbito do Despacho ANEEL nº 848, de 04 de abril de 2023, torna-se inexecutável, pois foi deferida sobre objeto diverso do pretendido.”*

243. Assim, os pleitos encaminhados pela Z3 por meio da Carta CE-ARZ3-0010/2023 foram, conforme resumo e fundamentos abaixo, os seguintes:

#### RESUMO DAS RECLAMAÇÕES:

- Item (i): Na PA Apuração Rede Básica, memória de cálculo Z3\_009\_2018\_Rede Básica, a ANEEL considera uma Receita Permitida, dentro da rubrica de RBL TLP Não Devido, de forma incorreta.
- Item (ii): A PA Rede Básica de Fronteira, definida no Anexo VI, desconsidera a emissão dos TLR-TONS/25/4/2022, TLR-TONS/26/4/2022 e TLR-TONS/27/4/2022.

#### FUNDAMENTOS DAS RECLAMAÇÕES:

- Item (i): Na PA Apuração Rede Básica, discordamos dos valores considerados pela ANEEL, como Receitas Permitidas, dentro da rubrica de RBL TLP Não Devido. Tais valores não correspondem ao desconto de 10% da receita RBL considerada como permitida. Em anexo, segue nossa memória de cálculo [PARCELA DE AJUSTE\_ARTEON Z3\_RB];
- Item (ii): Conforme TLR-TONS\_25\_4\_2022, TLR-TONS\_26\_4\_2022 e TLR-TONS\_27\_4\_2022 (cópias anexas), os equipamentos de IdeMdl 32200, 32201, 32202, 32207, 32208, 32209, 32210, 32211 e 32212 possuem Termo de Liberação de Receita – TLR (100% da RAP) a partir de 03/04/2022. Dessa forma, a desconsideração desse fato leva a consequência, a saber: (a) a PA Outros Ajustes – Desconto TLP – RBF e DITC considerou, equivocadamente, o período de vigência da PA de 27/11/2021 a 30/06/2022 destes equipamentos. Com a emissão dos TLR's supracitados, o final de vigência desta PA deve ser 02/04/2022. Em anexo, segue nossa memória de cálculo [PARCELA DE AJUSTE\_ARTEON Z3\_RBF].

244. Passa-se a discorrer sobre a análise dos pleitos.

---

<sup>103</sup> SIC 48513.009149/2023-00.

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

### ANÁLISE DOS PLEITOS ENCAMINHADOS:

- Item (i): **NEGADO**. A rubrica “RBL TLP Não Devido” na parte relativa às RECEITAS PERMITIDAS (ANEEL) é, tão-somente, um componente da PA Apuração que neutraliza alguns valores encaminhados pelo ONS. Logo, sem efeitos práticos sobre a apuração. São ações de neutralidade, desde que iguais aos valores informados nas RECEITAS APURADAS (ONS), o que é o caso.
- Item (ii): **ACATADO**. A transmissora demonstrou por meio dos TLR-TONS/25/4/2022, TLR-TONS/26/4/2022 e TLR-TONS/27/4/2022 que as instalações de IdeMdl 32200 a 32202 e 32207 a 322012 tiveram liberação de 100% de RAP a partir de 03/04/2022. Logo, a PA de IdePA 62645 definida no valor de -R\$ 465.507,02 no ciclo 2022-2023 deveria ter sido de -R\$ 274.083,57, a valores de 06/2022. Assim, deve ser considerada a diferença atualizada de **R\$ 198.957,55**, a valores de 06/2023. A memória de cálculo consta na planilha “*recálculo\_@PA desc TLP não devido IPCA Anual 2022\_ Arteon Z3*”, disponibilizada nos anexos.

#### III.5.2 – Carta CE-RRG-0048/2023 – Eletronorte.

245. Por meio da CE-RRG-0048/2023<sup>104</sup>, de 17 de abril de 2023, a Eletronorte questiona o resultado da análise realizada no item (vii) do anexo B9 da Nota Técnica nº 44/2023-SGT/ANEEL pois, em seu entendimento, a PA calculada em função da transferência de ativos não deveria considerar a RAP do ciclo no qual os equipamentos foram transferidos, mas o valor do custo operacional associado a cada equipamento.

246. A transmissora informa que seu posicionamento estaria consubstanciado no texto Nota Técnica nº 102/2022-SGT/ANEEL, que fundamentou o estabelecimento da RAP para o ciclo 2022-2023. O texto citado pela transmissora seria o parágrafo abaixo:

*130. Sendo assim, o valor do custo operacional associado a cada equipamento retirado de operação comercial foi calculado com base no Anexo III do submódulo 9.1 do PRORET, sendo esse valor, portanto, cancelado conforme consta no Submódulo 9.7 do PRORET.*

247. Contudo, cabe esclarecer que o comando descrito se refere aos ajustes a serem processados “nas parcelas de RAP que foram canceladas” (§ 127 da Nota Técnica nº 102/2022-SGT/ANEEL). Ou seja, é parte dos comentários às receitas das Portarias nº 579/2012 e 120/2012 (§§ 128-132 da Nota Técnica nº 102/2022-SGT/ANEEL).

248. Revisado o ajuste, este seguiu a praxe administrativa e regulatória aplicada ao caso concreto, não ensejando revisão.

<sup>104</sup> SIC 48513.009312/2023-00.

