

Nota Técnica nº 149/2021-SGT/ANEEL

Em 02 de julho de 2021.

Processo: **48500.000375/2021-06.**

Assunto: **Estabelecimento das Receitas Anuais Permitidas – RAP vinculadas às instalações de transmissão sob responsabilidade de concessionárias de transmissão para o ciclo 2021-2022.**

I - DO OBJETIVO

1. Estabelecer os valores da Receita Anual Permitida - RAP 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 2021 a 30 de junho de 2022, 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, para estabelecer e manter o equilíbrio econômico-financeiro da Concessão.

3. Em 27 de junho de 2017, a ANEEL emitiu a Resolução Normativa nº 774, aprovando os Submódulos 9.3¹ e 10.4² dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, os quais definem os procedimentos para o Reajuste anual das receitas das transmissoras.

4. Os valores da Receita Anual Permitida - RAP das transmissoras para o ciclo 2020-2021 foram fixados pela Resolução Homologatória nº 2.725, de 5 de julho de 2020.

5. Em 1º de fevereiro de 2021, a Superintendência de Gestão Tarifária - SGT encaminhou o

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

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

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

Pág. 2 da Nota Técnica nº 149/2021 – SGT/ANEEL, de 05/07/2021.

Memorando nº 05/2021-SGT/ANEEL³ à Superintendência de Concessões, Permissões e Autorizações de Transmissão e Distribuição – SCT, solicitando a atualização de informações no SIGET – Sistema de Gestão da Transmissão.

6. Na mesma data, a SGT, por meio do Memorando nº 06/2021-SGT/ANEEL⁴, requereu à Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD os valores das compensações devido à violação dos limites de continuidade dos pontos de conexão em Demais Instalações de Transmissão – DIT, relativos à 2020, conforme estabelecido no PRODIST⁵. A SRD registrou a análise das compensações na Nota Técnica nº 61-SRD/ANEEL⁶, de 14 de maio de 2021, encaminhada pelo Memorando nº 113-SRD/ANEEL⁷, de mesma data.

7. A SGT demandou ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, por meio do Ofício nº 75-SGT/ANEEL⁸, de 24 de fevereiro de 2021, 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 1136/2021⁹, de 9 de junho de 2021.

8. Em 25 de maio de 2021, por meio da Resolução Homologatória nº 2.878, foram estabelecidas RAP às transmissoras MEZ 5 e EAT, detentoras dos Contratos de Concessão nº 3/2021 e nº 9/2021, pela operação da subestação Porto Alegre 4, anteriormente sob responsabilidade da CEEE-T, e das instalações designadas da Amazonas GT. Ainda, os gestores substituídos tiveram parcelas da RAP estabelecida pela Resolução Homologatória nº 2.725, de 5 de julho de 2020, canceladas.

9. Em 15 de junho de 2021, por meio do Despacho nº 1.698, a ANEEL aprovou a variação da RAP das concessionárias de transmissão para o ciclo 2020-2021, após a análise dos pedidos de reconsideração interpostos em face da Resolução Homologatória nº 2.725, de 2020, determinando que os novos valores fossem considerados no Reajuste Anual das Receitas do ciclo 2021-2022.

10. Em 22 de junho de 2021, foi aprovada a Resolução Homologatória nº 2.882, que homologou o resultado da Revisão dos Contratos de Concessão de Transmissão dos Empreendimentos Licitados¹⁰, com data de aplicação a partir de julho de 2021.

11. Em 22 de junho de 2021, foi aprovada a Resolução Homologatória nº 2.883, que homologou o resultado definitivo da revisão periódica da RAP associada às instalações de transmissão necessárias aos intercâmbios de energia elétrica, sob responsabilidade da Evrecy Participações Ltda. – Evrecy.

³ SIC nº 48581.000135/2021-00.

⁴ SIC nº 48581.000136/2021-00.

⁵ Prodist – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional.

⁶ SIC nº 48554.000836/2021.

⁷ SIC nº 48554.000838/2021-00.

⁸ SIC nº 48581.000318/2021-00.

⁹ SIC nº 48513.015470/2021-00.

¹⁰ Contratos 002/2010, 003/2010, 004/2010, 005/2010, 006/2010, 007/2010, 008/2010, 009/2010, 010/2010, 011/2010, 012/2010, 013/2010, 014/2010, 015/2010, 016/2010, 017/2010, 018/2010, 019/2010, 020/2010, 021/2010, 002/2011, 003/2011, 004/2011, 005/2011, 006/2011, 007/2011, 007/2015, 003/2016, 004/2016, 005/2016, 006/2016, 007/2016, 008/2016, 009/2016, 014/2016, 017/2016, 018/2016, 019/2016, 022/2016.

Pág. 3 da Nota Técnica nº 149/2021 – SGT/ANEEL, de 05/07/2021.

III - DA ANÁLISE

III.1 – ENCARGOS SETORIAIS E TRIBUTOS

III.1.1 – Cota anual da Reserva Global de Reversão – RGR

12. 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.

13. 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.

14. As parcelas de RAP, estabelecidas para o ciclo 2020-2021, 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

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

16. 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 (arts. 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).”

17. 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:

Pág. 4 da Nota Técnica nº 149/2021 – SGT/ANEEL, de 05/07/2021.

“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).”

18. 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 a pessoa jurídica domiciliada no País.

19. 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, 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. 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).

III.2 – COMPOSIÇÃO DAS INSTALAÇÕES DAS CONCESSIONÁRIAS DE TRANSMISSÃO

20. A Resolução Normativa ANEEL nº 67, de 2004, estabelece:

“Art. 3º Integram a Rede Básica do Sistema Interligado Nacional - SIN as Instalações de Transmissão, definidas conforme inciso II do artigo anterior, que atendam aos seguintes critérios:

I – linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV; e

II – 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, a partir de 1º de julho de 2004.

Art. 3º-A Não integram a Rede Básica e são classificadas como instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais aquelas definidas conforme art. 21 do Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010.

Art. 4º Não integram a Rede Básica e são classificadas como Demais Instalações de Transmissão, as Instalações de Transmissão que atendam aos seguintes critérios:

I – 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 livres, em

Pág. 5 da Nota Técnica nº 149/2021 – SGT/ANEEL, de 05/07/2021.

caráter exclusivo;

II – 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

III – 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.”

21. As instalações descritas no inciso I do artigo 3º e no artigo 3º-A da Resolução Normativa ANEEL nº 67, de 2004, são remuneradas por meio de TUST_{RB}, aplicável a todos os usuários do SIN.

22. As instalações descritas no inciso II do artigo 3º, quando em caráter exclusivo ou compartilhado, e no inciso III do artigo 4º, quando em caráter compartilhado, são remuneradas por meio de TUST_{FR}, aplicáveis apenas aos usuários destas instalações.

23. 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.

24. Conforme disciplinado no Submódulo 9.3 do Proret, as concessionárias de transmissão iniciarão o recebimento da parcela da Receita Anual Permitida referente 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.

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

25. Para o ciclo 2021-2022, com base na regulamentação vigente¹¹, atos¹² que o determinaram e análises¹³ que o indicaram, algumas instalações de transmissão foram reclassificadas, conforme apresentado no Quadro 1:

| Nome do Módulo | Concessionária | Contrato | Classificação ciclo 2020-2021 | Reclassificação ciclo 2021-2022 |
|---|----------------|----------|-------------------------------|---------------------------------|
| TR 230/69 kV BOA VISTA TR3 RR | Eletronorte | 058/2001 | RBF | DIT Compartilhada |
| MC 69 kV TR 230/69 kV BOA VISTA TR3 RR | Eletronorte | 058/2001 | RBF | DIT Compartilhada |
| MC 230 kV TR 230/69 kV BOA VISTA TR3 RR | Eletronorte | 058/2001 | RBF | DIT Compartilhada |

¹¹ Resolução Normativa nº 67, de 8 de junho de 2004.

¹² Despacho nº 1.316, de 11 de maio de 2021.

¹³ Memorando nº 34/2021-SRT/ANEEL, de 7 de maio de 2021. (48552.000512/2021-00)

| Nome do Módulo | Concessionária | Contrato | Classificação ciclo 2020-2021 | Reclassificação ciclo 2021-2022 |
|---|----------------|----------|-------------------------------|---------------------------------|
| MC 88 kV TR 88/27,5 kV S.JOSE CAMPOS TR1 SP | CTEEP | 059/2001 | DIT Exclusiva | RBF |
| MC 88 kV TR 88/27,5 kV S.JOSE CAMPOS TR2 SP | CTEEP | 059/2001 | DIT Exclusiva | RBF |
| MC 88 kV TR 88/27,5 kV S.JOSE CAMPOS TR3 SP | CTEEP | 059/2001 | DIT Exclusiva | RBF |
| MC 88 kV TR 88/27,5 kV S.JOSE CAMPOS TR4 SP | CTEEP | 059/2001 | DIT Exclusiva | RBF |

Quadro 1 – Instalações de transmissão reclassificadas no ciclo 2021-2022.

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

26. A SCT 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 2021-2022, conforme detalhado na Nota Técnica nº 366-SCT/ANEEL¹⁴, de 16 de junho de 2021.

III.3 – RECEITA ANUAL PERMITIDA PARA O PERÍODO 2021-2022

III.3.1 – Reajuste da Receita Anual Permitida - RAP

27. 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} ¹⁵.

28. Os contratos de concessão apontam o índice a ser utilizado no Reajuste Anual das Receitas¹⁶. Os valores do IVI para o ciclo 2021-2022 para os contratos reajustados pelo IGP-M e IPCA são respectivamente 1,37039139795971 e 1,08056065441059

29. Considerando as instalações em operação comercial no início do ciclo 2021-2022 as concessões reajustadas pelo IGP-M correspondem a 14,33% da RAP total e as reajustadas pelo IPCA correspondem a 85,67%.

30. No Anexo I desta nota técnica são apresentados os valores consolidados da RAP, por Contrato de Concessão, para o ciclo 2021-2022. 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.

¹⁴ SIC nº 48526.003010/2021-00, juntada Processo nº 48500.000675/2021-87

¹⁵ 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 $i-2$.

¹⁶ 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.

Pág. 7 da Nota Técnica nº 149/2021 – SGT/ANEEL, de 05/07/2021.

31. 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.

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

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

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

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

34. Ressalta-se que, para o cálculo das Receitas, foram consideradas as informações constantes do SIGET em 30 de junho de 2021.

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

35. 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”.*

36. Os contratos de concessão de transmissão que possuem a Subcláusula acima e, portanto, sujeitos a redução da RAP estão listados no Quadro 2:

| Concessionária | Contrato |
|----------------|----------|
| TAESA | 040/2000 |
| CEMIG-GT | 079/2000 |
| ECTE | 088/2000 |
| TAESA | 095/2000 |
| ETEE | 096/2000 |
| TAESA | 097/2000 |
| FURNAS | 034/2001 |

| Concessionária | Contrato |
|----------------|----------|
| VCTE | 003/2005 |
| Centroeste | 004/2005 |
| Transudeste | 005/2005 |
| FURNAS | 006/2005 |
| CHESF | 007/2005 |
| CHESF | 008/2005 |
| PPTTE | 009/2005 |

Pág. 8 da Nota Técnica nº 149/2021 – SGT/ANEEL, de 05/07/2021.

| Concessionária | Contrato | Concessionária | Contrato |
|----------------|----------|----------------|----------|
| EATE | 042/2001 | ELETROSUL | 010/2005 |
| ETEP | 043/2001 | TAESA | 011/2005 |
| COPEL-GT | 075/2001 | Transirapé | 012/2005 |
| IEJAPI | 143/2001 | ATE III | 001/2006 |
| TAESA | 001/2002 | INTESA | 002/2006 |
| TAESA | 002/2002 | SMTE | 003/2006 |
| CEEE-T | 080/2002 | LTT | 004/2006 |
| TAESA | 081/2002 | ELETROSUL | 005/2006 |
| ETAU | 082/2002 | STC | 006/2006 |
| ERTE | 083/2002 | FURNAS | 007/2006 |
| CPTe | 084/2002 | JTE | 001/2007 |
| ENTE | 085/2002 | PCTE | 002/2007 |
| ETIM | 086/2002 | RPTE | 003/2007 |
| TAESA | 087/2002 | IEMG | 004/2007 |
| TAESA | 003/2004 | CHESF | 005/2007 |
| ELETROSUL | 004/2004 | ETES | 006/2007 |
| STN | 005/2004 | SPTe | 007/2007 |
| TAESA | 006/2004 | ATE IV | 008/2007 |
| LUMITRANS | 007/2004 | ATE V | 009/2007 |
| AETE | 008/2004 | CHESF | 010/2007 |
| TRANSLESTE | 009/2004 | ATE VI | 011/2007 |
| ITE | 001/2005 | CHESF | 012/2007 |
| Uirapuru | 002/2005 | ATE VII | 013/2007 |

Quadro 2 – Contratos de Concessão com Subcláusula que estabelece redução da RAP a partir do 16º ano.

