

Nota Técnica nº 119/2020-SGT/ANEEL

Em 10 de julho de 2020.

Processo: **48500.000729/2020-23**

**Assunto: Estabelecimento das Receitas Anuais Permitidas – RAP vinculadas às instalações de transmissão sob responsabilidade de concessionárias de transmissão para o ciclo 2020-2021.**

## **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 2020 a 30 de junho de 2021, 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 tarifária, 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 9.3<sup>1</sup> e 10.4<sup>2</sup> dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, os quais definem os procedimentos para o Reajuste anual das receitas das Transmissoras.

4. Os valores da Receita Anual Permitida - RAP das Transmissoras para o ciclo 2019-2020 foram fixados pela Resolução Homologatória nº 2.565, de 25 de junho de 2019.

5. Em 3 de janeiro de 2020, a Superintendência de Gestão Tarifária - SGT encaminhou o

---

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

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

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

Pág. 2 da Nota Técnica nº 119/2019 – SGT/ANEEL, de 10/07/2020.

Memorando<sup>3</sup> nº 23 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<sup>4</sup> nº 22, 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 2019, conforme estabelecido no PRODIST<sup>5</sup>. A SRD registrou a análise das compensações na Nota Técnica<sup>6</sup> nº 13, de 16 de março de 2020, encaminhada pelo Memorando<sup>7</sup> nº 63, de mesma data.

7. A SGT demandou ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, por meio do Ofício<sup>8</sup> nº 99, de 7 de maio de 2020, 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<sup>9</sup> ONS-0137/DTA/2020, de 5 de junho de 2020, complementada pela Carta<sup>10</sup> ONS-0130/DTA/SA/2020, de 10 de junho de 2020.

8. Em 19 de maio de 2020, por meio do Despacho nº 1.355, a ANEEL aprovou a variação da RAP das Concessionárias de Transmissão para o ciclo 2019-2020, após a análise dos Pedidos de Reconsideração interpostos em face da Resolução Homologatória nº 2.565, de 2019, determinando que os novos valores fossem considerados no Reajuste Anual das Receitas do ciclo 2020-2021.

### **III - DA ANÁLISE**

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

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

9. 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.

10. 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.

---

<sup>3</sup> SIC nº 48581.000240/2020-00.

<sup>4</sup> SIC nº 48581.000239/2020-00.

<sup>5</sup> Prodist – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional.

<sup>6</sup> SIC nº 48554.000744/2020-00.

<sup>7</sup> SIC nº 48554.000745/2020-00.

<sup>8</sup> SIC nº 48581.000703/2020-00.

<sup>9</sup> SIC nº 48513.015859/2020-00.

<sup>10</sup> SIC nº 48513.016048/2020-00

Pág. 3 da Nota Técnica nº 119/2019 – SGT/ANEEL, de 10/07/2020.

11. As parcelas de RAP, estabelecidas para o ciclo 2019-2020, 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

12. 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.

13. 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).”*

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

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

15. 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.

16. 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).

Pág. 4 da Nota Técnica nº 119/2019 – SGT/ANEEL, de 10/07/2020.

### III.2 – COMPOSIÇÃO DAS INSTALAÇÕES DAS CONCESSIONÁRIAS DE TRANSMISSÃO

17. 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 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.”*

18. 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<sub>RB</sub>, aplicável a todos os usuários do SIN.

19. 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 TUSTFR, aplicáveis apenas aos usuários destas instalações.

Pág. 5 da Nota Técnica nº 119/2019 – SGT/ANEEL, de 10/07/2020.

20. 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.

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

21. Para o ciclo 2020-2021, com base na regulamentação vigente, algumas instalações de transmissão foram reclassificadas, conforme apresentado no Quadro 1:

Nome do Módulo <sup>11</sup>	Concessionária	Contrato	Classificação ciclo 2019-2020	Reclassificação ciclo 2020-2021
LT 138 kV JORGE TEIXEIRA / LECHUGA C-3	Eletronorte	014/2012	DIT Exclusiva	Rede Básica
EL 138 kV LECHUGA LT 138 kV JORGE TEIXEIRA / LECHUGA C-3	Eletronorte	014/2012	DIT Exclusiva	Rede Básica
EL 138 kV JORGE TEIXEIRA LT 138 kV JORGE TEIXEIRA / LECHUGA C-3	Eletronorte	014/2012	DIT Exclusiva	Rede Básica

**Quadro 1 – Instalações de transmissão reclassificadas no ciclo 2020-2021.**

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

22. A SCT calculou a parcela adicional de RAP dos reforços autorizados sem estabelecimento prévio de receita, implantados nos termos do art. 3º da Resolução Normativa ANEEL nº 443, de 2011, a serem considerados no Reajuste Anual da RAP das Concessionárias de Transmissão, conforme detalhado na Nota Técnica nº 426/2020-SCT/ANEEL<sup>12</sup>, de 24 de junho de 2020.

23. Ressalta-se que nos processos de revisão das receitas das transmissoras aprovadas no ciclo 2020-2021, foram calculadas anuidades para todas as concessionárias prorrogadas, as equiparadas, a Light-GT e a Afluente T, referentes às melhorias de pequeno porte incluídas neste processo de reajuste.

24. Além disso, a SCT, por meio da Nota Técnica<sup>13</sup> nº 424, de 24 de junho de 2020, propôs estabelecer parcelas adicionais de RAP, a serem consideradas no Reajuste Anual da receita da Afluente-T, no ciclo tarifário 2020-2021, referente às melhorias autorizadas sem estabelecimento prévio de receita e implantadas consoante o Art. 2º da Resolução Normativa ANEEL nº 443, de 2011. Esta proposta também está sendo considerada neste processo de reajuste.

<sup>11</sup> A Eletronorte informou, pela Carta SIC nº 48513.027957/2019-00, que a LT 230 kV JORGE TEIXEIRA / LECHUGA C-3 operou em 138 kV até 15/09/2019 e que, a partir de 16/05/2019, entrou em operação na Rede Básica, conforme TLDONS/571/9/2019.

<sup>12</sup> SIC nº 48526.003792/2020-00, juntada no Processo 48500.006834/2019-32.

<sup>13</sup> SIC nº 48526.003789/2020-00

Pág. 6 da Nota Técnica nº 119/2019 – SGT/ANEEL, de 10/07/2020.

### III.3 – RECEITA ANUAL PERMITIDA PARA O PERÍODO 2020-2021

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

25. A RAP destinada às concessionárias, para prestação de serviço público de transmissão de energia elétrica no período  $i$ , de 1º de julho deste ano a 30 de junho do próximo, é calculada a partir da soma das parcelas de receita, referentes às instalações de Rede Básica e às Demais Instalações de Transmissão em operação comercial no período anual  $i-1$ , atualizadas pelo Índice de Variação da Inflação -  $IVI_{i-1}$ <sup>14</sup>.