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

### III.5.3 – E-mail de 19 de abril de 2013 – Chesf.

249. Através de e-mail encaminhado em 19 de abril de 2023<sup>105</sup>, a Chesf questionou o resultado da análise realizada no item (v) do anexo B5 da Nota Técnica nº 44/2023-SGT/ANEEL pois, em seu entendimento, há erro material em virtude da parcela acatada do referido pleito ter determinado a inclusão dos efeitos da REH nº 12.095/2022 e estes terem sido considerados apenas parcialmente.

250. Analisado o caso concreto, comprovou-se que na verificação dos efeitos da REH nº 12.095/2022 foram incluídos no DSP nº 848/2023 apenas aqueles relacionados com o Artigo 1º do ato homologatório.

251. Assim, em razão da comprovação do erro material, a Chesf tem direito de receber o valor constante no Artigo 2º da REH nº 12.095/2022. Logo, o valor de R\$ 607.243,99, a valores de 06/2020, foi atualizado para a competência do ciclo em processamento (06/2023), restando estabelecer PA no valor de R\$ 727.404,16 no ciclo 2023-2024 relativa ao valor da parcela adicional de RAP referente às atividades descritas na alínea “e”, do inciso I, do § 3º, do art. 7º, da Resolução Normativa nº 67, de 8 de junho de 2004.

252. Depois, a Chesf encaminhou novo e-mail em 28 de abril de 2023<sup>106</sup>, questionando o resultado da análise do item (xii) do anexo B5 da Nota Técnica nº 44/2023-SGT/ANEEL pois, em seu entendimento, há erro material em virtude de exclusão das receitas de IdeRct 109771 e 109799, associadas às EL da LT 500kV Paulo Afonso IV/US. L. Gonzaga C1, serem indevidas.

253. O fundamento da transmissora se baseia no fato de a ANEEL ter citado novas receitas, de IdeRct 104847 e 104851, associadas à REA nº 5745/2016, como substitutas das receitas requeridas, embora a reclamação da Chesf tenha sido realizada quanto as receitas da REA nº 5861/2016.

254. Analisando a referida substituição, que se processou nos recursos do ciclo 2021-2022, verificou-se que, na verdade, as exclusões das receitas de IdeRct 109771 e 109799 estariam corretas. Contudo, as receitas de IdeRct 119433 e 119434, ainda vigentes no ciclo 2022-2023 é que deveriam ter sido excluídas juntamente com as receitas de IdeRct 109771 e 109799. Assim, as receitas de IdeRct 119433 e 119434 estão sendo canceladas no ciclo 2023-2024 e foi inserida PA no valor de **-R\$ 725.500,88**, referente aos valores recebidos por estas no ciclo 2022-2023.

255. Salieta-se que a exclusão de todas as receitas dos referidos equipamentos associadas à REA nº 5861/2016 possuíam vigência desde 06/09/2015. Logo, a receita da REA nº 5745/2016, com vigência a partir de 10/01/2020, substituiu todas as de vigência anterior. A memória de cálculo das parcelas de ajuste descritas nessa seção encontra-se na planilha “*Ajustes\_ emails Chesf*”, disponibilizada nos anexos.

256. Com relação aos demais ajustes em virtude da referida substituição, estes já foram processados.

---

<sup>105</sup> SIC 48581.001057/2023-00.

<sup>106</sup> SIC 48580.0007772023-00.

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



### III.5.4 – Carta RE/RT-0119A/2023 – CEMIG-GT.

257. Por meio da RE/RT-0119A/2023<sup>107</sup>, de 14 de abril de 2023, a CEMIG questionou o resultado da análise realizada no anexo B3 da Nota Técnica nº 44/2023-SGT/ANEEL pois, em seu entendimento, os seguintes itens merecem reanálise:

- (i) A definição da PA analisada no item (i) do Anexo B3 da Nota Técnica nº 44/2023-SGT/ANEEL era desnecessária, pois a transmissora recebera as receitas associadas nos processos tarifários da ENEL-GO;
- (ii) A data de operação da receita de IdeRct 107642 deve ser 29/11/2018; e
- (iii) Falta de definição de PA associada à inclusão das receitas de IdeRct 121601 e 121602.

258. Na análise do mérito, verificou-se a correção da informação prestada no item (i) quanto ao recebimento das receitas associadas à RAP de IdeRct 107638. Assim, de forma a compensar o referido ajuste, deve ser inserida uma PA no valor de **-R\$ 326.850,03**, a valores de 06/2023, de forma a compensar os efeitos do Despacho nº 848/2023 sobre a PA Apuração do ciclo 2023-2024. A memória de cálculo consta no arquivo “*Reversão item (i)\_ recurso CEMIG\_GT\_ TL retroativos*”, disponibilizado nos anexos.

259. Quanto ao item (ii), salienta-se que a informação prestada pela área de fiscalização foi citada na análise realizada pela Nota Técnica nº 44/2023-SGT/ANEEL em virtude do posicionamento da referida área técnica. Contudo, como pode ser visto no arquivo “*Lista de Módulos ciclo 2022\_2023\_ FINAL pós recurso*”, disponibilizada nos anexos ao Despacho nº 848/2023, a data de operação da instalação de IdeRct 107642 foi considerada como sendo 29/11/2018.

260. No tocante ao item (iii), foi verificado junto à área de concessões<sup>108</sup> que, de fato, as alterações processadas por meio dos recursos à REH nº 3.104/2022 devem ser objeto de cálculo de ajuste em função de novas receitas estabelecidas e/ou de alterações das inicialmente fixadas. No tocante a este fato, foi estabelecida repercussão geral e os valores gerais, da CEMIG-GT e demais transmissoras afetadas, consta no item III.4.9 da referida análise.