37. Os contratos de concessão que possuem instalações de transmissão, cuja entrada em operação comercial completará 15 anos ao longo do ciclo 2021-2022, estão listados no Quadro 3:

| Concessionária | Contrato |
|----------------|----------|
| ITE | 001/2005 |
| Uirapuru | 002/2005 |
| Transudeste | 005/2005 |
| PPTe | 009/2005 |
| TAESA | 011/2005 |
| Transirapé | 012/2005 |

Quadro 3 - Contratos de Concessão com instalações, cuja entrada em operação comercial completará 15 anos durante ciclo 2021-2022.

38. No levantamento das datas de entrada em operação comercial das instalações, foram utilizadas informações encaminhadas pelo ONS por meio da Carta nº 0374/100/2016¹⁷, 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

¹⁷ SIC nº 48513.006775/2016-00.

Pág. 9 da Nota Técnica nº 149/2021 – SGT/ANEEL, de 05/07/2021.

que sofrerão redução da RAP encontra-se anexa à esta nota técnica.

39. Dado que os contratos de concessão possuem instalações cuja parcela de RAP associada será reduzida em 50% em datas distintas durante ciclo 2021-2022, foi calculada, conforme disciplinado no Submódulo 9.3 do PRORET, a RAP equivalente a ser recebida pelas concessionárias ao longo do ciclo 2021-2022.

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

a) os valores *pro rata* das parcelas de RAP sem redução, de 1º de julho de 2021 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 2022.

Tabela 1 - RAP equivalente a ser recebida pelas Concessionárias ao longo do ciclo 2021-2022

| Concessionária | Contrato | RAP Equivalente (R\$) Ref.: Jun-21 |
|----------------|----------|---------------------------------------|
| ITE | 001/2005 | 248.129.535,36 |
| Uirapuru | 002/2005 | 25.999.514,04 |
| Transudeste | 005/2005 | 34.154.101,05 |
| PPTTE | 009/2005 | 100.235.263,45 |
| TAESA | 011/2005 | 268.146.964,66 |
| Transirapé | 012/2005 | 33.730.435,83 |

41. Ressalta-se que, para ciclo 2022-2023, será estabelecida uma nova receita, contemplando a redução plena das parcelas de RAP associadas aos contratos mencionados, com exceção daqueles que ainda possuem parte das instalações, cuja redução de 50% da parcela de RAP se dará apenas durante o ciclo 2022-2023. A planilha contendo o detalhamento do cálculo encontra-se anexa a esta Nota Técnica. Além disso, alguns contratos de concessão já tiveram parte da receita reduzida no ciclo 2019-2020, como consta na Nota Técnica nº 119/2019-SGT/ANEEL¹⁸, de 10 de julho de 2020, e tem, no ciclo 2021-2022, a redução plena das parcelas de RAP 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:

Tabela 2 – Contratos com redução plena dos 50% no ciclo 2021-2022

| Concessionária | Contrato | RAP com redução plena (R\$) Ref.: Jun-21 |
|----------------|----------|--|
| TAESA | 003/2004 | 122.031.691,25 |
| VCTE | 003/2005 | 61.188.576,83 |
| ELETROSUL | 004/2004 | 79.063.084,33 |
| STN | 005/2004 | 147.529.577,79 |
| TAESA | 006/2004 | 29.882.659,65 |
| AETE | 008/2004 | 38.840.927,78 |

¹⁸ SIC nº 48581.001111/2020-00.

Pág. 10 da Nota Técnica nº 149/2021 – SGT/ANEEL, de 05/07/2021.

| Concessionária | Contrato | RAP com redução plena (R\$) Ref.: Jun-21 |
|----------------|----------|---|
| TRANSLESTE | 009/2004 | 33.420.594,42 |
| ETAU | 082/2002 | 31.160.936,23 |

III.3.3 – Revisão periódica da Evrecy (Contrato de Concessão nº 020/2008)

42. Na 22ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria, de 22 de junho de 2021, foi aprovada a Resolução Homologatória nº 2.883, que homologou o resultado da revisão periódica da receita da Evrecy Participações Ltda. – Evrecy, Contrato de Concessão nº 020/2008. Assim, confirmamos que os resultados dessa revisão estão sendo considerados nesta nota técnica.

III.3.4 – Revisões periódicas da RAP das concessionárias de transmissão Licitadas

43. Na 22ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria, de 22 de junho de 2021, foi aprovada a Resolução Homologatória nº 2.882, que aprovou o resultado da Revisão Periódica da RAP dos contratos¹⁹ de concessão de transmissão de energia elétrica relativos aos empreendimentos licitados com data de revisão em julho de 2021. Assim, informamos que os resultados desse ato foram considerados nesta nota técnica.

44. Foram aplicados também os resultados do reposicionamento econômico das RAPs das Transmissoras, referentes às receitas ofertadas em Leilão e advindas dos investimentos incrementais, homologados pela Resolução nº 2.826, de 2020, alterada pela Resolução nº 2.840, de 30 de março de 2021, que trata das concessionárias com revisão das receitas prevista para 2020.

45. Em decorrência do adiamento da revisão de 2020 para 2021, para essas transmissoras foram calculadas as Parcela de Ajuste de Postergação, tanto para as receitas ofertadas em leilão, quanto para as advindas dos investimentos incrementais.

46. E, ainda, foram considerados os resultados homologados pela Resolução nº 2.825/2020, alterada pela Resolução nº 2.839, de 30 de março de 2021, abrangendo as transmissoras com contratos assinados em 2000, com Revisão programada para 2019, mas também executada em 2020. Neste caso, houve apenas revisão dos ativos incrementais, pois os contratos dessas concessionárias não preveem o reposicionamento das receitas ofertadas em leilão.

47. Os ativos incrementais das concessionárias com contrato assinado em 2000 ficaram sujeitos à Parcela de Ajuste de Postergação, uma vez que a revisão, prevista para 2019, está sendo aplicada em 2021.

III.3.5 – Previsão de RAP para novas obras

¹⁹ Contratos 002/2010, 003/2010, 004/2010, 005/2010, 006/2010, 007/2010, 008/2010, 009/2010, 010/2010, 011/2010, 012/2010, 013/2010, 014/2010, 015/2010, 016/2010, 017/2010, 018/2010, 019/2010, 020/2010, 021/2010, 002/2011, 003/2011, 004/2011, 005/2011, 006/2011, 007/2011, 007/2015, 003/2016, 004/2016, 005/2016, 006/2016, 007/2016, 008/2016, 009/2016, 014/2016, 017/2016, 018/2016, 019/2016, 022/2016

Pág. 11 da Nota Técnica nº 149/2021 – SGT/ANEEL, de 05/07/2021.

48. 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 2021 e 30 de junho de 2022, totalizou R\$ 3.170.618.913,14, conforme apresentado na Tabela 3.

Tabela 3 - Previsão de RAP (R\$) para instalações que entrarão em operação no ciclo 2020-2021

| Previsão – <i>Pro rata tempore</i> (R \$) | | | | |
|---|-------------------------|-----------------------|---------------------|-------------------------|
| Classificação do ativo | Licitadas | Autorizadas | Melhorias | TOTAL |
| Rede Básica | 2.695.107.925,74 | 96.608.030,34 | 2.647.862,34 | 2.794.363.818,42 |
| Rede Básica de Fronteira | 182.095.244,83 | 58.586.994,85 | 2.038.612,98 | 242.720.852,65 |
| DIT compartilhada | 245.835,49 | 7.521.009,67 | 0,00 | 7.766.845,16 |
| DIT de uso exclusivo | 48.322.735,80 | 16.410.491,55 | 4.789.566,42 | 69.522.793,77 |
| TOTAL | 2.925.771.741,86 | 179.126.526,41 | 9.476.041,73 | 3.114.374.310,00 |

49. No anexo V desta nota técnica, consta a lista das instalações previstas para entrarem em operação comercial durante o ciclo 2021-2022 e suas respectivas parcelas de RAP. Ressalta-se que para o cálculo das receitas foram consideradas informações constantes do SIGET em 30 de junho de 2021.

III.3.6 – Resolução Autorizativa nº 800, de 30 de janeiro de 2007

50. 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 manutenção²⁰ 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.

51. Dessa forma, durante o ciclo 2021-2022, 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\$ 1.932.099,09, já atualizado pelo IGP-M.

III.3.7 – Encargos de conexão referente ao custeio das ICG e IEG

52. O Anexo VII indica os valores dos encargos de conexão²¹ 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 2021-2022

²⁰ Os custos devidos pela CTEEP e PPTE são definidos nos Arts. 1º e 2º da Resolução Autorizativa nº 800, de 2007.

²¹ Os valores foram estabelecidos conforme apresentado na Nota Técnica nº 144/2021-SGT/ANEEL, de 24/6/2021, SIC nº 48581.001011/2021-00.

Pág. 12 da Nota Técnica nº 149/2021 – SGT/ANEEL, de 05/07/2021.

53. 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.

54. 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.

55. 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*). A atualização monetária da PA de cada Transmissora está conforme o Contrato de concessão ou ato de equiparação e o que consta no Submódulo 9.3 do Proret.

56. O Anexo VI desta Nota Técnica apresenta os valores da PA para o período 2021-2022 por Contrato de Concessão, cujo resumo é mostrado na Tabela 4.

Tabela 4 – Parcelas de Ajuste e Financeiros

| Tipo | Rede Básica (R\$) | Rede Básica de Fronteira (R\$) | DIT Compartilhada (R\$) | DIT de Uso Exclusivo (R\$) | TOTAL (R\$) |
|---|------------------------|--------------------------------|-------------------------|----------------------------|----------------------|
| Financeiro Melhorias | 173.807.518,33 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 173.807.518,33 |
| PA Apuração | -584.932.587,15 | -116.286.270,75 | -24.527.002,81 | 0,00 | -725.745.860,71 |
| PA Instalações Autorizadas sem RAP prévia (1) | 17.652.850,06 | 2.398.089,17 | 159.783,95 | 19.926.689,24 | 40.137.412,42 |
| PA Outros Ajustes | 35.067.295,27 | -28.247.477,33 | -217.929,81 | 63.049.190,89 | 69.651.079,02 |
| PA Qualidade DIT | 0,00 | 0,00 | 0,00 | -4651939,49 | -4.651.939,49 |
| PA Revisão | 204.719.662,29 | 163.913.428,71 | 33.086.103,07 | 84145324,06 | 485.864.518,13 |
| TOTAL | -153.685.261,20 | 21.777.769,80 | 8.500.954,40 | 162.469.264,70 | 39.062.727,70 |

(1) Conforme Nota Técnica nº 366-SCT/ANEEL, de 16 de junho de 2021.