26. Os Contratos de Concessão apontam o índice a ser utilizado no Reajuste Anual das Receitas<sup>15</sup>. Os valores do IVI para o ciclo 2019-2020 para os contratos reajustados pelo **IGP-M** e **IPCA** são respectivamente **1,06509053433343** e **1,0187772716375**.

27. Considerando as instalações em operação comercial no início do ciclo 2020-2021 as concessões reajustadas pelo IGP-M correspondem a 11,62% da RAP total e as reajustadas pelo IPCA correspondem a 88,38%.

28. No Anexo I desta Nota Técnica são apresentados os valores consolidados da RAP, por Contrato de Concessão para o ciclo 2020-2021. 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.

29. 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.

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

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

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

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

<sup>14</sup> O  $IVI_{i-1}$  é o quociente do índice indicado no Contrato de Concessão, do mês de maio do período  $i-1$ , pelo índice do mês de maio do período  $i-2$ .

<sup>15</sup> São utilizados o Índice Geral de Preços de Mercado - IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas - FGV, ou o Índice de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA, calculado pela Fundação Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE ou, no caso de extinção, outro definido pela ANEEL.

Pág. 7 da Nota Técnica nº 119/2019 – SGT/ANEEL, de 10/07/2020.

32. Ressalta-se que, para o cálculo das Receitas, foram consideradas as informações constantes do SIGET em 9 de julho de 2020.

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

33. 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”.*

34. 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
EATE	042/2001
ETEP	043/2001
COPEL-GT	075/2001
IEJAPI	143/2001
TAESA	001/2002
TAESA	002/2002
CEEE-GT	080/2002
TAESA	081/2002
ETAU	082/2002
ERTE	083/2002
CPTe	084/2002
ENTE	085/2002
ETIM	086/2002
TAESA	087/2002
TAESA	003/2004
ELETROSUL	004/2004
STN	005/2004
TAESA	006/2004

Concessionária	Contrato
VCTE	003/2005
Centroeste	004/2005
Transudeste	005/2005
FURNAS	006/2005
CHESF	007/2005
CHESF	008/2005
PPTe	009/2005
ELETROSUL	010/2005
TAESA	011/2005
Transirapé	012/2005
ATE III	001/2006
INTESA	002/2006
SMTE	003/2006
LTT	004/2006
ELETROSUL	005/2006
STC	006/2006
FURNAS	007/2006
JTE	001/2007
PCTE	002/2007
RPTE	003/2007
IEMG	004/2007
CHESF	005/2007
ETES	006/2007
SPTe	007/2007
ATE IV	008/2007

Pág. 8 da Nota Técnica nº 119/2019 – SGT/ANEEL, de 10/07/2020.

Concessionária	Contrato	Concessionária	Contrato
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.**

35. Os Contratos de Concessão que possuem instalações de transmissão, cuja entrada em operação comercial completará 15 anos ao longo do ciclo 2020-2021, estão listados no Quadro 3:

Concessionária	Contrato
TAESA	003/2004
VCTE	003/2005
ELETROSUL	004/2004
STN	005/2004
TAESA	006/2004
AETE	008/2004
TRANSLESTE	009/2004
ETAU	082/2002

**Quadro 3 - Contratos de Concessão com instalações, cuja entrada em operação comercial completará 15 anos ao longo do ciclo 2020-2021.**

36. No levantamento das datas de entrada em operação comercial das instalações, foram utilizadas informações encaminhadas pelo ONS por meio da Carta nº 0374/100/2016<sup>16</sup>, de 17 de março de 2016, as constantes no SIGET e as do Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN – SINDAT. A planilha contendo a data de entrada em operação comercial das instalações associadas aos Contratos que sofrerão redução da RAP encontra-se anexa ao Processo.

37. Dado que os Contratos de Concessão possuem instalações cuja parcela de RAP associada será reduzida em 50% em datas distintas ao longo do ciclo 2020-2021, foi calculada, conforme disciplinado no Submódulo 9.3 do PRORET, a RAP equivalente a ser recebida pelas Concessionárias ao longo do ciclo 2020-2021.

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

- os valores *pro rata* das parcelas de RAP sem redução, de 1º de julho de 2020 até a data de fim do 15º ano de operação comercial das instalações;
- 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 2021.

<sup>16</sup> SIC nº 48513.006775/2016-00.



Pág. 9 da Nota Técnica nº 119/2019 – SGT/ANEEL, de 10/07/2020.

**Tabela 1 - RAP equivalente a ser recebida pelas Concessionárias ao longo do ciclo 2020-2021**

Concessionária	Contrato	RAP Equivalente (R\$) Ref.: Jun-20
TAESA	003/2004	115.078.800,28
VCTE	003/2005	82.819.361,73
ELETROSUL	004/2004	74.981.684,14
STN	005/2004	157.720.461,09
TAESA	006/2004	28.957.337,88
AETE	008/2004	32.175.146,57
TRANSLESTE	009/2004	35.663.626,76
ETAU	082/2002	25.162.482,35

39. Ressalta-se que, para ciclo 2021-2022, 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 ao longo do ciclo 2021-2022. A planilha contendo o detalhamento do cálculo encontra-se anexa a esta Nota Técnica.

40. Além disso, alguns Contratos de Concessão já tiveram parte da Receita reduzida no ciclo 2019-2020, como consta na Nota Técnica nº 155/2019-SGT/ANEEL<sup>17</sup>, de 19 de junho de 2019, e tem, no ciclo 2020-2021, 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 2020-2021**

Concessionária	Contrato	RAP com redução plena (R\$) Ref.: Jun-20
CEEE-GT	080/2002	14.787.463,70
ERTE	083/2002	23.777.375,03
CPTe	084/2002	51.383.427,00
ENTE	085/2002	134.549.275,40
TAESA	087/2002	12.766.492,97
IEJAPI	143/2001	13.352.125,42
TAESA	081/2002	47.618.408,01

### III.3.3 – Revisão periódica da RAP das Concessionárias de transmissão que possuem revisão sobre a base completa

41. As receitas dos contratos listados no Quadro 4 estavam previstas para serem revisadas em 2018 e 2019. Tratava-se da Revisão sobre as receitas da base completa, conforme o Submódulo 9.1 do PRORET.

<sup>17</sup> SIC nº 48581.001411/2019-00.