### III.6 – APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS DAS ATUALIZAÇÕES DA RAP

261. As receitas referentes às instalações de transmissão em operação comercial sob responsabilidade das transmissoras para o ciclo 2023-2024 totalizam **R\$ 47.483.029.705,35**, enquanto no período 2022-2023 esse valor foi de R\$ 40.301.277.992,06<sup>109</sup>. Dessa forma, **houve aumento de 17,82% no valor total das receitas ativas em relação ao ciclo anterior.**

262. Cabe destacar que os efeitos do último degrau do “*reperfilamento*” do Componente Financeiro da Portaria MME nº 120/2016, definido pela Diretoria em virtude dos efeitos da Covid-19, está incluso nesses valores de receitas. Ainda, são consideradas nesse resultado as alterações decorrentes das

<sup>107</sup> SIC 48513.008950/2023-00.

<sup>108</sup> SIC 48580.000813/2023-00.

<sup>109</sup> REH nº 3.067/2022 – resultado praticado no ciclo 2022-2023.

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

Pág. 90 da Nota Técnica nº 39/2023 – STR/ANEEL, de 30/06/2023.

análises contidas nas Notas Técnicas nº 19/2023-STR/ANEEL<sup>110</sup>, relativa ao pedido de reequilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão nº 005/2004, sob responsabilidade da transmissora Sistema de Transmissão Nordeste S.A. (STN); e nº 25/2023-STR/ANEEL<sup>111</sup>, referente à Revisão Parcial da RAP ofertada dos contratos de concessão de transmissão de energia elétrica relativos aos empreendimentos licitados com data de revisão em julho de 2023. Entretanto, as Parcelas de Ajuste – PA, que também são de natureza financeira, não fazem parte desse resultado, tampouco as previsões de obras. Logo, a receita aqui descrita é o somatório do Item Econômico da próxima tabela da presente análise, acrescido do Componente Financeiro da Portaria MME nº 120/2016.

263. Dessa forma, para melhor entender os efeitos, faz-se necessário fragmentá-los em resultados Econômicos, Financeiros e de Previsão de Obras, conforme apresentado na tabela abaixo.

**Tabela 32 – Resultado Global da Receita Anual Permitida da Rede Básica (R\$).**

Itens	Ciclo 2022-2023 (1)	Ciclo 2022-2023	Efeito %
Econômico	36.380.448.452,97	38.841.932.949,25	6,77%
Financeiro	3.680.822.673,34	7.717.325.510,20	109,66%
Previsão de Obras	1.865.187.298,13	1.420.218.443,36	-23,86%
<b>Total</b>	<b>41.926.458.424,44</b>	<b>47.979.476.902,81</b>	<b>14,44%</b>

Notas: (1) Conforme Nota Técnica nº 102/2022 – SGT/ANEEL, de 05/07/2022, SIC 48581.001842/2022-00.

264. O resultado econômico se deve (i) ao reajuste previsto nos contratos de concessão; (ii) à expansão do sistema de transmissão, com entrada em operação de 25 novos contratos, além das melhorias autorizadas; e (iii) aos efeitos das revisões das receitas das concessionárias licitadas.

265. O resultado financeiro está relacionado, essencialmente, com o último degrau do “reperfilamento” do Componente Financeiro da Portaria MME nº 120/2016, definido pela Diretoria em virtude dos efeitos da Covid-19, que também passou pelo processo de reajuste monetário.

266. E por fim, a previsão de obras caracteriza-se pelas instalações previstas para entrarem em operação comercial no decorrer do ciclo 2023-2024, conforme informações prestadas pelas transmissoras no SIGET. Importante destacar que no processo da TUST é realizado tratamento com eventuais glosas, a partir de informações apuradas pela Superintendência de Fiscalização Técnica dos Serviços de Energia Elétrica (SFT), acerca dessas previsões para fins de cálculo tarifário, de modo que tal estimativa pode ser alterada.

267. As tabelas abaixo totalizam os valores da RAP, por tipo, para o período 2023-2024.

<sup>110</sup> SIC 48580.001099/2023-00.

<sup>111</sup> SIC 48580.001163/2023-00.

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

**Tabela 33 – Receita Anual Permitida da Rede Básica (R\$)**

Ref.: Jun-2023

	RBSE [1]	RBNI [2]	Acesso à RB [3]	RBL [4]	RMEL [5]	TOTAL
<b>Rede Básica</b>	13.508.010.860,64	2.150.603.040,52	8.473.439,80	22.549.750.234,79	184.613.516,56	38.401.451.092,31
<b>RB de Fronteira</b>	2.107.147.542,91	1.000.896.411,19	0,00	961.058.800,46	88.501.941,45	4.157.604.696,01
<b>TOTAL</b>	<b>15.615.158.403,55</b>	<b>3.151.499.451,71</b>	<b>8.473.439,80</b>	<b>23.510.809.035,25</b>	<b>273.115.458,01</b>	<b>42.559.055.788,32</b>

[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 34 - Receita Anual Permitida das Demais Instalações de Transmissão (R\$)**

	RPC [1]	RCDM [2]	RPEC [3]	RMEL [4]	TOTAL
<b>DIT compartilhada</b>	691.899.819,91	250.462.170,17	22.683.588,85	7.002.634,25	972.048.213,18
<b>DIT de uso exclusivo</b>	3.003.768.554,44	440.241.159,58	224.411.476,65	46.485.600,70	3.714.906.791,37
<b>TOTAL</b>	<b>3.695.668.374,35</b>	<b>690.703.329,75</b>	<b>247.095.065,50</b>	<b>53.488.234,95</b>	<b>4.686.955.004,55</b>

[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.