57. Ressalta-se que estes valores já contemplam as alterações apresentadas na Nota Técnica nº 112/2021-SGT/ANEEL, que apresenta o resultado e os efeitos financeiros da análise dos Pedidos de Reconsideração interpostos em face da Resolução Homologatória nº 2.725, de 14 de julho de 2020, conforme determina o Despacho nº 1.698, de 15 de junho de 2021.

III.4.1 – PA Apuração

58. 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.

Pág. 13 da Nota Técnica nº 149/2021 – SGT/ANEEL, de 05/07/2021.

III.4.2 – PA Instalações Autorizadas sem RAP prévia

59. 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*).

60. As PA Instalações Autorizadas sem RAP prévia para o ciclo 2020-2021 foram calculadas considerando as obras que tiveram a parcela de RAP estabelecida pela SCT, conforme consta na Nota Técnica nº 366/2021-SCT/ANEEL²², prevista para ser deliberada na 23ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da ANEEL, em 29 de julho de 2021.

61. Desse modo, a Tabela 5 representa o somatório, por transmissora e contrato, dos valores relativos à PA Instalações Autorizadas sem RAP Prévia para recebimento durante o ciclo 2021-2022:

Tabela 5 – Parcela de Ajuste relativa à Instalações Autorizadas sem RAP Prévia (ciclo 2021-2022).

| Transmissora | Contrato | PA Instalações Autorizadas SEM RAP Prévia (Ref.: 06/2021) |
|---------------------|----------------------|--|
| ATE VI | 011/2007 | 2.751.810,94 |
| CEEE-T | 055/2001 | 1.382.960,42 |
| CELG G&T | 063/2001 | 277.753,52 |
| CEMIG-GT | 006/1997 | 2.336.112,73 |
| CGT | 004/2008 | 69.562,53 |
| CGT | 005/2009 | 16.891,22 |
| CGT | 057/2001 | 1.301.996,86 |
| CHESF | 005/2012 | 340.518,49 |
| CHESF | 019/2012 | 340.518,49 |
| CHESF | 021/2010 | 1.761.144,97 |
| CHESF | 061/2001 | 20.719.621,08 |
| COPEL-GT | 060/2001 | 1.319.787,25 |
| CTEEP | 059/2001 | 558.177,44 |
| EATE | 042/2001 | 19.743,00 |
| ENEL CIEN | 210/2011 (Port. MME) | 20.337,15 |
| ENTE | 085/2002 | 18.694,70 |
| EQTTL08 | 048/2017 | 888.588,07 |
| FURNAS | 062/2001 | 2.302.280,51 |
| IE Pinheiros | 015/2008 | 554.901,29 |
| INTESA | 002/2006 | 122.262,98 |
| Rondon | 010/2014 | 1.616.549,42 |
| SITE | 002/2018 | 198.350,69 |
| TAESA | 002/2002 | 97.292,87 |
| TAESA | 097/2000 | 1.071.210,50 |
| TSBE | 004/2012 | 50.345,31 |

²² SIC 48526.003010/2021-00

Pág. 14 da Nota Técnica nº 149/2021 – SGT/ANEEL, de 05/07/2021.

III.4.3 – PA Revisão

62. 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

63. 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 entrada em operação comercial da correspondente obra, sendo que a eventual diferença decorrente da revisão do valor será considerada na RAP da concessionária de transmissão.

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

64. Cabe esclarecer que a parcela de ajuste total calculada foi 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.4.3.2 – Parcela de Ajuste referente às Outras Receitas de Revisões Tarifárias anteriores

65. Em 2020, foram executadas revisões das receitas das transmissoras cujos contratos de concessão, assinados de 2000 a 2006, não previam o reposicionamento da receita ofertada no leilão, mas apenas daquelas advindas dos investimentos incrementais. Não obstante, todas essas concessionárias estavam sujeitas à captura de parcela das suas receitas extras, denominadas Outras Receitas, para a modicidade tarifária.

66. Observa-se que o procedimento comumente adotado pela SGT é subtrair, da receita ofertada no Leilão revisada, a parcela das Outras Receitas destinada à modicidade tarifária. Para o caso das concessionárias listadas na Tabela 11, essa metodologia não era viável, pois, como explicado no item anterior, elas não estavam sujeitas à revisão dessa parcela da sua receita. Nessas circunstâncias, as parcelas das Outras Receitas não foram capturadas no ciclo 2020-2021, devendo ser aplicadas no presente ciclo, na forma de Parcela de Ajuste.

Tabela 11 - Valores de Outras Receitas a serem apropriados à modicidade tarifária como Parcela de Ajuste a partir do ciclo tarifário 2021-2022, para os contratos de concessão licitados com revisão prevista para 2019, sem cláusula de previsão de revisão na RAP ofertada.

| Concessionária | Contrato de Concessão | Ano previsto para Revisão | Contém Cláusula de revisão na RAP ofertada? | Resultado da apuração de Outras Receitas R\$ (Ref. jun/2019) | PA Outras Receitas Anual (N= 3 anos) R\$ (Ref. jun/2019) |
|----------------|-----------------------|---------------------------|---|--|--|
| TAESA | 095/2000 | 2019 | Não | 591.838,36 | 118.367,67 |
| EATE | 042/2001 | 2019 | Não | 33.267,26 | 6.653,45 |

Pág. 15 da Nota Técnica nº 149/2021 – SGT/ANEEL, de 05/07/2021.

| Concessionária | Contrato de Concessão | Ano previsto para Revisão | Contém Cláusula de revisão na RAP ofertada? | Resultado da apuração de Outras Receitas R\$ (Ref. jun/2019) | PA Outras Receitas Anual (N= 3 anos) R\$ (Ref. jun/2019) |
|----------------|-----------------------|---------------------------|---|--|--|
| ETAUSA | 082/2002 | 2019 | Não | 20.676,71 | 4.135,34 |
| ERTE | 083/2002 | 2019 | Não | 145.373,33 | 29.074,67 |
| ETIM | 086/2002 | 2019 | Não | 38.462,22 | 7.692,44 |
| TAESA | 003/2004 | 2019 | Não | 293.930,88 | 58.786,18 |
| TAESA | 011/2005 | 2019 | Não | 79.649,67 | 15.929,93 |
| TRANSLESTE | 009/2004 | 2019 | Não | 264.409,12 | 52.881,82 |
| ITE | 001/2005 | 2019 | Não | 754.386,26 | 150.877,25 |
| PPTTE | 009/2005 | 2019 | Não | 76.828,17 | 15.365,63 |
| TRANSIRAPÉ | 012/2005 | 2019 | Não | 2.964.251,74 | 592.850,35 |
| ATE III | 001/2006 | 2019 | Não | 30.135,95 | 6.027,19 |
| INTESA | 002/2006 | 2019 | Não | 295.694,75 | 59.138,95 |
| SMTE | 003/2006 | 2019 | Não | 1.665.628,50 | 333.125,70 |
| LTT | 004/2006 | 2019 | Não | 824.036,63 | 164.807,33 |
| STC | 006/2006 | 2019 | Não | 490.538,74 | 98.107,75 |
| AETE | 008/2004 | 2019 | Não | 264.319,83 | 52.863,97 |

Obs.: Revisão da receita da Taesa (Contrato de Concessão nº 095/2000) no processo 48500.000975/2020; Revisão da receita das demais transmissoras no Processo 48500.000754/2019.

III.4.4 – Parcela Variável

67. A Parcela Variável – PV²³ é o desconto aplicado na RAP das transmissoras, devido à indisponibilidade ou à restrição operativa das instalações integrantes da Rede Básica sob sua responsabilidade. O desconto por atraso na entrada em operação busca inibir atrasos na entrada em operação de obras sob responsabilidade de transmissoras. Durante o período de junho de 2020 a maio de 2021 foi descontado da receita das transmissoras os valores apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 – Descontos aplicados nas receitas das transmissoras de junho de 2020 a maio de 2021.

| Concessionárias | Parcela variável descontada (R\$) |
|------------------------------|--|
| NÃO LICITADAS | 1.059.903,84 |
| NÃO LICITADAS PRORROGADAS | 237.900.993,94 |
| LICITADAS | 138.025.530,90 |
| INTERLIGAÇÕES INTERNACIONAIS | 1.862.376,50 |
| TOTAL | 378.848.805,18 |
| Concessionárias | Atraso de entrada em operação descontado (R\$) |
| NÃO LICITADAS | - |
| NÃO LICITADAS PRORROGADAS | 215.689,30 |
| LICITADAS | 14.836.509,36 |
| INTERLIGAÇÕES INTERNACIONAIS | - |

²³ Previsto em contrato e na Resolução Normativa ANEEL nº 906, de 8 de dezembro de 2020.

Pág. 16 da Nota Técnica nº 149/2021 – SGT/ANEEL, de 05/07/2021.

| | |
|--------------------|-----------------------|
| TOTAL | 15.052.198,66 |
| TOTAL GERAL | 393.901.003,84 |

Fonte: CARTA CTA-ONS DTA/SA 1201/2021 - SIC nº 48513.016189/2021-00.

68. 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, aprovado pela Resolução Normativa nº 905, de 2020, é **R\$ 393.901.003,84**.

III.4.5 – PA Qualidade DIT

69. 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.

70. A SRD, por meio do Nota Técnica nº 61/2021-SRD/ANEEL²⁴, 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 2020, conforme estabelecido pelo Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica do PRODIST.

71. Em 20/5/2021, por meio de mensagem eletrônica, a SRD retificou as informações encaminhadas quanto às data-base dos ajustes associados às transmissoras EQTL 07 e EQTL 08. Conforme a referida mensagem:

A transmissora não seguiu as instruções de preenchimento e entendeu que deveria colocar a data do reajuste tarifário anual da transmissora. Entretanto, com base nos meses de violação dos indicadores, ajustamos a data base de cada compensação dessas transmissoras de acordo com o exigido, conforme planilha anexa.

72. Assim, a SGT, utilizando as informações apresentadas pela SRD, calculou a PA Qualidade DIT que deve ser aplicada no ciclo 2021-2022, por transmissora, relativa ao período de operação de 2020, consoante a Tabela 7.

Tabela 7 – Parcela de Ajuste Qualidade nas DIT para o ciclo 2021-2022

| Concessionária | Contrato | Distribuidora | PA Qualidade DIT (R\$) Ref.: Jun/2021 | PA Qualidade DIT Total (R\$) Ref.: Jun/2021 |
|----------------|----------|---------------|--|--|
| CHESF | 006/2009 | CELPE | -2.396,36 | -578.889,28 |
| CHESF | 061/2001 | CELPE | -151.654,34 | |
| CHESF | 061/2001 | COELBA | -382.476,94 | |
| CHESF | 061/2001 | COELCE | -34.879,75 | |
| CHESF | 061/2001 | CEAL | -4.972,75 | |
| CHESF | 061/2001 | CEMAR | -1.053,78 | |

²⁴ SIC 48554.000836/2021-00.