Pág. 10 da Nota Técnica nº 119/2019 – SGT/ANEEL, de 10/07/2020.

Concessionária	Contrato	Ano programado para revisão
ENEL CIEN - ENEL CIEN - S.A	PRT 210/2011	2019
ENEL CIEN - ENEL CIEN - S.A	PRT 211/2011	2019
ELETROSUL - ELETROSUL CENTRAIS ELETRICAS S/A	PRT 624/2014	2019
CEMIG-GT - CEMIG Geração e Transmissão S.A	006/1997	2018
CEEE-GT - Cia Estadual de Geração e Transmissão de E. Elétrica	055/2001	2018
ELETROSUL - ELETROSUL CENTRAIS ELETRICAS S/A	057/2001	2018
ELETRONORTE - Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.	058/2001	2018
CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista	059/2001	2018
COPEL-GT - Copel Geração e Transmissão S.A.	060/2001	2018
CHESF - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	061/2001	2018
FURNAS - Furnas Centrais Elétricas S.A.	062/2001	2018
CELG G&T - Celg Geração e Transmissão S.A.	063/2001	2018

**Quadro 4 – Contratos cujas receitas estavam programadas para serem revisadas em 2018 e 2019**

42. No entanto, por meio do Despacho ANEEL nº 1.140, de 16 de abril de 2019, que tratou dos Pedidos de Reconsideração interpostos em face da Resolução Homologatória nº 2.514, de 2019, a Diretoria da ANEEL decidiu prorrogar por 90 dias o prazo para envio definitivo dos relatórios de avaliação e de conciliação físico contábil, previstos nos Anexos dos Submódulos 9.1 e 9.2 do PRORET. Esses documentos eram necessários para se definir a Base de Remuneração Regulatória – BRR a ser considerada na Revisão das Transmissoras.

43. Além disso, no caso das Concessionárias que tiveram seus Contratos de Concessão prorrogados nos termos da Lei nº 12.783, de 2013, os valores dos custos operacionais eficientes reconhecidos no processo de revisão da RAP ainda se encontravam em discussão na Audiência Pública 41/2017, cujo resultado ainda não havia sido deliberado pela Diretoria da ANEEL.

44. Finalmente, a taxa regulatória de remuneração do capital do segmento de transmissão, conhecida como  $WACC^{18}$ , que seria considerada nas Revisões de 2019, também se encontrava em discussão no âmbito Audiência Pública 9/2019, cujo resultado também ainda não havia sido deliberado pela Diretoria da ANEEL.

45. Isto posto, diante da impossibilidade de se processar a revisão periódica da RAP das transmissoras elencadas no Quadro 4 para o ciclo 2019-2020, foi aplicado, de forma provisória, nas parcelas de Receita que passariam por revisão em 2019, apenas o reajuste pelo índice de variação da inflação previsto em cada Contrato de Concessão.

46. A Resolução Normativa ANEEL nº 874, de 10 de março de 2020, aprova, dentre outros, a versão 3.0 do Submódulo 9.1 do PRORET, estabelecendo a taxa regulatória de remuneração do capital do segmento de transmissão de energia elétrica (WACC) a ser utilizado nos processos de revisão da RAP das Transmissoras com data contratual em 1º de julho de 2018 a 1º de julho de 2020.

<sup>18</sup> *Weighted Average Cost of Capital*

Pág. 11 da Nota Técnica nº 119/2019 – SGT/ANEEL, de 10/07/2020.

47. Tal normativo foi atualizado em sua versão 4.0 pela Resolução Normativa ANEEL nº 880, de 2020, em função da aprovação dos custos operacionais regulatórios considerados eficientes no âmbito da Audiência Pública – AP nº 41/2017 e dos recursos interpostos contra o Ato que aprova a versão 3.0.

48. Sendo assim, foi aprovado o resultado da Revisão Periódica da RAP ofertada das Concessionárias de Transmissão não licitadas, listadas no Quadro 5. Os novos valores de receita foram considerados para o ciclo 2020-2021, com sua devida parcela de ajuste, devido a postergação da Revisão para os casos pertinentes.

Concessionária	Contrato	Ato da Revisão
ENEL CIEN - ENEL CIEN - S.A.	PRT MME 210/2011	REH 2.700/2020
ENEL CIEN - ENEL CIEN - S.A.	PRT MME 211/2011	REH 2.700/2020
ELETROSUL - ELETROSUL CENTRAIS ELETRICAS S/A	PRT MME 624/2014	REH 2.701/2020
CEMIG-GT - CEMIG Geração e Transmissão S.A.	006/1997	REH 2.712/2020
CEEE-GT - Cia Estadual de Geração e Transmissão de E. Elétrica	055/2001	REH 2.709/2020
ELETROSUL - ELETROSUL CENTRAIS ELETRICAS S/A	057/2001	REH 2.716/2020
ELETRONORTE - Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.	058/2001	REH 2.713/2020
CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista	059/2001	REH 2.714/2020
COPEL-GT - Copel Geração e Transmissão S.A.	060/2001	REH 2.715/2020
CHESF - Companhia Hidrolétrica do São Francisco	061/2001	REH 2.717/2020
FURNAS - Furnas Centrais Elétricas S.A.	062/2001	REH 2.710/2020
CELG G&T - Celg Geração e Transmissão S. A.	063/2001	REH 2.711/2020
AMAZONAS GT – Amazonas Transmissão e Geração de E. E. S.A.	PRT 706/2016	REH 2.699/2020
LIGHT – Light Energia S.A.	032/2018	REH 2.718/2020
AFLUENTE T – Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A.	001/2010	REH 2.708/2020

**Quadro 5 – Concessionárias não licitadas que passaram por revisão da RAP**

49. As Revisões das transmissoras CEEE-GT, Chesf e Eletronorte foram deliberadas em caráter provisório, devido a impossibilidade de conclusão da fiscalização da Base de Remuneração Regulatória. Sendo assim, para o ciclo 2021-2022, será realizado um novo reposicionamento, estabelecendo-se os efeitos financeiros decorrentes desse recálculo.

**III.3.4 – Revisão periódica da RAP das Concessionárias de Transmissão licitadas**

50. As Resoluções Homologatórias nº 2.702 e nº 2.705, ambas de 23 de junho de 2020, aprovam respectivamente os resultados das Revisões Periódicas das receitas dos reforços e das melhorias das Concessionárias de Transmissão licitadas, com previsão de Revisão Tarifária em 2018 e 2019<sup>19</sup>.