**Tabela 35 – Receita Anual Permitida das Instalações de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração (R\$)**

Ref.: Jun-2023

RICG [1]	RICGNI [2]	RIEG [3]	TOTAL
96.043.372,51	32.339.034,82	31.839.506,58	<b>160.221.913,91</b>

[1] Receita relativa às ICG licitadas.

[2] Receitas de novas ICG autorizadas.

[3] Receita relativa às IEG licitadas.

**Tabela 36 – Receita Anual Permitida das Interligações Internacionais (R\$)**

Ref.: Jun-2023

REQ [1]	REQNI [2]	RMEL [3]	TOTAL
76.796.998,57	0,00	0,00	<b>76.796.998,57</b>

[1] Receita relativa às interligações internacionais equiparadas.

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

[3] Receitas das melhorias.

268. A tabela abaixo relaciona, em ordem decrescente, a Receita Anual Permitida, referente às instalações em operação comercial em 30 de junho de 2023, das **269** empresas de transmissão, detentoras de **364** contratos de concessão.

**Tabela 37 - Empresas detentoras de contratos de concessão e suas respectivas receitas ativas.**

Posição	Empresa	RAP (R\$)
1	FURNAS - Furnas-Centraís Eléctricas S.A.	7.325.387.361,20
2	CHESF - Companhia Hidro Eléctrica do São Francisco	5.301.210.021,39
3	CTEEP - CTEEP - COMPANHIA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA PAULISTA	3.971.842.389,05
4	ELETRONORTE - CENTRAIS ELÉCTRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A	3.121.347.885,74
5	CGT - Companhia De Geração e Transmissão de Energia Eléctrica do Sul do Brasil - ELETROBRAS CGT ELETROSUL	1.826.723.757,31
6	TAESA - TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉCTRICA S/A	1.753.570.330,93
7	XRTE - XINGU RIO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	1.639.635.067,68
8	CEEE-T - COMPANHIA ESTADUAL DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA - CEEE-T	1.143.456.257,91
9	CEMIG-GT - CEMIG Geração e Transmissão S.A.	1.127.711.567,29
10	COPEL-GT - Copel Geração E Transmissão S.A.	975.981.703,68
11	BMTE - BELO MONTE TRANSMISSORA DE ENERGIA SPE S.A.	790.518.989,23
12	IEMADEIRA - INTERLIGAÇÃO ELÉCTRICA DO MADEIRA S/A	693.314.529,49
13	ARGO - ARGO TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	603.804.786,88
14	MANTIQUEIRA - MANTIQUEIRA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	493.342.254,96
15	PRTE - PARANAÍTA RIBEIRÃOZINHO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	490.083.719,37
16	NETE - NOVO ESTADO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	420.216.898,28
17	EATE - Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A	379.022.353,40
18	NBTE - NORTE BRASIL TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	365.845.206,18
19	IVAÍ - INTERLIGAÇÃO ELÉCTRICA IVAÍ S.A.	365.041.886,13
20	GRALHA AZUL - GRALHA AZUL TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	318.859.096,42
21	EDP GOIÁS - EDP TRANSMISSÃO GOIÁS S.A.	317.082.247,55
22	GENEBRA - MATA DE SANTA GENEBRA TRANSMISSÃO S.A	312.074.142,87
23	TPE - TRANSMISSORA PARAÍSO DE ENERGIA S.A.	299.188.562,65
24	CHIMARRÃO - CHIMARRÃO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	289.700.866,68
25	SP-MG - EDP TRANSMISSÃO SP-MG S.A.	288.515.304,36
26	TP NORTE - MATRINCHÃ TRANSMISSORA DE ENERGIA (TP NORTE) S.A.	272.854.919,76
27	EQTLT04 - EQUATORIAL TRANSMISSORA 4 SPE S.A.	258.237.868,14
28	Macedo - TRANSMISSORA JOSÉ MARIA DE MACEDO DE ELETRICIDADE S.A.	255.472.978,38
29	ALIANÇA - EDP TRANSMISSÃO ALIANÇA SC S.A.	247.031.252,51
30	JANAUBA - JANAÚBA TRANSMISSORA DE ENERGIA ELÉCTRICA S.A	242.967.886,89
31	Manaus TR - MANAUS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	214.573.561,03
32	ITE - ITUMBIARA TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	206.973.519,70
33	TSE - TRANSMISSORA SERTANEJA DE ELETRICIDADE S.A.	206.258.933,78
34	TCC - TRANSMISSORA CAMINHO DO CAFÉ S.A.	203.124.863,05
35	ENTE - Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A	195.118.134,97
36	EQTLT08 - EQUATORIAL TRANSMISSORA 8 SPE S.A.	184.079.188,18
37	PARANAÍBA - PARANAÍBA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	181.490.171,91
38	ARGO IX - ARGO IX TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A	181.441.445,55
39	ETB - EMPRESA DE TRANSMISSÃO BAIANA S.A	178.225.189,64