Pág. 17 da Nota Técnica nº 149/2021 – SGT/ANEEL, de 05/07/2021.

| Concessionária | Contrato | Distribuidora | PA Qualidade DIT (R\$) Ref.: Jun/2021 | PA Qualidade DIT Total (R\$) Ref.: Jun/2021 |
|----------------|----------|-----------------|--|--|
| CHESF | 061/2001 | CEPISA | -1.455,37 | |
| CTEEP | 059/2001 | CPFL SANTA CRUZ | -25.530,71 | -511.745,06 |
| CTEEP | 059/2001 | ELEKTRO | -470.594,05 | |
| CTEEP | 059/2001 | CPFL-PAULISTA | -1.670,64 | |
| CTEEP | 059/2001 | ELETROPAULO | -13.949,67 | |
| ELETRONORTE | 012/2011 | CELPA | -232.816,15 | |
| FURNAS | 006/2010 | ESCELSA | -88.000,45 | -429.957,22 |
| FURNAS | 062/2001 | CEMIG-D | -232.893,64 | |
| FURNAS | 062/2001 | LIGHT | -109.063,13 | |
| CEMIG-GT | 006/1997 | CEMIG-D | -1.659.834,11 | -1.659.834,11 |
| CEEE-T | 055/2001 | HIDROPAN | -1.247,04 | -683.234,26 |
| CEEE-T | 055/2001 | COPREL | -597,72 | |
| CEEE-T | 055/2001 | RGE SUL | -676.042,89 | |
| CEEE-T | 055/2001 | CEEE-D | -5.346,60 | |
| MACAPÁ | 009/2008 | CEA | -37.058,69 | -37.058,69 |
| EVRECY | 020/2008 | ESCELSA | -254.946,64 | -254.946,64 |
| TSP | 024/2009 | CPFL-PAULISTA | -27.776,36 | -27.776,36 |
| BRILHANTE II | 021/2012 | ENERSUL | -28.308,82 | -28.308,82 |
| EQTLT07 | 020/2017 | CELPA | -127.122,08 | -127.122,08 |
| EQTLT08 | 048/2017 | CELPA | -80.160,81 | -80.160,81 |

III.4.6 – PA Outros Ajustes

73. 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 1.698, de 2021: Efeitos Financeiros em Encargos de Conexão

74. As alterações nos valores dos encargos de conexão decorrentes da análise dos Pedidos de Reconsideração interpostos em face da Resolução Homologatória nº 2.725, de 2020, terão seus efeitos financeiros considerados em forma de PA a ser contabilizada durante do ciclo 2021-2022, conforme estabelecido pelo Despacho ANEEL nº 1.698, de 2021.

75. Dessa forma, quanto a essas alterações nos valores dos encargos de conexão, foi estabelecido PA a ser contabilizada no ciclo 2021-2022 referente à diferença de RAP devida no ciclo 2020-2021 antes e após os Pedidos de Reconsideração que foi incluída na PA Outros Ajustes.

III.4.6.2 – Passivo Financeiro pela Suspensão do Pagamento Base

Pág. 18 da Nota Técnica nº 149/2021 – SGT/ANEEL, de 05/07/2021.

76. A SFE, por meio dos memorandos nº 389/2020²⁵, nº 433/2020²⁶ e nº 443/2020²⁷ encaminhou listas de suspensões de Pagamento Base relacionadas com decisões da Diretoria.

77. O ONS, por meio da carta CTA-ONS DTA 1130/2021²⁸, informou sobre as funções de transmissão relacionadas com Rede Básica e Rede Básica de Fronteira que deverão ter seus Pagamentos Base suspensos em decorrência da não prestação do serviço público de transmissão durante o processo de reajuste da RAP para o ciclo 2021-2022.

78. 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.

79. Foi identificado que o Siget está devolvendo a parcela de suspensão de Pagamento Base relacionada com Rede Básica no âmbito da PA Apuração, que é calculada de forma automática pelo Siget. Dessa forma, para que a transmissora não tenha essa devolução indevida, faz-se necessário criar um mecanismo, similar ao desenvolvido para a Parcela Variável, de modo a manter a suspensão de PB incorrida no instante do cálculo da PA apuração. Enquanto essa solução não for implementada no Siget, as suspensões de Pagamento Base relacionadas com a Rede Básica devolvidas às transmissoras por meio da PA Apuração estão sendo realocadas na PA Outros Ajustes.

80. Dessa forma, a SGT apresenta a Tabela 8 com os valores²⁹ a serem devolvidos pelas concessionárias de transmissão durante o ciclo 2021-2022, referente às suspensões dos pagamentos base informadas pelo ONS e pela SFE.

Tabela 8 – Valores a devolver pela Concessionária devido à suspensão dos pagamentos

| Transmissora | Contrato | Grupo pagador | Valores a serem devolvidos (R\$) Ref. Jun/2021 |
|--------------|----------|---------------------------|---|
| ARGO III | 049/2017 | Rede Básica | 2.024.799,95 |
| CAIUÁ-T | 007/2012 | SANT.QUITERIA-230/13,8 kV | 2.229.933,00 |
| CAIUÁ-T | 007/2012 | SANT.QUITERIA-230/69 kV | 3.321.128,68 |
| CEMIG GT | 006/1997 | IPATINGA 1-230/138 kV | 44.539,59 |
| CEMIG GT | 006/1997 | VARZEA PALMA 1-345/138 kV | 705.789,37 |
| CHESF | 061/2001 | MATATU-230/11 kV | 48.460,62 |
| CHESF | 061/2001 | Rede Básica | 8.249.869,36 |
| CHESF | 061/2001 | SOBRAL II-230/69 kV | 389.309,14 |
| CTEEP | 059/2001 | SANTA CABECA-230/88 kV | 100.667,61 |
| Eletronorte | 058/2001 | JI-PARANA-230/69 kV | 450.826,90 |
| Eletronorte | 058/2001 | MIRANDA II-230/69 kV | 2.651.128,39 |
| Eletronorte | 058/2001 | Rede Básica | 35.091.983,53 |
| Eletronorte | 058/2001 | RONDONOPOLIS-230/138 kV | 183.580,69 |
| Eletronorte | 058/2001 | RUROPOLIS-230/138 kV | 486.695,14 |

²⁵ SIC 48534003763/2020-00.

²⁶ SIC 48534.004061/2020-00.

²⁷ SIC 48534.004145/2020-00.

²⁸ SIC 48513.015467/2021-00. Encaminhada por meio do Memorando nº 228/2021– SFE/ANEEL (48534.002176/2021-00)

²⁹ A memória de cálculo encontra-se anexa ao Processo.

Pág. 19 da Nota Técnica nº 149/2021 – SGT/ANEEL, de 05/07/2021.

| Transmissora | Contrato | Grupo pagador | Valores a serem devolvidos (R\$) Ref. Jun/2021 |
|--------------|----------|----------------------------|---|
| Furnas | 062/2001 | BRASILIA GERAL-230/34,5 kV | 556.102,36 |
| Furnas | 062/2001 | CAMPOS-345/138 kV | 309.535,60 |
| Furnas | 062/2001 | GRAJAU-500/138 kV | 77.353,52 |
| Furnas | 062/2001 | JACAREPAGUA-345/138 kV | 1.597.517,80 |
| Furnas | 062/2001 | Rede Básica | 12.254.835,92 |
| Furnas | 062/2001 | RIO VERDE-230/138 kV | 258.325,10 |
| Macapá | 009/2008 | Rede Básica | 928.682,55 |
| Macapá | 009/2008 | MACAPA-230/69 kV | 389.950,28 |
| Macapá | 009/2008 | LARANJAL-230/69 kV | 293.858,34 |
| Manaus TR | 010/2008 | Rede Básica | 5.162.387,75 |

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

81. 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.

82. Além disso, a parcela de ajuste associada à operação e manutenção das instalações transferidas, referente ao período compreendido entre a data de entrada em operação comercial das instalações até 30 de junho de 2021, foi considerada na PA Outros Ajustes da respectiva concessionária proprietária das instalações, bem como os valores referentes ao atendimento da alínea “e” do §3º do Art. 7º da Resolução Normativa ANEEL nº 67, de 2004, como exposto na Tabela 9.

Tabela 09 - Parcela de Ajuste associada à operação e manutenção das instalações transferidas.

| Concessionária | Contrato | Empreendimento | Ato Autorizativo | PA O&M R\$ - Ref.: Jun-2021 | PA (§3º do Art. 7º da REN 67/2004) R\$ - Ref.: Jun-2021 |
|----------------|----------|--|------------------|--------------------------------|--|
| Chesf | 061/2001 | Seccionamento da Linha de Transmissão 230 kV Barreiras – Bom Jesus da Lapa na SE Barreiras II | REA 9680/2021 | 575.370,50 | 964.147,89 |
| Chesf | 061/2001 | Seccionamento da Linha de Transmissão 230 kV Pau Ferro – Coteminas na SE Lagoa do Carro | REA 9687/2021 | 374.178,20 | 1.005.310,48 |
| Chesf | 061/2001 | Seccionamento da Linha de Transmissão 500 kV Teresina II – Sobral III na Subestação Tianguá II | REA 9688/2021 | 2.125.979,36 | 1.372.378,50 |
| Chesf | 061/2001 | Seccionamento da Linha de Transmissão 500 kV Sobradinho – Luiz Gonzaga na Subestação Juazeiro da Bahia III | REA 9689/2021 | 733.246,02 | 1.352.759,33 |
| Chesf | 061/2001 | Seccionamento da Linha de Transmissão 230kV Irecê – Campo Formoso na Subestação Ourolândia II | REA 9690/2021 | 1.529.953,66 | 1.291.696,63 |

Pág. 20 da Nota Técnica nº 149/2021 – SGT/ANEEL, de 05/07/2021.

| Concessionária | Contrato | Empreendimento | Ato Autorizativo | PA O&M R\$ - Ref.: Jun-2021 | PA (§3º do Art. 7º da REN 67/2004) R\$ - Ref.: Jun-2021 |
|----------------|----------|---|------------------|-----------------------------|---|
| Chesf | 061/2001 | Seccionamento da Linha de Transmissão 230 kV Recife II - Pirapama II na SE Jaboatão II e do remanejamento de linhas de transmissão para a SE Mirueira II | REA 10092/2021 | 312.677,41 | - |
| Chesf | 061/2001 | Seccionamento da Linha de Transmissão 230 kV Rio Largo II – Penedo na SE Arapiraca III | REA 10134/2021 | 5.893.721,10 | - |
| Chesf | 061/2001 | Seccionamento da Linha de Transmissão 500 kV Jardim - Camaçari II na SE Camaçari IV | REA 10135/2021 | 1.736.155,17 | - |
| Chesf | 061/2001 | Seccionamento da Linha de Transmissão 500 kV Sobral III – Fortaleza II na Subestação Pecém II e demais obras. | REA 10140/2021 | 20.588.192,56 | 10.258.233,16 |
| Chesf | 061/2001 | Seccionamento da Linha de Transmissão 230 kV Campina Grande II - Natal III na SE Extremoz II | REA 10141/2021 | 2.803.044,79 | - |
| Chesf | 061/2001 | Seccionamento da Linha de Transmissão 230 kV Sobral II - Piripiri na SE Ibiapina II. | REA 10142/2021 | 168.123,35 | - |
| Copel-GT | 006/2016 | Instalações transferidas pelo Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu para a Copel Geração e Transmissão S.A. | REA 10139/2021 | 940.431,65 | - |
| CTEEP | 059/2001 | Seccionamento da Linha de Transmissão 138 kV Água Vermelha - Jales, circuitos 1 e 2, na SE Boa Hora. | REA 10144/2021 | 845.882,24 | - |
| MEZ 5 | 003/2021 | Referente ao período de implantação do empreendimento objeto do Contrato de Concessão nº 03/2021-ANEEL. | REA 9889/2021 | 67.867,40 | - |
| ONTE | 021/2016 | Instalações de transmissão a ela transferidas pela Mineração Onça Puma Ltda. em função do Contrato de Concessão nº 21/2016-ANEEL, de 05 de outubro de 2016. | REA 10032/202 | 12.468.661,90 | - |

83. Ainda, foi considerada a parcela relativa ao seccionamento da Linha de Transmissão 230 kV João Câmara II – Extremoz II, na SE Ceará Mirim II, conforme Memorando nº 137/2021-SCT/ANEEL³⁰, bem como os custos para operar, manter, desativar, desmontar e desmobilizar os ativos de responsabilidade de Furnas Centrais Elétricas S.A. e a implantar reforços, na Subestação Barreiro 1, conforme Memorando nº 138/2021-SCT/ANEEL³¹.