<sup>19</sup> Em 2018 e 2019, as Revisões Periódicas da RAP das concessionárias licitadas foram realizadas parcialmente. As receitas decorrentes dos ativos licitados em leilão foram revisadas tempestivamente nesses anos, porém, as receitas referentes aos reforços e às melhorias puderam ser ajustadas somente em 2020, após avaliação desses ativos por meio do novo Banco de Preços referencial, homologado pela ANEEL na Resolução nº 2514, de 19 de fevereiro de 2019, como explicado no item anterior para as concessionárias não licitadas.

Pág. 12 da Nota Técnica nº 119/2019 – SGT/ANEEL, de 10/07/2020.

51. A SGT demandou às Concessionárias<sup>20</sup> relatórios demonstrando as eventuais receitas auferidas com serviços distintos da prestação de transporte de energia (compartilhamento de infraestrutura, serviços de comunicação, consultoria etc.). Para as Transmissoras listadas na Tabela 3, uma fração desses ganhos, denominados de “Outras Receitas”, foi capturada para a modicidade tarifária.

**Tabela 3 - Resultado da apuração das Outras Receitas das Concessionárias licitadas**

Concessionária	Contrato	Outras Receitas - R\$ (Ref. jun/2019)
EATE	042/2001	33.267,26
ETAUSA	082/2002	20.676,71
ERTE	083/2002	145.373,33
ETIM	086/2002	38.462,22
TAESA	003/2004	293.930,88
TAESA	011/2005	79.649,67
TRANSLESTE	009/2004	264.409,12
ITE	001/2005	754.386,26
PPTE	009/2005	76.828,17
TRANSIRAPÉ	012/2005	2.964.251,74
ATE III	001/2006	30.135,95
INTESA	002/2006	295.694,75
SMTE	003/2006	1.665.628,50
LTT	004/2006	824.036,63
STC	006/2006	490.538,74
AETE	008/2004	264.319,83
<b>Total</b>		<b>8.241.589,77</b>

52. Nesse contexto, o Quadro 6 lista as Transmissoras que tiveram a receita de reforços e melhorias revisada, registrando ainda aquelas que demonstraram ter recebido outras receitas.

Concessionária	Contrato	Ano da Revisão	Tem Outras Receitas?
FURNAS	034/2001	2019	Não
EATE	042/2001	2019	Sim
ETEP	043/2001	2019	Não
TAESA	001/2002	2019	Não
TAESA	002/2002	2019	Não
TAESA	080/2002	2019	Não
TAESA	081/2002	2019	Não
ETAUSA	082/2002	2019	Sim
ERTE	083/2002	2019	Sim
ENTE	085/2002	2019	Não
ETIM	086/2002	2019	Não
TAESA	087/2002	2019	Sim

<sup>20</sup> As concessionárias que passaram por Revisão Periódica de suas receitas licitadas em 2018 e 2019, também tiveram as Outras Receitas avaliadas tempestivamente (indicação de “já avaliado” na tabela).

Pág. 13 da Nota Técnica nº 119/2019 – SGT/ANEEL, de 10/07/2020.

Concessionária	Contrato	Ano da Revisão	Tem Outras Receitas?
TAESA	003/2004	2019	Sim
ELETROSUL	004/2004	2019	Sim
STN	005/2004	2019	Não
TAESA	006/2004	2019	Não
LUMITRANS	007/2004	2019	Sim
AETE	008/2004	2019	Não
TRANSLESTE	009/2004	2019	Sim
ITE	001/2005	2019	Sim
VCTE	003/2005	2019	Não
FURNAS	006/2005	2019	Não
CHESF	007/2005	2019	Não
CHESF	008/2005	2019	Não
PSTE	009/2005	2019	Sim
ELETROSUL	010/2005	2018	Sim
TAESA	011/2005	2019	Sim
Transirapé	012/2005	2019	Sim
ATE III	001/2006	2019	Sim
INTESA	002/2006	2019	Sim
SMTE	003/2006	2019	Sim
LTT	004/2006	2019	Sim
ELETROSUL	005/2006	2019	Não
STC	006/2006	2019	Sim
FURNAS	007/2006	2019	Não
ATE VII	013/2007	2018	Já avaliado
IENNE	001/2008	2018	Já avaliado
Iracema	002/2008	2018	Já avaliado
Brasnorte	003/2008	2018	Já avaliado
COPEL-GT	006/2008	2018	Já avaliado
ELETRONORTE	007/2008	2018	Já avaliado
Xingu	008/2008	2019	Já avaliado
Macapá	009/2008	2019	Já avaliado
Manaus	010/2008	2019	Já avaliado
EBTE	011/2008	2019	Já avaliado
IE Pinheiros	012/2008	2019	Já avaliado
IE Pinheiros	015/2008	2019	Já avaliado
IESUL	016/2008	2019	Já avaliado
PEDRAS	017/2008	2019	Já avaliado
IE Pinheiros	018/2008	2019	Já avaliado
Coqueiros	019/2008	2019	Já avaliado
ELETRONORTE	001/2009	2019	Já avaliado
ELETRONORTE	002/2009	2019	Já avaliado
Narandiba	004/2009	2019	Já avaliado
ELETROSUL	005/2009	2019	Já avaliado
CHESF	006/2009	2019	Já avaliado
ITATIM	007/2009	2019	Já avaliado

Pág. 14 da Nota Técnica nº 119/2019 – SGT/ANEEL, de 10/07/2020.

Concessionária	Contrato	Ano da Revisão	Tem Outras Receitas?
BRILHANTE	008/2009	2019	Já avaliado
CATXERÊ	011/2009	2019	Já avaliado
TSLE	020/2012	2018	Já avaliado
PARANAÍBA	007/2013	2018	Já avaliado
SÃO JOÃO	008/2013	2019	Já avaliado
SÃO PEDRO	015/2013	2019	Já avaliado
PANTANAL	018/2013	2019	Já avaliado
COPEL-GT	005/2014	2019	Já avaliado
BMTE	014/2014	2019	Já avaliado

**Quadro 6 - Concessionárias licitadas que passaram por revisão da RAP de reforços e melhorias**

53. Para cada módulo de obra apresentado pelas Transmissoras acima listadas, foi calculado um montante financeiro, para ajustar a nova receita. Denominada de Parcela de Ajuste Revisão – PA Revisão, esse valor é composto por:

- 1) Parcela de Ajuste Retroatividade<sup>21</sup>, que consiste na diferença para mais ou para menos da nova RAP calculada em relação à RAP concedida desde o início de operação do módulo até a sua primeira revisão;
- 2) Parcela de Ajuste Postergação, que corresponde à atualização dos valores da RAP concedida entre a data programada da Revisão (2018 e 2019, dependendo da Concessionária) até a data efetiva de homologação dos resultados (2020).