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

Posição	Empresa	RAP (R\$)
40	ETEE - Expansion Transmissão de Energia Elétrica S.A	175.159.491,01
41	JALAPÃO - NEOENERGIA JALAPÃO TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	173.378.988,72
42	STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A	171.741.989,96
43	Xingu - LINHAS DE XINGU TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	162.505.643,02
44	GSTE - GIOVANNI SANGUINETTI TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	160.484.457,98
45	Macapá - LINHAS DE MACAPÁ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	147.842.398,11
46	EQTLT06 - EQUATORIAL TRANSMISSORA 6 SPE S.A.	147.749.340,92
47	EQTLT03 - EQUATORIAL TRANSMISSORA 3 SPE S.A.	143.125.506,48
48	TP SUL - GUARACIABA TRANSMISSORA DE ENERGIA (TP SUL) S.A.	140.727.162,35
49	ESTE - EMPRESA SUDESTE DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	140.526.691,21
50	TSM - TRANSMISSORA SERRA DA MANTIQUEIRA S.A.	139.349.236,32
51	CANTAREIRA - CANTAREIRA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	138.901.553,63
52	IE PARAGUAÇU - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA PARAGUAÇU S.A	136.422.757,78
53	IEGARANHUNS - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA GARANHUNS S/A	132.137.825,40
54	EQTLT07 - EQUATORIAL TRANSMISSORA 7 SPE S.A.	125.159.356,42
55	INTESA - INTEGRAÇÃO TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	121.968.097,81
56	PPTE - PORTO PRIMAVERA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	121.570.576,68
57	EQTLT05 - EQUATORIAL TRANSMISSORA 5 SPE S.A.	119.153.625,44
58	SITE - SERRA DE IBIAPABA TRANSMISSORA DE ENERGIA S A	118.107.398,22
59	SAÍRA - SAÍRA TRANSMISSORA DE ENERGIA ELÉTRICA S/A	113.979.399,62
60	LTT - LT Triângulo S.A	109.561.870,20
61	TROPICALIA - TROPICALIA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	109.065.602,64
62	EQTLT01 - EQUATORIAL TRANSMISSORA 1 SPE S.A.	108.243.955,80
63	PARINTINS - PARINTINS AMAZONAS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	106.191.139,61
64	ARGO III - ARGO III TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	101.861.769,37
65	SMTE - SERRA DA MESA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	99.952.036,18
66	IE AIMORÉS - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA AIMORÉS S.A	99.387.934,10
67	EQTLT02 - EQUATORIAL TRANSMISSORA 2 SPE S.A.	98.184.048,93
68	ARGO VI - ARGO VI TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A	94.748.281,70
69	SANTA LUCIA - SPE SANTA LUCIA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	94.258.645,05
70	HORIZON MA I - HORIZON TRANSMISSÃO MA I S.A.	93.172.993,80
71	DOURADOS - NEOENERGIA DOURADOS TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	92.115.400,42
72	ITATIM - Linhas de Transmissão do Itatim S.A	91.531.600,17
73	JTE - JAURU TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	90.686.765,96
74	ARGO IV - ARGO IV TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	89.844.677,32
75	ARGO V - ARGO V TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A	89.662.763,53
76	GOIÁS - GOIÁS TRANSMISSÃO S.A	88.714.280,86
77	EDTE - EMPRESA DIAMANTINA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	86.937.578,96
78	MIRACEMA - MIRACEMA TRANSMISSORA DE ENERGIA ELÉTRICA S/A	86.547.120,86
79	ATE III - ATE III TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	86.182.273,83
80	ETEP - Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A	85.221.232,60

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

Posição	Empresa	RAP (R\$)
81	CANARANA - CANARANA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	85.203.432,41
82	ENERGISA-TO - ENERGISA TOCANTINS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	82.607.651,60
83	ECTE - Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A	82.384.797,18
84	TER - TRANSENERGIA RENOVÁVEL S.A	81.043.993,98
85	CATXERÊ - CATXERÊ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	80.261.588,13
86	SANTA LUZIA - NEOENERGIA SANTA LUZIA TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	78.880.559,72
87	LTTE - LINHAS DE TAUBATÉ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	78.162.805,75
88	SANT'ANA - SANT'ANA TRANSMISSORA DE ENERGIA ELÉTRICA S.A	75.496.638,51
89	IE AGUAPEÍ - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA AGUAPEÍ S.A.	75.473.018,69
90	CPTÉ - CACHOEIRA PAULISTA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	75.121.158,23
91	AFLUENTE T - AFLUENTE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	72.947.117,81
92	LAGOA DOS PATOS - NEOENERGIA LAGOA DOS PATOS TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	72.003.833,13
93	ETAP - ETAP EMPRESA TRANSMISSORA AGRESTE POTIGUAR S.A.	70.749.959,93
94	ETIM - Expansion Transmissão Itumbiara Marimbondo S.A	70.384.838,71
95	TME - TRANSMISSORA MATOGROSSENSE DE ENERGIA S.A.	67.673.105,60
96	MONTESCLAROS - LINHAS DE TRANSMISSÃO DE MONTES CLAROS S.A.	67.327.829,08
97	SÃO PEDRO - SÃO PEDRO TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	67.276.789,91
98	BRILHANTE - BRILHANTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	65.727.936,89
99	ENERGISA PARÁ I - ENERGISA PARÁ TRANSMISSORA DE ENERGIA I S.A.	65.126.845,87
100	MGE - MGE TRANSMISSÃO S.A.	65.050.182,56
101	VCTE - VILA DO CONDE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	64.934.819,87
102	IE ITAQUERÊ - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA ITAQUERÊ S.A.	64.934.624,71
103	LEST - LINHAS DE ENERGIA DO SERTÃO TRANSMISSORA S.A.	63.795.155,98
104	EBTE - Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A.	63.000.188,86
105	SÃO JOÃO - SÃO JOÃO TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	62.538.476,62
106	IENNE - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA NORTE E NORDESTE S/A	61.318.319,45
107	IE JAGUAR 9 - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA JAGUAR 9 S.A	60.973.555,26
108	LITORAL SUL - EDP TRANSMISSÃO LITORAL SUL S.A.	59.747.329,85
109	SPTE - Serra Paracatu Transmissora de Energia S.A	59.606.062,22
110	SOLARIS - SOLARIS TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	58.636.119,49
111	ARGO II - ARGO II TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	55.814.091,39
112	IEJAPI - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA SERRA DO JAPI S A	54.843.875,45
113	ETAUSA - EMPRESA DE TRANSMISSÃO DO ALTO URUGUAI S.A.	54.649.426,02
114	TMT - TRIÂNGULO MINEIRO TRANSMISSORA S.A.	52.949.338,21
115	IE BIGUAÇU - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA BIGUAÇU S.A	51.680.537,15
116	ENERGISA GOIÁS I - ENERGISA GOIÁS TRANSMISSORA DE ENERGIA I S.A.	51.604.976,41
117	MARANHENSE - INTEGRAÇÃO MARANHENSE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	50.316.162,20
118	ENERGISA PARÁ - ENERGISA PARÁ TRANSMISSORA DE ENERGIA II S.A.	50.228.237,37
119	VSB - VALE DO SÃO BARTOLOMEU TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	49.106.305,26
120	VINEYARDS - SE VINEYARDS TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	48.552.682,21
121	IE ITAUNAS - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA ITAÚNAS S.A.	48.532.586,79