³⁰ SIC 48526.002947/2021-00.

³¹ SIC 48526.002959/2021-00.

Pág. 21 da Nota Técnica nº 149/2021 – SGT/ANEEL, de 05/07/2021.

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

84. De acordo com a Nota Técnica nº 304/2016-SGT/ANEEL³², de 13 de setembro de 2016, os descontos nas parcelas de RAP 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.

85. Sendo assim, foram calculadas as Parcelas de Ajuste apresentadas na Tabela 10, 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 2020-2021 ou que entraram em operação comercial em ciclos anteriores, mas que ainda se encontram em operação comercial com pendência não impeditiva própria.

86. 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.

Tabela 10 - 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 | Parcela de Ajuste (R\$) Ref.: Jun/21 |
|----------------|----------|--------------------------------------|
| FOTE | 007/2014 | -465.264,45 |
| EQTLT08 | 048/2017 | -347.152,04 |
| ETC | 020/2016 | -1.538.625,74 |
| FURNAS | 062/2001 | -48.718,65 |
| Z2 | 045/2017 | -172.618,51 |
| CTEEP | 059/2001 | -82.153,74 |
| CHESF | 061/2001 | -4.834,87 |
| IE Pinheiros | 015/2008 | -135.426,44 |
| CGT | 057/2001 | -101.548,76 |
| BRE | 010/2018 | -39.598,25 |
| IE TIBAGI | 026/2017 | -55.463,73 |
| CHESF | 017/2009 | -1.993.468,46 |
| TESB | 001/2011 | -1.686.165,37 |
| LTTE | 020/2011 | -920.873,19 |
| CHESF | 005/2012 | -651.155,33 |

III.4.6.5 – Reconhecimento de custos incorridos pelas transmissoras

³² SIC nº 48581.002702/2016-00; Nota Técnica que instruiu o Despacho nº 2.568, de 2016.

Pág. 22 da Nota Técnica nº 149/2021 – SGT/ANEEL, de 05/07/2021.

III.4.6.5.1 – Chesf (Contrato de Concessão nº 061/2001)

87. Por meio do Memorando nº 90/2021-SFF/ANEEL³³, de 19 de abril de 2021, a SFF informou à SGT os valores validados referentes aos custos incorridos pela Chesf, Contrato de Concessão nº 061/2001, para a implementação do Controle Patrimonial em atendimento às disposições contidas nas Resoluções Normativas nº 396, de 2009, e nº 674, de 2015. Sendo assim, o valor reconhecido pela SFF, de R\$ 7.189.793,48, foi considerado na PA Outros Ajustes para a transmissora.

88. Além disso, a SCT informou, por meio do Memorando nº 121/2021-SCT/ANEEL, que concluiu pelo pagamento à Chesf dos custos incorridos na elaboração dos relatórios técnicos realizados para o Leilão nº 13/2015, num valor total de R\$ 157.548,37, na referência fevereiro de 2016, que atualizado para junho de 2021, perfaz R\$ 198.728,05, a ser recebido pela Chesf.

III.4.6.5.2 – CTEEP (Contrato de Concessão nº 059/2001)

89. A SCT, por meio do Memorando nº 121/2021-SCT/ANEEL³⁴, concluiu pelo pagamento à CTEEP dos custos incorridos na elaboração dos relatórios técnicos realizados para o Leilão nº 5/2015, num valor de total de R\$ 307.995,72, na referência outubro de 2015, que atualizado para junho de 2021 perfaz o valor de R\$ 404.510,61, a ser recebido pela CTEEP.

III.4.6.5.3 – TME (Contrato de Concessão nº 023/2009)

90. A Transmissora Matogrossense de Energia encaminhou a carta CT.TME.006/202035, de 19 de maio de 2020, solicitando o reembolso de custo incorrido para elaboração/implantação dos Anexo II e III do Submódulo 9.2 do PRORET. Como não há previsão regulamentar para ressarcimento desse tipo de despesa, tais valores não foram considerados na análise apresentada nesta nota técnica.

III.4.6.6 – Impacto na CEEE-T referente ao repasse à Eletrobrás dos valores da CCC, CDE e Proinfa

91. Por meio do Memorando nº 343/2020-SFF/ANEEL³⁵, de 17/8/2020, a SFF informou à SGT os valores referentes ao impacto nas transmissoras devido à obrigatoriedade de repasse à Eletrobras do montante associado à CCC, CDE e Proinfa recolhidos dos consumidores livres conectados à Rede Básica, no período de julho de 2010 a junho de 2015.

92. Com relação à CEEE-T, a SFF informou um valor total de R\$ 1.043.370,12, em valores históricos, a ser devolvido pela concessionária, que atualizado para junho de 2021, perfaz o valor de R\$ 1.831.999,72, a ser devolvido pela CEEE-T.

III.4.6.7 – Devolução – EDP Transmissão Litoral Sul S.A. (Contrato de Concessão nº 18/2016)

³³ SIC 48536.001426/2021-00.

³⁴ SIC 48526.002508/2021-00.

³⁵ SIC 48513.016499/2020-00.

³⁶ SIC 48536.002948/2020-00.

Pág. 23 da Nota Técnica nº 149/2021 – SGT/ANEEL, de 05/07/2021.

93. A SCT, por meio do Memorando nº 159/2018-SCT/ANEEL³⁷, informou que concluiu pela glosa de parte dos valores devidos pela Litoral Sul Transmissora de Energia Ltda. à Eletrosul Centrais Elétricas S.A. – Eletrosul (atualmente CGT Eletrosul) e à Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista – CTEEP em função dos estudos realizados para o Leilão nº 13/2015 não terem qualidade satisfatória sobre todos os itens que deveriam abarcar.

94. Dessa forma, o valor atualizado a ser devolvido de R\$ 1.814,19, a preços de junho de 2021, foi considerado por meio de PA Outros Ajustes, a ser recebida pela Litoral Sul.

III.4.6.8 – Descontratação de pontos de conexão ou rescisão de Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST

95. No decurso dos ciclos de receita das transmissoras foram identificadas descontrações de equipamentos e, portanto, as receitas respectivas foram ajustadas em função de atos que comprovaram que as instalações não faziam jus ao recebimento de receitas. Por se tratarem de casos específicos, eles serão detalhados a seguir.

III.4.6.8.1 – Descontratação de equipamentos associados à SE Currais Novos II 138/69 kV

96. A distribuidora Cosern³⁸ indicou, em seu processo tarifário de 2020, a descontração integral dos módulos relacionados com o ponto de conexão Currais Novos II 138/69 kV, garantida pelo Despacho nº 1.317/2019. O Termo Aditivo nº 31 ao CUST nº 099/2002 formalizou a questão. Sobre o caso, a Nota Técnica nº 26/2019–SRT/ANEEL³⁹, dispõe que:

24. A desativação da antiga subestação Currais Novos II 138/69 kV foi confirmada então pelo Edital do Leilão nº 05/2016-ANEEL, no seu Anexo 6-09, que tratou do Lote 9 – “LT 230 kV Lagoa Nova II – Currais Novos II e SE Currais Novos II 230/69 KV. No referido Edital, item “1.2. – Configuração Básica” está descrito que “o local destinado à instalação da Subestação Currais Novos II está indicado nos relatórios de planejamento”, no mesmo terreno onde “está localizada a Subestação Currais Novos II 138/69 kV, sob concessão da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF, que será desativada após a implantação da Subestação Currais Novos II 230/69 kV”.
(grifo nosso)

97. Dessa forma, como foram identificados por meio dos TLDONS/256/6/2019, TLDONS/257/6/2019, TLDONS/258/6/2019 e TLDONS/259/6/2019 que a SE Currais Novos II 230/69 kV entrou em operação em 13/3/2019, foi calculada parcela de ajuste para devolver ao consumidor da distribuidora os valores repassados à sua tarifa, dada a desativação tácita da antiga SE Currais Novos II 138/69 kV, conforme descrito na Nota Técnica nº 26/2019–SRT/ANEEL. Ainda, a receita do Contrato de Concessão nº 061/2011, da Chesf, para as receitas prorrogadas pela Portaria nº 579, de 2012, foram ajustadas conforme metodologia DEA.

³⁷ SIC 48526.003575/2018-00.

³⁸ SIC 48513.008463/2021-00.

³⁹ SIC 48552.000409/2019-00.

Pág. 24 da Nota Técnica nº 149/2021 – SGT/ANEEL, de 05/07/2021.

III.4.6.8.2 – Descontratação de equipamentos associados à SE Salto Grande.

98. Nos processos tarifários 2020 e 2021 da COPEL DIS foram consideradas as receitas associadas à subestação Salto Grande. Contudo, em face das considerações contidas no Despacho nº 722, de 2020, e no Termo Aditivo nº 52 ao CUST nº 127/2002, é necessária análise quanto ao direito de recebimento, pela CTEEP, das receitas associadas às entradas de linha EL 88 kV SALTO GRANDE ANDIRA C1 e EL 88 kV SALTO GRANDE ANDIRA C2.

99. A Nota Técnica nº 24/2020-SRT/ANEEL, que fundamentou a publicação do Despacho nº 722, de 2020, descreve as razões para o entendimento da área de regulação da transmissão:

“20. Conforme pode ser compreendido pela descrição procedida nos itens anteriores, a própria instituição oficial de planejamento definiu, a partir da sua avaliação econômica e técnica, que esta seria a alternativa mais eficiente para a expansão do sistema regional. Sendo assim, não há por que penalizar a Distribuidora ou mesmo seus consumidores diante da necessidade de efetivar uma nova contratação de MUST em outra subestação, **considerando que o objeto da contratação anterior, na antiga subestação Salto Grande 88 kV, não mais existirá, devido ao desmonte da LD 88 kV Salto Grande – Andirá CD.**” (Grifo nosso)

100. Tendo em vista as opiniões divergentes da distribuidora⁴⁰ e da transmissora⁴¹ sobre o caso, foi encaminhado o Memorando nº 76/2021–SGT/ANEEL⁴², de 27 de maio de 2021, para manifestação da SRT. Em sua resposta, encaminhada por meio do Memorando nº 45/2021–SRT/ANEEL⁴³, de 10 de junho de 2021, a SRT manifestou-se pela glosa das receitas associadas:

“2. Em resposta, informamos que solicitamos esclarecimentos da Copel Distribuição sobre o fato trazido pela Transmissora e, até reanálise do caso, **sugerimos que o entendimento vigente desta SGT com relação ao Despacho nº 722/2020-SRT seja mantido** na inclusão no resultado do RTP 2021 da COPEL (processo 48500.004621/2020-18).” (Grifo nosso)

101. Assim, foi calculada PA, para devolução aos consumidores da COPEL D, dos valores pagos após a entrada em operação da subestação Andira Leste, que, de acordo com o Termo Aditivo nº 52 ao CUST nº 127/2002, ocorreu em 23/9/2019. Ainda, a receita do Contrato de Concessão nº 059/2001, da CTEEP, foi ajustada conforme modelo DEA, descrita pelo Submódulo 9.1 do Proret.

III.4.6.9 – Ratificação da data de entrada em operação dos cabos OPGW 24 fibras, autorizados pela Resolução Autorizativa nº 4.460, de 2013, pelo TLD ONS/256/8/2020.

⁴⁰ SIC 48513.015389/2020-00.