### III.3.5 – Revisão periódica da RAP das Concessionárias de Transmissão previstas para 2020

54. A Revisão Periódica da RAP das Concessionárias, programada para ocorrer em 2020, será adiada para 2021, em decorrência das discrepâncias identificadas nos dados encaminhados pelas Transmissoras, que não puderam ser esclarecidas tempestivamente, conforme se observa no Memorando nº 2017, de 10 de junho de 2020, no qual a SFF declarou a necessidade de mais 120 dias, para encaminhar os resultados da fiscalização dos ativos precificados por Valor Original Contábil – VOC.

55. No processo de 2020, estava prevista a Revisão da receita de dois grupos de concessionárias licitadas:

- 1) Transmissoras com contratos<sup>22</sup> assinados em 2000, cujo cálculo da revisão da RAP ocorreria em 1º de julho de 2020, retroativamente a 1º de julho de 2019, listadas no Quadro 7.

<sup>21</sup> Aplicação da regra estabelecida pelo Submódulo 9.7 do Proret.

<sup>22</sup> Equivocadamente a versão 3.0 do Submódulo 9.2 do PRORET, aprovada pela Resolução Normativa nº 816, de 2018, omitiu os contratos de concessão celebrados em 2000, na definição da data-base da próxima revisão periódica.

Pág. 15 da Nota Técnica nº 119/2019 – SGT/ANEEL, de 10/07/2020.

Contrato	SIGLA	Concessionária	Leilão
040/2000	Taesa	Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A.	007/1999
079/2000	Cemig-GT	CEMIG Geração e Transmissão S.A.	003/2000
088/2000	ECTE	Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A.	011/1999
095/2000	Taesa	Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A.	002/2000
096/2000	ETEE	Expansion Transmissão de Energia Elétrica S.A.	002/2000
097/2000	Taesa	Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A.	002/2000

**Quadro 7 – Concessionárias com Contratos assinados em 2000 que passariam por revisão em 2020**

- 2) Transmissoras com Contratos de Concessão licitados a partir de 2007, com revisão em julho de 2020, conforme Cláusula Sétima, dispostas no Quadro 8.

Contrato	SIGLA	Concessionária	Leilão
019/2014	Cantareira	Cantareira Transmissora de Energia S.A.	001/2014
003/2015	CELG G&T	Celg Geração e Transmissão S.A.	004/2014
021/2014	Copel-GT	Copel Geração e Transmissão S.A.	001/2014
022/2014	Copel-GT	Copel Geração e Transmissão S.A.	001/2014
016/2014	ELTE	Empresa Litorânea de Transmissão de Energia S.A.	001/2014
018/2014	Esperanza	Esperanza Transmissora de Energia S.A.	001/2014
005/2015	Macedo	Transmissora José Maria de Macedo de Eletricidade S.A.	007/2014
006/2015	Morro Agudo	CPFL Transmissão Morro Agudo S.A.	007/2014
017/2014	Odoyá	Odoyá Transmissora de Energia S.A.	001/2014
018/2009	Chesf	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	001/2009
017/2009	Chesf	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	001/2009
027/2009	Copel-GT	Copel Geração e Transmissão S.A.	001/2009
021/2009	Eletronorte	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.	001/2009
022/2009	Eletronorte	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.	001/2009
025/2009	ESDE	Empresa Santos Dumont de Energia S.A.	001/2009
026/2009	IEJAPI	Interligação Elétrica Serra do Japi S.A.	001/2009
028/2009	TGO	Transenergia Goiás S.A.	001/2009
023/2009	TME	Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	001/2009
019/2009	TPAE	Transmissora Porto Alegrense de Energia Ltda.	001/2009
024/2009	TSP	Transenergia São Paulo S.A.	001/2009

**Quadro 8 – Concessionárias com Contratos licitados que passariam por revisão em 2020**

56. Diante das circunstâncias, no ciclo 2020-2021, as Receitas dessas Concessionárias serão reajustadas<sup>23</sup>, abrangendo a parcela advinda da licitação, bem com a proveniente dos reforços e das melhorias.

57. No ciclo 2021-2022, será realizado novo reposicionamento para esses dois grupos de Concessionárias, estabelecendo-se os efeitos financeiros decorrentes do recálculo, por meio de parcela

<sup>23</sup> Reajuste pelo índice de inflação, IGPM ou IPCA, conforme previsto no Contrato de Concessão.

Pág. 16 da Nota Técnica nº 119/2019 – SGT/ANEEL, de 10/07/2020.

de ajuste

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

58. 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 2020 e 30 de junho de 2021, totalizou R\$ 2.063.798.847,46, conforme apresentado na Tabela 4.

**Tabela 4 - Previsão de RAP para instalações que entrarão em operação no ciclo 2020-2021**  
Previsão – *Pro rata tempore* (R\$)

	Licitadas	Autorizadas	Melhorias	TOTAL
Rede Básica	1.753.461.233,67	93.849.342,45	920.961,31	1.848.231.537,43
Rede Básica de Fronteira	85.680.620,43	41.456.216,03	1.294.722,43	128.431.558,89
DIT compartilhada	968.968,20	21.174.774,47	0,00	22.143.742,67
DIT de uso exclusivo	17.485.284,16	43.057.515,41	4.449.208,90	64.992.008,47
<b>TOTAL</b>	<b>1.857.596.106,46</b>	<b>199.537.848,36</b>	<b>6.664.892,64</b>	<b>2.063.798.847,46</b>

59. No anexo V desta Nota Técnica, consta a lista das instalações previstas para entrarem em operação comercial durante o ciclo 2020-2021 e suas respectivas parcelas de RAP. Ressalta-se que para o cálculo das receitas foram consideradas informações constantes do SIGET em 9 de julho de 2020.

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

60. A Resolução Autorizativa nº 800, de 2007, estabelece valores da RAP devidas a CTEEP e a PPTE pelo ressarcimento dos custos dos serviços de operação e manutenção<sup>24</sup> prestados pela CESP em equipamentos de propriedade desta, utilizadas por instalações de Rede Básica das concessionárias ali conectadas, conforme detalhado na Nota Técnica nº 002/2007-SRT/ANEEL, de 8 de janeiro de 2007.

61. Dessa forma, durante o ciclo 2018-2019, 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\$ 1.409.889,09, atualizado pelo IGP-M.

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

62. O Anexo VII indica os valores dos encargos de conexão<sup>25</sup> referentes ao custeio das Instalações de Transmissão de Interesse Exclusivo para Conexão Compartilhada – ICG e das Instalações de Transmissão de Interesse Exclusivo para Conexão Individual – IEG, vinculadas aos Contratos de Concessão

<sup>24</sup> Os custos devidos pela CTEEP e PPTE são definidos nos Arts. 1º e 2º da Resolução Autorizativa nº 800, de 2007.