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

Posição	Empresa	RAP (R\$)
122	RPTE - RIBEIRÃO PRETO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	47.785.994,22
123	AGUA AZUL - SUBESTAÇÃO ÁGUA AZUL SPE S.A.	46.356.295,96
124	LINHA VERDE II - SPE TRANSMISSORA DE ENERGIA LINHA VERDE II S/A	45.378.510,20
125	ERTE - Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A	44.425.409,89
126	CPFL SUL II - CPFL TRANSMISSÃO DE ENERGIA SUL II LTDA.	43.186.457,58
127	Transirapé - COMPANHIA TRANSIRAPÉ DE TRANSMISSÃO	42.669.914,56
128	HORIZON MA II - HORIZON TRANSMISSÃO MA II S.A	42.461.804,06
129	Iracema - IRACEMA TRANSMISSORA DE ENERGIA S. A.	42.009.434,13
130	AETE - AETE - AMAZÔNIA EMPRESA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	41.127.904,00
131	ETC - ETC - EMPRESA TRANSMISSORA CAPIXABA S.A.	41.084.415,95
132	GUAÍRA - GUAÍRA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	39.451.467,07
133	CGI - CGI - TRANSMISSORA CAMPINA GRANDE IGARAÇU S.A.	38.595.248,71
134	TESB - TRANSMISSORA DE ENERGIA SUL BRASIL S.A.	37.230.376,43
135	LTC - LINHA DE TRANSMISSÃO CORUMBÁ S.A.	37.017.976,53
136	STC - Sistema de Transmissão Catarinense S.A	36.317.930,86
137	BRASNORTE - BRASNORTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	35.610.554,70
138	BORBOREMA - BORBOREMA TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	35.469.114,23
139	TRANSLESTE - COMPANHIA TRANSLESTE DE TRANSMISSÃO	35.351.182,90
140	ARARAQUARA - ARARAQUARA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	34.996.650,78
141	CPFL SUL I - CPFL TRANSMISSÃO DE ENERGIA SUL I LTDA.	34.856.076,89
142	ARCOVERDE - ARCOVERDE TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	34.588.091,75
143	ETSE - EMPRESA DE TRANSMISSÃO SERRANA S.A	34.490.518,15
144	IE JAGUAR 6 - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA JAGUAR 6 S.A	34.439.815,58
145	ATE VI - EVOLTZ VI - CAMPOS NOVOS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	33.647.083,55
146	CAIUÁ-T - CAIUÁ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	33.406.835,61
147	POTIGUAR - POTIGUAR SUL TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	33.185.534,89
148	Centroeste - COMPANHIA DE TRANSMISSÃO CENTROESTE DE MINAS	30.148.259,84
149	SANTA MARIA - SPE SANTA MARIA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	29.408.046,40
150	EVOLTZ IV - EVOLTZ IV - SÃO MATEUS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	29.127.773,43
151	HORIZON ES - HORIZON TRANSMISSÃO ES S.A	28.631.494,13
152	TSP - TRANSENERGIA SÃO PAULO S.A.	28.532.842,79
153	IE TIBAGI - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA TIBAGI S.A.	28.279.639,03
154	ETEPA - ETEPA - EMPRESA TRANSMISSORA DE ENEGIA DO PARÁ S.A.	27.442.022,75
155	AMAPAR - TRANSMISSORA AMAPAR SPE S.A.	27.349.131,03
156	Marumbi - MARUMBI TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	27.268.312,11
157	UIRAPURU - UIRAPURU TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	26.922.436,03
158	Narandiba - SE NARANDIBA S.A.	26.516.864,47
159	IESUL - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA SUL S.A.	26.352.576,99
160	CAMPITIBA - TRANSMISSORA DE ENERGIA CAMPINAS-ITATIBA SPE S.A.	25.821.216,46
161	BRLIG - BRLIG IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO ELÉTRICA SOCIEDADE DE PROPÓSITO ESPECÍFICO LTDA	25.406.781,21