⁴¹ SIC 48513.032261/2020-00

⁴² SIC 48581.000846/2021-00

⁴³ SIC 48552.000713/2021-00

Pág. 25 da Nota Técnica nº 149/2021 – SGT/ANEEL, de 05/07/2021.

102. Devido à inconformidade na emissão do TLONS/520/D/12/2017, de 08 de dezembro de 2017, a ANEEL vem identificando os reforços autorizados pela Resolução Autorizativa nº 4.460, de 2013 como previstos, o que faz com que o ONS não pague à CEEE-T os valores homologados e devidos por estes reforços desde sua entrada em operação.

103. Em razão disso, a CEEE-T apresentou a carta GAB/DT079/202044, de 29 de setembro de 2020, demonstrando o desencadeamento das interações com o ONS, das quais resultou a emissão do TLD ONS/256/8/2020. Por este ato, o operador ratifica a data de entrada em operação dos módulos identificados com IdMdl 23423 e 23424 como sendo 8 de dezembro de 2017.

104. Assim, foi calculada PA para recomposição do direito da transmissora.

III.4.6.10 – Ajustes em função da Resolução Homologatória nº 2.878, de 25 de maio de 2021.

105. Em 31 de março de 2021, foram celebrados entre a União e a MEZ 5, o Contrato de Concessão nº 3/2021, e entre a União e a Energisa-AM, o Contrato de Concessão nº 9/2021. Aquele, concedeu a operação da subestação Porto Alegre 4, que anteriormente era de gestão da CEEE-T; este, a operação das instalações antes designadas à Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A. - Amazonas GT.

106. Em virtude de tais contratos, foram estabelecidas⁴⁵, com vigência a partir de 1º de abril de 2021, as receitas das instalações transferidas aos novos titulares e canceladas as receitas da CEEE-T, referentes à SE Porto Alegre 4. Além disso, foi definida PA Apuração a ser paga pela Amazonas GT à EAT, compreendendo o ajuste do período de 1/7/2020 a 31/3/2021.

107. As receitas dos novos titulares das referidas instalações fazem parte daquelas que compõem o objeto do presente processo. Contudo, como comentado anteriormente, a cobrança dos Encargos de Conexão de uso exclusivo de distribuidoras somente pode ser realizada após sua consideração na resolução de homologação das tarifas das distribuidoras, como determinam o Submódulo 9.3 do Proret.

108. Dessa forma, como as receitas com Encargos de Conexão da CEEE-T com a CEEE-D, e relativas ao ciclo 2020-2021, já haviam sido consideradas no processo tarifário 2020 da distribuidora, foi calcula PA referente aos duodécimos de receita dos meses de abril a junho de 2021, para ressarcimento à CEEE-D pela CEEE-T, no valor de R\$ 1.596.294,10, a preços de junho de 2021. Ainda, foi calculada PA referente aos mesmos duodécimos para ressarcimento à MEZ 5 pela CEEE-D, no valor de R\$ 110.874,60, a preços de junho de 2021.

III.4.6.11 – Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 055/2001

109. O Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 055/2011 estabeleceu na Cláusula Terceira, Primeira Subcláusula, que a RAP deste contrato deve ser acrescida do valor de R\$ 10.954.101,95, a preços de junho de 2020. Esse montante foi atualizado para preços de junho de 2021, totalizando R\$

⁴⁴ SIC 48513.025512/2020-00

⁴⁵ Por meio da Resolução Homologatória nº 2.878, de 25 de maio de 2021.

Pág. 26 da Nota Técnica nº 149/2021 – SGT/ANEEL, de 05/07/2021.

11.836.571,57 e foi considerado na PA Outros Ajustes a ser recebida pela CEEE-T.

III.4.6.12 – Transferências de usuários e proprietários de ativos de transmissão

110. No decurso do ciclo 2020-2021 foram identificadas situações de transferências de responsabilidade pelo pagamento de RAP, bem como de propriedade de alguns ativos. Em cada caso, foram verificados os impactos relativos à receita e à descrição de usuários e proprietários. Os casos identificados foram tratados conforme descrições a seguir.

III.4.6.12.1 – Transferência de usuários da COPEL GT

111. Por meio da Carta CRG-C/138/2020⁴⁶, a COPEL GT identificou a necessidade de transferência de usuários de algumas de suas instalações em função das determinações constantes na Resolução Normativa nº 722, de 2016. Assim, além da transferência pelo pagamento dos ativos, foi calculada PA para devolver à COPEL DIS a parcela de receita associada a tais instalações após a transferência de uso das referidas instalações.

112. Ainda por meio do item III à Carta CRG-C/138/2020, a COPEL GT identificou a necessidade outras transferências⁴⁸ de titularidade, o que foi processado e consta no resultado das receitas a serem homologadas para o ciclo 2021-2022.

III.4.6.12.2 – Transferência de titularidade dos ativos da LT 138 kV BIGUACU /FLORIANOPOLIS SC

113. Por meio da carta CE DRP-0178/2020⁴⁹, de 4 de novembro de 2020, a CGT Eletrosul cientificou esta SGT da assinatura do Termo de Transferência nº 40004144. O referido documento homologou a mudança de titularidade dos equipamentos associados à LT 138 kV BIGUACU / FLORIANOPOLIS, da CGT Eletrosul para a Celesc, a partir de 30 de novembro de 2019. Dessa forma, foi calculada parcela de ajuste para devolver à distribuidora os valores pagos a título de Encargos de Conexão desde a referida data. Ainda, a parcela de receita associada ao componente financeiro fixada pela Portaria MME nº 120, de 2016, foi distribuída entre os módulos restantes do Contrato de Concessão nº 057/2001. Por fim, as demais receitas foram ajustadas conforme as regras regulatórias vigentes.

III.4.6.12.3 – Transferência de DIT, conforme Despacho nº 748, de 2020

114. O Despacho nº 748, de 17 de março de 2020, decidiu *“anuir com a transferência dos ativos que compõem a SE Itaparica 69/13,8 kV, a LT 69 kV Zebu – Itaparica e a LT 69 kV Jaboatão – Recife II da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf para a Companhia Energética de Pernambuco – Celpe, nos termos da Resolução Normativa nº 758, de 2017”*.

⁴⁶ SIC 48513.023287/2020-00.

⁴⁷ SIC 48513.023287/2020-00.

⁴⁸ A UEG Araucária Ltda., por meio da Carta C/059/2020 – DT (48513.021897/2020-00) ratifica um dos pedidos da COPEL-GT.

⁴⁹ 48513.029071/2020-00

Pág. 27 da Nota Técnica nº 149/2021 – SGT/ANEEL, de 05/07/2021.

115. Por meio da Carta CE-SOR-022/2021⁵⁰, de 10 de fevereiro de 2021, a Chesf comunicou a SGT da assinatura do Termo de Transferência de Instalações – TTI nº 001/2020, concretizando a transferência das citadas instalações em 30 de setembro de 2020. Assim, foram calculadas parcelas de ajuste para a Chesf devolver aos usuários⁵¹ das respectivas instalações os valores arrecadados a título de Encargos de Conexão no período pós-transferência.

116. Ainda, cabe salientar que o valor do custo operacional associado a cada equipamento transferido 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. Com relação ao componente financeiro da Portaria nº 120, de 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.

III.4.6.13 – Valores referentes à Pendências Impeditivas de Transmissoras.

117. Em face das regras regulatórias contidas na Resolução Normativa nº 841, de 18 de dezembro de 2018, e atualmente recepcionadas pela Resolução Normativa nº 905, de 8 de dezembro de 2020, a Diretoria Colegiada da ANEEL determinou, por meio do Despacho nº 2.321, de 11 de agosto de 2020, “(ii) estabelecer o valor de R\$ 456.188,63 (quatrocentos e cinquenta e seis mil, cento e oitenta e oito reais e sessenta e três centavos) a ser custeado pela Chesf, conforme §3º do art. 10 da Resolução Normativa ANEEL 841, de 2018.”

118. A referida determinação está relacionada com o estabelecimento de receitas que entrem em operação comercial provisória com pendências impeditivas de terceiros, devendo ser custeadas pelo terceiro causador da pendência impeditiva identificada, no caso a Chesf.

119. Sendo assim, em cumprimento à decisão, foram calculadas Parcelas de Ajuste para (a) Chesf pagar à Rede Básica (PA negativa) e para (b) Rede Básica repassar esse valor para a Odojó (PA positiva). Salienta-se, conforme consta no voto que fundamentou o referido despacho, que a referência do valor homologado é junho de 2017. Assim, as parcelas mencionadas possuem valor de R\$ 520.777,40

III.4.6.14 – Demais decisões da Diretoria da ANEEL

120. Durante o processo de elaboração da RAP para o ciclo 2021-2022, a SGT recebeu informações da SCT por meio dos Memorandos nº 47/2021-SCT/ANEEL⁵² e 148/2021-SCT/ANEEL⁵³, ambos de 18 de junho de 2021, quanto a decisões da Diretoria que careciam de tratamento para o ciclo em elaboração. Ainda, tomamos conhecimento de outros atos emitidos e que também foram considerados.

⁵⁰ SIC 48513.003089/2021-00.

⁵¹ Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia, Companhia Energética de Pernambuco e usuários que utilizam, de forma compartilhada, o grupo GRP 69 kV ABAIXADORA / ZEBU, na SE Itaparica.

⁵² SIC 48526.003118/2021-00.

⁵³ SIC 48526.003123/2021-00.

Pág. 28 da Nota Técnica nº 149/2021 – SGT/ANEEL, de 05/07/2021.

A seguir, serão descritos os mesmos.

III.4.6.14.1 – Despacho nº 3.058, de 2020.

121. Conforme disposto no Despacho nº 3.058, de 26 de outubro de 2020, foram definidas (i) a receita referente ao Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 26/2017 e (ii) a respectiva PA. Salienta-se que a competência dos valores definidos pela Diretoria, conforme consta no VOTO que aprovou o referido ato, é outubro de 2016. Assim, a atualização e consideração de tais valores foram processados no cálculo da RAP. O lançamento do desconto definido pela Diretoria seguiu a proporção constante na Tabela 12, abaixo.

Tabela 12 – Atualização e rateio do desconto definido pelo Despacho nº 3.058/2020.

| ITEM | VALOR (R\$) |
|---|----------------|
| PA definida no ato legal (Ref. 10/2016): | - 6.732.318,66 |
| PA atualizada | - 8.129.956,89 |
| PA atualizada e definida para o Grupo RB | - 3.693.863,61 |
| PA atualizada e definida para o Grupo RBF (ROSANA-230/138 kV) | - 4.436.093,28 |

III.4.6.14.2 – Resolução Autorizativa nº 10.145, de 2021.

122. No âmbito do processo 48500.004266/2013-40, a Diretoria decidiu, por meio da Resolução Autorizativa nº 10.145, de 8 de junho de 2021, alterar a Resolução Autorizativa nº 4.294, de 2013, para prorrogar o prazo de permanência do 5º transformador trifásico 230/69 kV, de 100 MVA, na Subestação Teresina. Foi decidido ainda que o recebimento da respectiva receita se dará por meio de Parcela de Ajuste no próximo Ciclo Tarifário das Transmissora, que se iniciará em 1º de julho de 2021. Assim, o valor homologado de R\$ 1.113.596,98, a preços de junho de 2020, foi atualizado e inserido no resultado nas receitas para o ciclo 2021-2022.

III.4.6.14.3 – Despacho nº 1.699/2021.

123. Conforme no Despacho nº 1.699, de 15 de junho de 2021, foi decidido reconhecer os encargos de conexão devidos pela Cemig-D à SPTe pelo período de 7 de outubro de 2016 a 26 de novembro de 2017, para a 5ª EL 138 kV na SE Pirapora 2, sem o repasse desse valor no cálculo da tarifa dos consumidores da distribuidora.