<sup>25</sup> Os valores foram estabelecidos conforme apresentado na Nota Técnica nº 112/2020-SGT/ANEEL, de 30/06/2020, SIC nº 48581.001081/2020-00.



Pág. 17 da Nota Técnica nº 119/2019 – SGT/ANEEL, de 10/07/2020.

nºs 007/2009, 008/2009, 009/2009, 019/2010, 020/2010, 021/2010, 008/2011, 009/2011, 010/2011, 018/2012 e 019/2012.

### III.3.7 – Adequação das FT associadas às instalações de transmissão em Corrente Contínua

63. Os agrupamentos em Funções Transmissão das instalações de transmissão em Corrente Contínua foram adequados, de acordo com as disposições constantes na Resolução Normativa ANEEL nº 853, de 2019.

### III.4 – PARCELA DE AJUSTE – PA PARA O PERÍODO 2019-2020

64. 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.

65. 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.

66. 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.

67. O Anexo VI desta Nota Técnica apresenta os valores da PA para o período 2020-2021 por Contrato de Concessão, cujo resumo é mostrado na Tabela 5.

**Tabela 5 – 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	69.248.787,93	0,00	0,00	0,00	69.248.787,93
PA Apuração	-254.299.980,80	-139.354.419,90	-34.180.966,59	0,00	-427.835.367,29
PA Autoriz. sem RAP	4.898.369,41	335.524,97	133.296,22	12.064.149,22	17.431.339,82
PA Melhoria <sup>(1)</sup>	574.021,92	170.315,90	0,00	0,00	744.337,82
PA Outros Ajustes	24.253.549,61	-20.738.110,79	247.834,27	-7.393.644,35	-3.630.371,26
PA Qualidade DIT	0,00	0,00	0,00	-3.206.224,44	-3.206.224,44
PA Revisão	1.382.464.735,00	309.023.109,10	84.156.740,65	296.664.486,20	2.072.309.070,95
<b>TOTAL</b>	<b>1.227.139.483,07</b>	<b>149.436.419,28</b>	<b>50.356.904,55</b>	<b>298.128.766,63</b>	<b>1.725.061.573,53</b>

(1) Conforme Nota Técnica nº 424/2020-SCT/ANEEL, de 24/06/2020.

Pág. 18 da Nota Técnica nº 119/2019 – SGT/ANEEL, de 10/07/2020.

68. Ressalta-se que estes valores já contemplam as alterações apresentadas na Nota Técnica nº 63/2019-SGT/ANEEL, que apresenta o resultado e os efeitos financeiros da análise dos Pedidos de Reconsideração interpostos em face da Resolução Homologatória nº 2.565, de 2019, conforme determina o Despacho nº 1.355, de 2020.

#### III.4.1 – PA Apuração

69. 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.

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

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

71. 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<sup>26</sup> nº 426, de 24 de junho de 2020, prevista para ser deliberada na 25ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da ANEEL, em 14 de julho de 2020.

72. Em relação à PA Melhoria, elas foram calculadas de acordo com a Nota Técnica<sup>27</sup> nº 424/2020-SCT/ANEEL, de 24 de junho de 2020, que propôs o estabelecimento de parcela adicional de RAP referente às melhorias implantadas, nos termos do Art. 2º da Resolução Normativa nº 443, de 2011, a serem consideradas no Reajuste Anual de receita da Afluente-T no ciclo tarifário 2020-2021.

#### III.4.3 – PA Revisão

73. 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 (ver item 53 desta Nota Técnica).

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

74. Conforme o Art. 3º, § 5º da Resolução Normativa ANEEL nº 443, de 2011, alterada pela

<sup>26</sup> SIC nº 48526.003792/2020-00, juntada Processo nº 48500.006834/2019-32

<sup>27</sup> SIC nº 48526.003789/2020-00

Pág. 19 da Nota Técnica nº 119/2019 – SGT/ANEEL, de 10/07/2020.

Resolução Normativa ANEEL nº 643, de 2014, a receita revisada de reforços e melhorias autorizados 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.

75. 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 (Financeiro Melhorias) de acordo com o regulamento mencionado.

76. 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 ANEEL nº 443, de 2011.

#### III.4.3.2 – Efeitos financeiros das alterações nas RAP revisadas após análise dos Pedidos de Reconsideração interpostos contra a Resolução Homologatória nº 2.556, de 2019.

77. Em 11 de junho de 2019, a Resolução Homologatória nº 2.556 homologou a Revisão Periódica da RAP de diversos Contratos de Concessão licitados. Porém, em 5 de novembro de 2019, após análise dos Pedidos de Reconsideração, a Resolução Homologatória nº 2.635, de 2019, alterou o Anexo da Resolução Homologatória nº 2.556, de 2019.

78. Os efeitos financeiros dessa alteração nas instalações classificadas como Rede Básica e DIT estão sendo considerados em forma de parcela de ajuste, a ser contabilizada ao longo do ciclo 2020/2021, nos valores expostos na Tabela 6.

**Tabela 6 – Parcela de Ajuste em decorrência de alteração nas instalações classificadas**

Concessionária	Contrato	PA a ser aplicada no ciclo 2020/2021 (R\$) Ref.: Jun/2020
BRILHANTE	008/2009	918.573,89
ARARAQUARA	014/2009	609.941,52
GENEBRA	001/2014	547.587,33
ELETRONORTE	012/2009	5.761.320,36
IEMADEIRA	015/2009	5.574.143,27
IE Pinheiros	015/2008	550.814,77
TMT	004/2013	470.107,37
IE Pinheiros	018/2008	132.605,87
Coqueiros	019/2008	238.368,49
TER	009/2009	505.738,93
FURNAS	003/2009	303.674,80
ELETRONORTE	001/2009	272.731,17
SÃO PEDRO	015/2013	19.750,52
AZUL	003/2014	10.952,08
COPEL-GT	005/2014	24.078,73
VSB	014/2013	16.952,84
EBTE	011/2008	1.377.538,99
POTIGUAR	011/2013	187.044,36

Pág. 20 da Nota Técnica nº 119/2019 – SGT/ANEEL, de 10/07/2020.