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

Posição	Empresa	RAP (R\$)
162	ATE V - EVOLTZ V - LONDRINA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	24.669.943,20
163	ENERGISA-AM - ENERGISA AMAZONAS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	23.657.893,20
164	LUMITRANS - Lumitrans Companhia Transmissora de Energia Elétrica	23.093.518,79
165	EKTT 6 - NEOENERGIA RIO FORMOSO TRANSMISSÃO E ENERGIA S.A.	23.041.194,54
166	GOYAZ - GOYAZ TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	22.909.970,15
167	Z2 - ARTEON Z2 ENERGIA S.A.	22.798.614,28
168	PCTE - POÇOS DE CALDAS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	22.762.711,96
169	LUZIÂNIA-NIQUELÂNDIA - LUZIÂNIA-NIQUELÂNDIA TRANSMISSORA S.A.	22.505.331,88
170	Rondon - Marechal Rondon Transmissora de Energia S.A	22.412.168,96
171	IE ITAPURA - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA ITAPURA S.A.	22.112.171,92
172	Transudeste - COMPANHIA TRANSUDESTE DE TRANSMISSÃO	21.910.997,61
173	ETES - EMPRESA DE TRANSMISSÃO DO ESPÍRITO SANTO S.A. - ETES	21.519.099,18
174	MARIANA - MARIANA TRANSMISSORA DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	20.618.024,23
175	LAGOS - TRANSMISSORA LAGOS SPE S.A.	20.175.411,26
176	ETENE - ETENE - EMPRESA TRANSMISSORA DE ENERGIA DO NORDESTE S/A	20.083.491,10
177	ASSÚ - ASSÚ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	19.857.398,32
178	ENCRUZO - ENCRUZO NOVO TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	19.831.282,30
179	IE MINAS GERAIS - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA DE MINAS GERAIS S.A.	19.745.007,81
180	EVRECY - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA EVRECY S.A.	19.592.588,49
181	ATLÂNTICO - ATLÂNTICO - CONCESSIONARIA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA DO BRASIL S. A.	19.210.129,33
182	MORRO AGUDO - CPFL TRANSMISSÃO DE ENERGIA MORRO AGUDO LTDA.	19.059.046,51
183	ETVG - EMPRESA DE TRANSMISSÃO DE VÁRZEA GRANDE S.A. - ETVG	19.002.349,13
184	COSTA OESTE - COSTA OESTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	18.997.187,69
185	ETEM - EMPRESA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA DO MATO GROSSO S.A. - ETEM	18.762.656,88
186	ATE VII - EVOLTZ VII - FOZ DO IGUAÇU TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	18.703.589,26
187	ATIBAIA - NEOENERGIA ATIBAIA TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	18.669.838,35
188	PEDRAS - PEDRAS TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	18.438.884,53
189	NEO BIGUAÇU - NEOENERGIA BIGUAÇU TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	18.355.590,98
190	ESDE - Empresa Santos Dumont de Energia S.A.	18.209.242,64
191	ONTE - OURILÂNDIA DO NORTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	17.267.708,73
192	SOBRAL - NEOENERGIA SOBRAL TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	16.994.563,62
193	TRANSNORTE - TRANSNORTE ENERGIA S.A	16.179.946,79
194	LAGOA NOVA - LAGOA NOVA TRANSMISSORA DE ENERGIA ELÉTRICA S/A	16.129.820,65
195	CPFL TRANSMISSÃO - CPFL TRANSMISSÃO DE ENERGIA PIRACICABA LTDA.	15.428.458,74
196	FS TRANSMISSORA - FS TRANSMISSORA DE ENERGIA ELÉTRICA S.A	14.734.471,20
197	IE JAGUAR 8 - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA JAGUAR 8 S.A	14.405.074,08
198	SIMÕES - SIMÕES TRANSMISSORA DE ENERGIA ELÉTRICA S.A	14.185.107,81
199	ARTEON - ARTEON Z1 ENERGIA S.A.	13.084.140,97
200	PARANAÍTA - ENERGISA PARANAÍTA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	12.668.189,33
201	Z3 - ARTEON Z3 ENERGIA S.A.	12.508.892,21