124. Conforme consta na instrução processual⁵⁴, o referido equipamento é integrante das instalações de transmissão da SPTe e já autorizado pelo Inciso X, Art. 3º da Resolução Normativa nº 443, de 2011, recepcionado pela Resolução Normativa nº 905, de 2020. Dessa forma, identificado o equipamento e os custos associados, foi calculada PA de R\$ 653.393,57 para destinar à SPTe os valores definidos pela Diretoria.

III.5 – APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS DAS ATUALIZAÇÕES DA RAP

125. As receitas referentes às instalações de transmissão sob responsabilidade das

⁵⁴ Carta SPTe/BD/058/19 (SIC 48513.028341/2019-00-1 (ANEXO: 001)).

Pág. 29 da Nota Técnica nº 149/2021 – SGT/ANEEL, de 05/07/2021.

transmissoras para o ciclo 2021-2022 totalizam R\$ 31.894.567.810,61, enquanto no período 2020-2021 esse valor foi de R\$ 31.373.219.900,46. Dessa forma, houve aumento no valor das receitas de 1,66% em relação ao ciclo anterior.

126. Deste percentual, 11,42 p.p. referem-se ao reajuste previsto nos contratos e 9,76 p.p. negativos referem-se à expansão no sistema de transmissão, às alterações previstas no Despacho nº 1.968, de 2021, e, principalmente, aos efeitos das revisões das receitas das concessionárias prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783, de 2013, considerando os efeitos do reperfilamento do componente financeiro da "RBSE/RPC", conforme Resoluções Homologatórias nº 2.845 a nº 2.853, de 2021.

127. As Tabelas 13 a 16 totalizam os valores da RAP, por tipo, para o período 2021-2022.

Tabela 13 – Receita Anual Permitida da Rede Básica (R\$)

Ref.: Jun-2021

| | RBSE [1] | RBNI [2] | Acesso à RB [3] | RBL [4] | RMEL [5] | TOTAL |
|-----------------|-------------------------|-------------------------|---------------------|--------------------------|-----------------------|--------------------------|
| Rede Básica | 8.181.703.205,98 | 1.592.360.458,75 | 7.296.590,12 | 16.041.434.620,34 | 111.122.280,75 | 25.933.917.155,94 |
| RB de Fronteira | 1.414.749.742,38 | 728.515.192,92 | 0,00 | 593.377.096,92 | 59.329.265,32 | 2.795.971.297,54 |
| TOTAL | 9.596.452.948,36 | 2.320.875.651,67 | 7.296.590,12 | 16.634.811.717,26 | 170.451.546,07 | 28.729.888.453,48 |

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

[2] Receitas de novas instalações autorizadas.

[3] Receitas de conexões à Rede Básica.

[4] Receitas das instalações licitadas.

[5] Receitas das melhorias.

Tabela 14 - Receita Anual Permitida das Demais Instalações de Transmissão (R\$)

Ref.: Jun-2021

| | RPC [1] | RCDM [2] | RPEC [3] | RMEL [4] | TOTAL |
|----------------------|-------------------------|-----------------------|-----------------------|----------------------|-------------------------|
| DIT compartilhada | 330.168.889,61 | 170.223.547,89 | 10.626.712,49 | 5.943.018,01 | 516.962.168,00 |
| DIT de uso exclusivo | 1.649.445.373,89 | 340.929.794,14 | 135.792.050,63 | 22.227.009,36 | 2.148.394.228,02 |
| Total | 1.979.614.263,50 | 511.153.342,03 | 146.418.763,12 | 28.170.027,37 | 2.665.356.396,02 |

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

Ref.: Jun-2021

| RICG [1] | RICGNI [2] | RIEG [3] | TOTAL |
|---------------|---------------|---------------|----------------|
| 81.527.258,72 | 27.639.578,13 | 27.417.416,61 | 136.584.253,46 |

[1] Receita relativa às ICG licitadas.

[2] Receitas de novas ICG autorizadas.

[3] Receita relativa às IEG licitadas.

Tabela 16 – Receita Anual Permitida das Interligações Internacionais (R\$)

| REQ [1] | REQNI [2] | RMEL [3] | TOTAL |
|----------------|---------------|------------|----------------|
| 349.364.810,54 | 13.213.707,43 | 160.189,68 | 362.738.707,65 |

[1] Receita relativa às interligações internacionais equiparadas.

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

[3] Receitas das melhorias.

128. A Tabela 17 relaciona, em ordem decrescente, a Receita Anual Permitida, referente às instalações em operação comercial em 30 de junho de 2021, das 177 empresas de transmissão, detentoras de 263 contratos de concessão.

Tabela 17- Empresas detentoras de contratos de concessão e suas respectivas receitas

| Posição | Empresa | RAP (R\$) Ref.: Jun/21 |
|---------|--|---------------------------|
| 1 | FURNAS-CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. | 4.434.472.148,70 |
| 2 | COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO | 3.296.686.693,33 |
| 3 | COMPANHIA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PAULISTA | 2.356.989.242,35 |
| 4 | CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A ELETRONORTE | 2.121.085.567,61 |
| 5 | TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA S/A | 1.737.884.919,54 |
| 6 | XINGU RIO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. | 1.411.911.254,82 |
| 7 | COMPANHIA DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DO SUL DO BRASIL - ELETROBRAS CGT ELETROSUL | 1.181.056.897,96 |
| 8 | COMPANHIA ESTADUAL DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CEEE-T | 782.272.595,85 |
| 9 | CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A | 693.781.098,45 |
| 10 | BELO MONTE TRANSMISSORA DE ENERGIA SPE S.A. | 680.301.739,13 |
| 11 | COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. | 664.112.297,27 |
| 12 | INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA DO MADEIRA S/A | 597.022.231,73 |
| 13 | ARGO TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A. | 519.944.218,92 |
| 14 | PARANAÍTA RIBEIRÃOZINHO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. | 428.575.598,67 |
| 15 | Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A | 358.142.599,12 |
| 16 | ENEL CIEN S.A | 354.312.591,43 |
| 17 | NORTE BRASIL TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. | 315.034.103,84 |
| 18 | ITUMBIARA TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A | 268.674.010,37 |
| 19 | TRANSMISSORA PARAÍSO DE ENERGIA S.A. | 262.657.974,21 |
| 20 | MATA DE SANTA GENEVRA TRANSMISSÃO S.A | 261.991.395,15 |
| 21 | MATRINCHÃ TRANSMISSORA DE ENERGIA (TP NORTE) S.A | 235.425.086,19 |
| 22 | TRANSMISSORA JOSÉ MARIA DE MACEDO DE ELETRICIDADE S.A. | 219.991.131,29 |
| 23 | CELG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. | 206.375.511,89 |
| 24 | PIRATININGA-BANDEIRANTES TRANSMISSORA DE ENERGIA LTDA | 185.553.308,29 |
| 25 | MANAUS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A | 184.767.021,51 |
| 26 | Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A | 184.456.086,90 |
| 27 | INTEGRAÇÃO TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A | 182.590.360,39 |
| 28 | TRANSMISSORA CAMINHO DO CAFÉ S.A. | 178.596.350,90 |
| 29 | Expansion Transmissão de Energia Elétrica S.A | 165.593.732,28 |
| 30 | SERRA DA MESA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. | 161.474.726,99 |
| 31 | VEREDAS TRANSMISSORA DE ELETRICIDADE S.A. | 159.662.283,25 |
| 32 | EQUATORIAL TRANSMISSORA 8 SPE S.A. | 158.569.237,70 |
| 33 | PARANAÍBA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. | 156.283.566,64 |
| 34 | EMPRESA DE TRANSMISSÃO BAIANA S.A. | 155.331.423,55 |
| 35 | Sistema de Transmissão Nordeste S.A | 149.910.262,81 |

Pág. 31 da Nota Técnica nº 149/2021 – SGT/ANEEL, de 05/07/2021.

| Posição | Empresa | RAP (R\$) Ref.: Jun/21 |
|---------|---|---------------------------|
| 36 | GIOVANNI SANGUINETTI TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. | 140.030.345,59 |
| 37 | ATE III TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. | 138.241.461,05 |
| 38 | PORTO PRIMAVERA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. | 133.944.853,84 |
| 39 | LINHAS DE XINGU TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. | 132.278.282,52 |
| 40 | TRANSMISSORA SUL LITORÂNEA DE ENERGIA S.A. - TSLE | 131.591.579,89 |
| 41 | LT Triângulo S.A | 131.306.358,44 |
| 42 | EQUATORIAL TRANSMISSORA 3 SPE S.A. | 125.884.981,56 |
| 43 | LINHAS DE MACAPÁ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. | 125.371.963,24 |
| 44 | CANTAREIRA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A | 119.609.949,02 |
| 45 | EQUATORIAL TRANSMISSORA 4 SPE S.A. | 112.672.464,28 |
| 46 | EQUATORIAL TRANSMISSORA 7 SPE S.A. | 109.839.234,07 |
| 47 | GUARACIABA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A | 106.832.287,33 |
| 48 | EQUATORIAL TRANSMISSORA 5 SPE S.A. | 104.772.027,12 |
| 49 | INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA GARANHUNS S.A | 103.741.802,55 |
| 50 | SERRA DE IBIAPABA TRANSMISSORA DE ENERGIA S A | 101.721.844,79 |
| 51 | TROPICALIA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. | 95.431.283,60 |
| 52 | EQUATORIAL TRANSMISSORA 1 SPE S.A. | 95.217.491,56 |
| 53 | EQUATORIAL TRANSMISSORA 2 SPE S.A. | 86.355.384,64 |
| 54 | ARGO III TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A. | 81.233.899,43 |
| 55 | SPE SANTA LUCIA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. | 81.167.355,15 |
| 56 | Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A | 80.563.074,78 |
| 57 | ESPERANZA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. | 80.389.103,29 |
| 58 | Linhas de Transmissão do Itatim S.A | 78.819.061,06 |
| 59 | Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A | 77.885.622,81 |
| 60 | ODOYÁ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. | 77.209.781,33 |
| 61 | EMPRESA DIAMANTINA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A. | 76.120.061,88 |
| 62 | Jauru Transmissora de Energia S.A | 75.731.059,56 |
| 63 | MIRACEMA TRANSMISSORA DE ENERGIA ELETTRICA S/A | 74.526.860,50 |
| 64 | CANARANA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. | 74.360.615,12 |
| 65 | INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA PINHEIROS S.A. | 73.790.521,72 |
| 66 | GOIÁS TRANSMISSÃO S.A | 73.605.649,20 |
| 67 | TRANSMISSORA SUL BRASILEIRA DE ENERGIA S.A. | 73.008.279,42 |
| 68 | TRANSMISSORA SERTANEJA DE ELETRICIDADE S.A. | 70.466.031,59 |
| 69 | CACHOEIRA PAULISTA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. | 70.415.406,15 |
| 70 | TRANSENERGIA RENOVÁVEL S.A | 69.788.045,84 |
| 71 | CATXERÊ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A | 69.114.305,89 |
| 72 | Expansion Transmissão Itumbiara Marimbondo S.A | 66.541.002,52 |
| 73 | INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA SERRA DO JAPI S A | 65.524.417,93 |
| 74 | ETAP EMPRESA TRANSMISSORA AGRESTE POTIGUAR S.A. | 61.937.128,01 |
| 75 | VILA DO CONDE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. | 61.388.618,52 |
| 76 | TRANSMISSORA MATOGROSSENSE DE ENERGIA S.A. | 58.274.198,52 |
| 77 | ENERGISA PARÁ TRANSMISSORA DE ENERGIA I S.A. | 56.081.580,91 |
| 78 | INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA ITAQUERE S.A. | 55.380.691,51 |
| 79 | AFLUENTE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA S.A. | 55.206.319,85 |
| 80 | LINHAS DE ENERGIA DO SERTÃO TRANSMISSORA S.A. | 54.934.845,24 |
| 81 | COMPANHIA TRANSIRAPÉ DE TRANSMISSÃO | 54.364.929,57 |
| 82 | SÃO JOÃO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. | 53.852.702,18 |
| 83 | EDP TRANSMISSÃO MA I S.A. | 53.507.045,36 |