Concessionária	Contrato	PA a ser aplicada no ciclo 2020/2021 (R\$) Ref.: Jun/2020
PANTANAL	018/2013	2.673,27
ITATIM	007/2009	1.410.047,28
ELETRONORTE	010/2009	1.799.257,50
CATXERÊ	011/2009	1.415.876,81
IESUL	016/2008	346.599,04
BMTE	014/2014	3.745.769,91
CHESF	014/2008	151.850,49
FOTE	007/2014	52.287,83
São João	008/2013	332.049,43
IE Pinheiros	012/2008	320.323,50
CGT	008/2014	9.113,82
Xingu	008/2008	3.685.584,87
Macapá	009/2008	3.563.691,90
Manaus TR	010/2008	5.031.241,94
IESUL	013/2008	189.816,88
CHESF	006/2009	380.135,81
NBTE	016/2009	6.439.530,79
IEMADEIRA	013/2009	7.054.786,12
Rondon	010/2014	41.883,81
ELETRONORTE	002/2009	278.278,87
CGT	005/2009	144.784,90
Narandiba	004/2009	176.079,40
PEDRAS	017/2008	239.423,75
MARIANA	011/2014	2.739,86
<b>TOTAL</b>		<b>54.335.753,07</b>

#### III.4.4 – Parcela Variável

79. A Parcela Variável – PV<sup>28</sup> 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 2019 a maio de 2020 foi descontado da receita das transmissoras os valores apresentados na Tabela 7.

<sup>28</sup> Previsto em contrato e na Resolução Normativa ANEEL nº 729, de 2016

Pág. 21 da Nota Técnica nº 119/2019 – SGT/ANEEL, de 10/07/2020.

**Tabela 7 – Descontos aplicados nas receitas das Transmissoras de junho de 2019 a maio de 2020**

<b>Concessionárias</b>	<b>Parcela variável descontada (R\$)</b>
NÃO LICITADAS	556.923,70
NÃO LICITADAS PRORROGADAS	214.781.698,11
LICITADAS	172.866.743,25
INTERLIGAÇÕES INTERNACIONAIS	17.465.128,00
<b>TOTAL</b>	<b>405.670.493,06</b>
<b>Concessionárias</b>	<b>Atraso de entrada em operação descontado (R\$)</b>
NÃO LICITADAS	-
NÃO LICITADAS PRORROGADAS	4.176.260,77
LICITADAS	25.219.637,01
INTERLIGAÇÕES INTERNACIONAIS	-
<b>TOTAL</b>	<b>29.395.897,78</b>
<b>TOTAL GERAL</b>	<b>434.941.405,26</b>

Fonte: CARTA ONS - 0129/DTA/SA/2020 - SIC nº 48513.015694/2020-00.

80. Assim, o valor líquido referente à redução de receita devido à aplicação da Resolução Normativa ANEEL nº 729, de 2016, é R\$ 434.941.405,26.

#### III.4.5 – PA Qualidade DIT

81. 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.

82. A SRD, por meio do Nota Técnica nº 13/2020-SRD/ANEEL<sup>29</sup>, apresentou as informações referentes a 2018 de apuração e compensação dos indicadores de continuidade dos pontos de conexão em DIT, conforme estabelecido pelo Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica do PRODIST.

83. A SGT, utilizando as informações apresentadas pela SRD, calculou a PA Qualidade DIT que deve ser aplicada no ciclo 2020-2021, por Transmissora, relativa ao período de operação de 2019, consoante a Tabela 8.

<sup>29</sup> SIC nº 48554.000744/2020-00.

**Tabela 8 – Parcela de Ajuste Qualidade nas DIT para o ciclo 2020-2021**

Concessionária	Contrato	Distribuidora	PA Qualidade DIT (R\$) Ref.: Jun/2020
CEEE-GT	055/2001	RGE	-519.829,43
		CEEE-D	-49.524,87
CEMIG-GT	006/1997	CEMIG-D	-252.529,92
CHESF	061/2001	CEPISA	-3.006,41
		COELCE	-17.798,57
		CELPE	-11.720,27
		COELBA	-293.157,32
CTEEP	059/2001	CPFL-PAULISTA	-96.874,04
		CPFL SANTA CRUZ	-76.666,61
		ELEKTRO	-362.425,69
		BANDEIRANTE	-162.023,04
ELETRONORTE	058/2001	CEMAR	-103.897,12
		CEMAT	-807.023,16
EVRECY	020/2008	ECELSA	-231,81
FURNAS	062/2001	CPFL-PAULISTA	-238,55
		ECELSA	-449.277,63

#### III.4.6 – PA Outros Ajustes

84. 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 – Efeitos financeiros das alterações nas RAP estabelecidas no ciclo 2019-2020 após análise dos Pedidos de Reconsideração interpostos contra a Resolução Homologatória nº 2.565, de 2019, em encargos de conexão

85. As alterações nos valores dos encargos de conexão decorrentes da análise dos Pedidos de Reconsideração interpostos em face da Resolução Homologatória nº 2.565, de 2019, terão seus efeitos financeiros considerados em forma de PA a ser contabilizada ao longo do ciclo 2020-2021, conforme estabelecido pelo Despacho ANEEL nº 1.355, de 2020.

86. Dessa forma, quanto a essas alterações nos valores dos encargos de conexão, foi estabelecido PA a ser contabilizada no ciclo 2020-2021 referente à diferença de RAP devida no ciclo 2019-2020 antes e após os Pedidos de Reconsideração que foi incluída na PA Outros Ajustes.

87. Inclui-se nessa parcela de ajuste o acerto referente a alteração do responsável pelo pagamento do encargo de conexão associado à linha de transmissão 69 kV Lajeado 1 – Certel 2, que passou da RGE para Certel em 27/08/2018, como mostra a Tabela 9.

Pág. 23 da Nota Técnica nº 119/2019 – SGT/ANEEL, de 10/07/2020.

**Tabela 9 – Parcela de Ajuste decorrente dos pedidos de reconsideração**

Concessionária	Contrato	Grupo Pagador	Valor (R\$) – Ref. jun/2020
CEEE-GT	055/2001	GRP LT 69 kV LAJEADO 1 - RGE SUL	-12.389,30
CEEE-GT	055/2001	GRP LT 69 kV LAJEADO 1 - CERTEL	12.389,30

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

88. O ONS, por meio das cartas ONS-0159/DTA/AS/2019<sup>30</sup> e ONS-0130/DTA/SA/2020<sup>31</sup>, informou sobre as funções transmissão rede básica de fronteira que deverão ter seus Pagamentos Base suspensos decorrentes da não prestação do serviço público de transmissão.

89. Essas suspensões de Pagamento Base se dão em cumprimento das disposições regulamentares estabelecidas pelo parágrafo 2º do art. 10 da Resolução Normativa ANEEL nº 729, de 2016, relativas ao nível de qualidade dos serviços de energia elétrica e a não prestação do serviço público de transmissão.