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



Posição	Empresa	RAP (R\$)
202	PANTANAL - PANTANAL TRANSMISSÃO S.A.	11.821.767,68
203	TPAE - TRANSMISSORA PORTO ALEGRENSE DE ENERGIA S/A	11.445.481,01
204	Light - LIGHT ENERGIA S.A	11.243.709,19
205	BRE 3 - BRE 3 IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO ELÉTRICA SOCIEDADE DE PROPÓSITO ESPECÍFICO S.A	10.814.290,74
206	MARACANAÚ - CPFL TRANSMISSÃO DE ENERGIA MARACANAÚ LTDA.	10.658.835,34
207	MATA GRANDE - MATA GRANDE TRANSMISSORA DE ENERGIA LTDA	10.543.933,49
208	EVOLTZ VIII - EVOLTZ VIII - TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	10.331.138,22
209	FIRMINÓPOLIS - FIRMINÓPOLIS TRANSMISSÃO S.A.	10.178.812,43
210	BRE - BRE IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO ELÉTRICA SOCIEDADE DE PROPÓSITO ESPECÍFICO S.A	10.024.332,79
211	COLINAS - COLINAS TRANSMISSORA DE ENERGIA ELÉTRICA S.A	9.732.861,67
212	Coqueiros - Coqueiros Transmissora de Energia S.A	9.548.722,16
213	SLTE - SETE LAGOAS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	9.234.379,94
214	CASTANHAL - CASTANHAL TRANSMISSORA DE ENERGIA LTDA	8.135.399,25
215	IE Pinheiros - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA PINHEIROS S.A.	7.736.825,07
216	MEZ 4 - MEZ 4 ENERGIA S.A.	7.042.363,64
217	SÃO GOTARDO - SÃO GOTARDO TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	6.924.283,80
218	Caldas Novas - CALDAS NOVAS TRANSMISSÃO S.A.	6.845.481,87
219	ITAMARACÁ - ITAMARACÁ TRANSMISSORA SPE S.A.	5.545.375,60
220	MEZ 5 - MEZ 5 ENERGIA LTDA.	5.525.397,60
221	TIMÓTEO-MESQUITA - EMPRESA DE TRANSMISSÃO TIMÓTEO-MESQUITA S.A.	5.509.701,57
222	AZUL - LAGO AZUL TRANSMISSÃO S.A.	5.464.411,70
223	BRE 2 - BRE 2 IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO ELÉTRICA SOCIEDADE DE PROPÓSITO ESPECÍFICO LTDA.	2.024.972,58

269. O Anexo I apresenta, por contrato de concessão, os resultados consolidados das atualizações das Receitas Anuais Permitidas das concessionárias de transmissão de energia elétrica com vigência a partir de 1º de julho de 2023. 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.

270. Os valores das Receitas Anuais Permitidas de concessionárias de transmissão licitadas que entrarão em operação comercial durante do período 2023-2024 são apresentados no Anexo IV.

271. Os valores das Receitas Anuais Permitidas das instalações de transmissão licitadas e autorizadas previstas para entrarem em operação comercial ao longo do período 2023-2024 são apresentados no Anexo V. Reforça-se que esse foram consideradas as informações cadastrais de concessões de transmissão constantes no Siget, bem como as atualizações informadas pelas transmissoras no Siget.

272. No Anexo VI são apresentados, por contrato de concessão, os valores da Parcela de Ajuste para o período 2023-2024. Salienta-se que o conteúdo desse anexo como ser verificado de forma pormenorizada no arquivo “Lista PA”, disponibilizado nos anexos.

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

Pág. 98 da Nota Técnica nº 39/2023 – STR/ANEEL, de 30/06/2023.

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

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

275. 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.

276. Devido à necessidade de informar o detalhamento dos ativos de transmissão com as respectivas receitas, são apresentados no Anexo X, em planilhas eletrônicas, os ativos das concessionárias de transmissão com as respectivas receitas associadas em operação até 30 de junho 2023, bem como as instalações previstas para entrarem em operação durante o ciclo 2023-2024, e a lista dos ativos de conexão associados aos usuários e encargos a serem pagos.

277. As instalações contidas no Anexo X estão em planilhas eletrônicas e representadas de acordo com classificação disposta pela Resolução Normativa ANEEL nº 67, de 2004, contemplando tanto as instalações integrantes da Rede Básica e Rede Básica Fronteira, quanto àquelas classificadas como Demais Instalações de Transmissão.

278. No Anexo XI são apresentadas as planilhas utilizadas no cálculo da PA, as geradas pelo SIGET, bem como planilhas auxiliares para conferência dos cálculos realizados no reajuste.

#### **IV - DO FUNDAMENTO LEGAL**

279. 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 9.1, 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.

#### **V - DA CONCLUSÃO**

280. Diante do exposto, concluímos pelo estabelecimento das Receitas Anuais Permitidas visando 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 2023 a 30 de junho de 2024, conforme os anexos desta Nota Técnica.

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

## VI - DA RECOMENDAÇÃO

281. Desta forma, recomendamos:

- (i) a publicação de Resolução Homologatória que estabeleça as Receitas Anuais Permitidas pela disponibilização das instalações de transmissão sob responsabilidade de concessionárias de transmissão de energia elétrica, com vigência a partir de 1º de julho de 2023, conforme Anexos I a IX desta Nota Técnica;
- (ii) definir que seja considerado um financeiro no valor de R\$ 417.009,41, a valores de junho/2023, no processo tarifário 2023 da Neoenergia Distribuição Brasília S.A. – NDB, de modo a compensar o valor pago pela distribuidora pela entrada de linha na subestação Brasília Leste cujo uso fora transferido para Enel Distribuição Goiás - Enel GO;
- (iii) aprovar que a antiga concessionária dos ativos relacionados nas Portarias MME nº 245/2020 e nº 211/2011 (ENEL CIEN) restitua à nova concessionária (SAÍRA) os valores definidos no ciclo 2023-2024 a título de PA Apuração.

*(Assinado digitalmente)*

**ALINE MOURA DE MELO SOUZA**  
Analista Administrativo

*(Assinado digitalmente)*

**ANDRÉ LÚCIO NEVES**  
Especialista em Regulação

*(Assinado digitalmente)*

**DENIS PEREZ JANUZZI**  
Especialista em Regulação

*(Assinado digitalmente)*

**EDUARDO SERRATO MENDONÇA RIBEIRO**  
Especialista em Regulação

*(Assinado digitalmente)*

**LUIZ FELIPE BUGUETA DE OLIVEIRA**  
AS II - Auditor

*(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

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