Pág. 32 da Nota Técnica nº 149/2021 – SGT/ANEEL, de 05/07/2021.

| Posição | Empresa | RAP (R\$) Ref.: Jun/21 |
|---------|---|---------------------------|
| 84 | SÃO PEDRO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A | 52.886.973,57 |
| 85 | Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A. | 52.861.955,82 |
| 86 | INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA NORTE E NORDESTE S/A | 52.802.008,83 |
| 87 | Sistema de Transmissão Catarinense S.A | 52.395.698,24 |
| 88 | EMPRESA DE TRANSMISSÃO DO ALTO URUGUAI S.A. | 51.664.927,61 |
| 89 | BRILHANTE TRANSMISSORA DE ENERGIA SA | 51.664.381,20 |
| 90 | Serra Paracatu Transmissora de Energia S.A | 51.140.773,63 |
| 91 | Linhas de Transmissão de Montes Claros S.A | 48.946.633,25 |
| 92 | POÇOS DE CALDAS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. | 47.207.188,47 |
| 93 | TRIÂNGULO MINEIRO TRANSMISSORA S.A. | 45.595.369,32 |
| 94 | MGE TRANSMISSÃO S.A. | 45.467.227,94 |
| 95 | ENERGISA GOIÁS TRANSMISSORA DE ENERGIA I S.A. | 44.437.721,81 |
| 96 | Lumitrans Companhia Transmissora de Energia Elétrica | 43.634.184,24 |
| 97 | RIBEIRÃO PRETO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. | 42.414.814,70 |
| 98 | VALE DO SÃO BARTOLOMEU TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A | 42.286.083,33 |
| 99 | Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A | 41.999.262,43 |
| 100 | NEOENERGIA DOURADOS TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A. | 41.254.632,07 |
| 101 | SUBESTAÇÃO ÁGUA AZUL SPE S.A. | 39.918.014,25 |
| 102 | MANTIQUEIRA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. | 39.485.503,47 |
| 103 | INTEGRAÇÃO MARANHENSE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A | 39.350.718,50 |
| 104 | AETE - AMAZÔNIA EMPRESA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. | 38.881.838,97 |
| 105 | LINHAS DE TAUBATÉ TRANSMISSORA DE ENERGIA SA | 37.710.497,83 |
| 106 | EDP TRANSMISSÃO MA II S.A. | 36.564.416,18 |
| 107 | ETC - EMPRESA TRANSMISSORA CAPIXABA S.A. | 35.954.881,37 |
| 108 | COMPANHIA TRANSUDESTE DE TRANSMISSÃO | 34.154.101,10 |
| 109 | COMPANHIA TRANSLESTE DE TRANSMISSÃO | 33.420.594,47 |
| 110 | CGI - TRANSMISSORA CAMPINA GRANDE IGARAÇU S.A. | 33.234.874,69 |
| 111 | LINHA DE TRANSMISSÃO CORUMBÁ S.A. | 31.876.664,94 |
| 112 | BRASNORTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A | 30.788.097,02 |
| 113 | Iracema Transmissora de Energia S.A. | 29.593.671,36 |
| 114 | SE VINEYARDS TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A. | 29.299.993,40 |
| 115 | POTIGUAR SUL TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A. | 28.576.499,22 |
| 116 | COMPANHIA DE TRANSMISSÃO CENTROESTE DE MINAS | 28.501.811,90 |
| 117 | ARCOVERDE TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A. | 27.822.969,75 |
| 118 | ARARAQUARA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A | 27.287.503,48 |
| 119 | CAIUÁ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A | 26.076.154,03 |
| 120 | Uirapuru Transmissora de Energia S.A | 25.999.514,07 |
| 121 | EMPRESA DE TRANSMISSÃO SERRANA S.A | 25.407.518,72 |
| 122 | EDP TRANSMISSÃO S.A. | 25.345.913,39 |
| 123 | SPE SANTA MARIA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. | 25.323.654,34 |
| 124 | EVOLTZ VI - CAMPOS NOVOS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. | 25.021.415,91 |
| 125 | Transenergia São Paulo S.A. | 24.570.005,05 |
| 126 | EVOLTZ IV - SÃO MATEUS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. | 22.939.743,29 |
| 127 | FRONTEIRA OESTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A | 22.566.943,88 |
| 128 | SE NARANDIBA S.A. | 22.269.018,24 |
| 129 | TRANSMISSORA DE ENERGIA SUL BRASIL S.A. | 22.073.481,29 |
| 130 | INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA SUL S.A. | 21.862.162,35 |
| 131 | ENERGISA AMAZONAS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. | 21.704.748,00 |

Pág. 33 da Nota Técnica nº 149/2021 – SGT/ANEEL, de 05/07/2021.

| Posição | Empresa | RAP (R\$) Ref.: Jun/21 |
|--------------|--|---------------------------|
| 132 | INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA DE MINAS GERAIS S.A. | 21.692.950,45 |
| 133 | MARUMBI TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. | 21.474.192,76 |
| 134 | EMPRESA DE TRANSMISSÃO DO ESPÍRITO SANTO S.A. - ETES | 20.086.366,42 |
| 135 | EVOLTZ V - LONDRINA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. | 19.543.516,89 |
| 136 | Marechal Rondon Transmissora de Energia S.A | 19.337.439,60 |
| 137 | INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA TIBAGI S.A. | 19.194.357,95 |
| 138 | LUZIÂNIA-NIQUELÂNDIA TRANSMISSORA S.A | 17.957.623,23 |
| 139 | EVRECY PARTICIPAÇÕES LTDA. | 17.889.819,88 |
| 140 | MARIANA TRANSMISSORA DE ENERGIA ELÉTRICA S.A. | 17.754.450,99 |
| 141 | EMPRESA TRANSMISSORA DE ENERGIA DO NORDESTE S/A | 17.294.157,51 |
| 142 | ENCRUZO NOVO TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A | 17.076.977,17 |
| 143 | ATLÂNTICO - CONCESSIONARIA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA DO BRASIL S. A. | 16.542.094,23 |
| 144 | CPFL TRANSMISSÃO DE ENERGIA MORRO AGUDO LTDA. | 16.411.994,84 |
| 145 | EMPRESA DE TRANSMISSÃO DE VÁRZEA GRANDE S.A. - ETVG | 16.363.171,98 |
| 146 | EMPRESA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA DO MATO GROSSO S.A. - ETEM | 16.156.769,84 |
| 147 | EVOLTZ VII - FOZ DO IGUAÇU TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. | 16.105.905,91 |
| 148 | NEOENERGIA ATIBAIA TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A. | 16.076.842,60 |
| 149 | Pedras Transmissora de Energia S.A | 15.877.965,25 |
| 150 | Empresa Santos Dumont de Energia S.A. | 15.680.217,61 |
| 151 | NEOENERGIA BIGUAÇU TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A. | 15.296.960,38 |
| 152 | OURILÂNDIA DO NORTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. | 15.033.823,39 |
| 153 | COSTA OESTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. | 14.777.564,48 |
| 154 | NEOENERGIA SOBRAL TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A. | 14.634.241,56 |
| 155 | TRANSENERGIA GOIÁS S.A. | 14.292.066,86 |
| 156 | GUAÍRA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. | 14.094.241,86 |
| 157 | LAGOA NOVA TRANSMISSORA DE ENERGIA ELÉTRICA S/A | 13.889.600,06 |
| 158 | CPFL TRANSMISSÃO DE ENERGIA PIRACICABA LTDA. | 13.285.648,16 |
| 159 | INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA ITAPURA S.A. | 12.990.053,69 |
| 160 | ARTEON Z2 ENERGIA S.A. | 12.745.214,98 |
| 161 | ARTEON Z1 ENERGIA S.A. | 11.266.925,30 |
| 162 | GEOGROUP PARANAITA TRANSMISSORA DE ENERGIA SPE S.A. | 10.908.743,94 |
| 163 | PANTANAL TRANSMISSAO S.A. | 10.179.879,21 |
| 164 | TRANSMISSORA PORTO ALEGRENSE DE ENERGIA S/A | 9.855.853,76 |
| 165 | LIGHT ENERGIA S.A | 9.682.105,40 |
| 166 | EVOLTZ VIII - TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. | 8.896.278,58 |
| 167 | FIRMINOPOLIS TRANSMISSAO S.A. | 8.765.108,84 |
| 168 | BRE IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO ELÉTRICA SOCIEDADE DE PROPÓSITO ESPECÍFICO LTDA | 8.632.084,43 |
| 169 | Coqueiros Transmissora de Energia S.A | 8.222.529,87 |
| 170 | SETE LAGOAS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. | 7.951.845,64 |
| 171 | TRANSNORTE ENERGIA S.A | 7.271.778,67 |
| 172 | SÃO GOTARDO TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A | 5.962.591,57 |
| 173 | CALDAS NOVAS TRANSMISSÃO S.A. | 5.894.734,19 |
| 174 | BRILHANTE II TRANSMISSORA DE ENERGIA SA | 4.934.807,02 |
| 175 | MEZ 5 ENERGIA LTDA. | 4.757.992,36 |
| 176 | LAGO AZUL TRANSMISSÃO S.A. | 4.705.476,56 |
| 177 | ENERGISA PARÁ TRANSMISSORA DE ENERGIA II S.A. | 3.359.004,86 |
| TOTAL | | 31.894.567.810,61 |

Pág. 34 da Nota Técnica nº 149/2021 – SGT/ANEEL, de 05/07/2021.

129. 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 2021. 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.

130. Os valores das Receitas Anuais Permitidas de concessionárias de transmissão licitadas que entrarão em operação comercial durante do período 2021-2022 são apresentados no Anexo IV.

131. Os valores das Receitas Anuais Permitidas das instalações de transmissão licitadas e autorizadas previstas para entrarem em operação comercial ao longo do período 2021-2022 são apresentados no Anexo V.

132. No Anexo VI são apresentados, por contrato de concessão, os valores da Parcela de Ajuste para o período 2021-2022.

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

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

135. 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.

136. 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 2021, bem como as instalações previstas para entrarem em operação durante o ciclo 2021-2022, e a lista dos ativos de conexão associados aos usuários e encargos a serem pagos.

137. 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.

138. 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

139. 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 67, de 8 de junho de 2004; nº 68, de 8 de junho de 2004; nº 320, 11 de junho de 2008; nº 905, de 8 de dezembro de 2020; nº 906, de 8 de dezembro de 2020; Contratos de Concessão

Pág. 35 da Nota Técnica nº 149/2021 – SGT/ANEEL, de 05/07/2021.

de Transmissão; Submódulos 9.1, 9.3, 9.7 e 10.4 dos Procedimentos de Revisão Tarifária – Proret.

V - DA CONCLUSÃO

140. 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 2021 a 30 de junho de 2022, conforme os anexos desta Nota Técnica.

VI - DA RECOMENDAÇÃO

141. Desta forma, recomendamos 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 2021, conforme Anexos I a IX desta Nota Técnica.

(Assinado digitalmente)

JORGE CAETANO PEREIRA JÚNIOR

Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)

WENDELL CASSEMIRO DA SILVA

Técnico Administrativo

(Assinado digitalmente)

DENIS PEREZ JANNUZZI

Especialista em Regulação

De acordo:

(Assinado digitalmente)

DAVI ANTUNES LIMA

Superintendente de Gestão Tarifária