90. Dessa forma, a SGT apresenta a Tabela 10 com os valores<sup>32</sup> a serem devolvidos pela concessionária de transmissão durante o ciclo 2020-2021, referente à suspensão dos pagamentos, base informada pelo ONS.

**Tabela 10 – Valores a devolver pela Concessionária devido à suspensão dos pagamentos**

Transmissora	Contrato	Grupo pagador	Valores a serem devolvidos Ref. Jun/2020
CEMIG-GT	006/1997	Rede Básica	-119.944,64
CEMIG-GT	006/1997	TRES MARIAS-289/138 kV	-27.377,57
CEMIG-GT	006/1997	NEVES 1-500/138 kV	-306.598,24
CEMIG-GT	006/1997	S. G. DO PARA-500/138 kV	-178.697,52
FURNAS	062/2001	Rede Básica	-39.865,00
FURNAS	062/2001	CAMPOS-345/138 kV	-707.413,45
FURNAS	062/2001	JACAREPAGUA-345/138 kV	-1.169.119,51
FURNAS	062/2001	POCOS CALDAS-345/138 kV	-12.911,23
FURNAS	062/2001	VITORIA-345/138 kV	-146.606,43
CTEEP	059/2001	JURUMIRIM-230/138 kV	-39.771,54
CTEEP	059/2001	SANTA CABECA-230/88 kV	-51.288,67
AMAZONAS GT	706/2016 (Port. MME)	JORGE TEIXEIRA-230/138 kV	-336.961,21
CHESF	061/2001	MATATU-230/11 kV	-118.573,61
ELETRONORTE	058/2001	RONDONOPOLIS-230/138 kV	-1.384.672,51
ELETRONORTE	058/2001	JI-PARANA-230/69 kV	-135.015,48
ELETRONORTE	058/2001	MIRANDA II-230/69 kV	-619.176,12
ELETROSUL	057/2001	SIDEROPOL.ESU-230/69 kV	-170.031,50
LMTE	009/2008	MACAPA-230/69 kV	-171.245,45

<sup>30</sup> SIC nº 48513.018106/2019-00

<sup>31</sup> SIC nº 48513.016048/2020-00

<sup>32</sup> A memória de cálculo encontra-se anexa ao Processo.

Pág. 24 da Nota Técnica nº 119/2019 – SGT/ANEEL, de 10/07/2020.

### III.4.6.3 – Equipamentos retirados de operação ao longo do ciclo 2019-2020

91. Conforme consta no Submódulo 9.7 do PRORET, o equipamento retirado de operação comercial terá a receita a ele associada cancelada na data da retirada de operação. Sendo assim, a parcela de RAP associada aos módulos que foram substituídos ou desativados ao longo do ciclo 2018-2019 e que não foram reutilizados foi cancelada e subtraída da parcela de RAP total recebida pelas respectivas concessionárias.

92. Além disso, foi calculada uma PA a ser devolvida pelas concessionárias a partir da data de retirada de operação do equipamento até 30/6/2020 devido ao cancelamento da parcela de RAP correspondente.

93. A Tabela 11 apresenta os módulos que se enquadram nessa situação, a parcela de RAP total que foi cancelada, a preços de junho de 2019 e a PA associada, a preços de junho de 2020.

**Tabela 11 – Parcela de Ajuste a ser devolvida às Concessionárias por cancelamento da parcela de RAP**

Módulo	Concessionária	Contrato	Ato da Substituição ou Desativação	Parcela de RAP Cancelada (R\$) Ref.: Jun-2019	PA (R\$) Ref.: Jun-2020
TR 500/138 kV NEVES 1 TR5 MG	CEMIG-GT	006/1997	REA 5596/2015	792.342,46	-755.141,75
TR 230/161 kV IPATINGA 1 TR1 MG	CEMIG-GT	006/1997	REA 5596/2015	1.749.077,84	-1.777.130,64
TR 230/161 kV IPATINGA 1 TRR1 MG	CEMIG-GT	006/1997	REA 5596/2015	583.025,95	-592.376,88
TR 345/138 kV BARBACENA 2 TR1 MG	CEMIG-GT	006/1997	REA 5596/2015	666.752,55	-363.374,19
TR 345/138 kV BARBACENA 2 TR2 MG	CEMIG-GT	006/1997	REA 5596/2015	666.752,55	-363.374,19
TR 230/69 kV ITABIRA 2 TR1 MG	CEMIG-GT	006/1997	REA 7496/2018	596.422,20	-581.487,13
TR 230/69 kV GARIBALDI 1 TR1 RS	CEEE-GT	055/2001	REA 6058/2016	610.655,73	-361.232,23
MC 230 kV TR 230/69 kV GARIBALDI 1 TR1 RS	CEEE-GT	055/2001	REA 6058/2016	78.493,69	-46.432,79
MC 69 kV TR 230/69 kV GARIBALDI 1 TR1 RS	CEEE-GT	055/2001	REA 6058/2016	58.870,27	-34.824,60
TR 230/138 kV COXIPO TRR1 MT	ELETRONORTE	058/2001	REA 5569/2015	614.050,11	-590.265,28
CR 500 kV 161 MVar MIRACEMA BC1 TO	ELETRONORTE	058/2001	REA 6502/2017	653.543,95	-476.094,04
MC 500 kV RTB 500 kV 136 MVar MIRACEMA RT3 TO	ELETRONORTE	058/2001	REA 6502/2017	216.633,82	-215.955,34
TR 230/69 kV B.JESUS LAPA TR4 BA	CHESF	061/2001	REA 6168/2016	568.792,42	-314.659,96



Pág. 25 da Nota Técnica nº 119/2019 – SGT/ANEEL, de 10/07/2020.

Módulo	Concessionária	Contrato	Ato da Substituição ou Desativação	Parcela de RAP Cancelada (R\$) Ref.: Jun-2019	PA (R\$) Ref.: Jun-2020
TR 69/13,8 kV PIRIPIRI TR6A PI	CHESF	061/2001	REA 6233/2017	410.058,31	-405.405,02
EL 500 kV US. L.GONZAGA LT 500 kV P. AFONSO IV /US. L.GONZAGA C-1 BA/PE	CHESF	061/2001	REA 5745/2016	78.493,69	-38.049,10
EL 500 kV P. AFONSO IV LT 500 kV P. AFONSO IV /US. L.GONZAGA C-1 BA/PE	CHESF	061/2001	REA 5745/2016	78.493,69	-38.049,10
CR 500 kV 270 Mvar SAMAMBAIA BC1 DF	FURNAS	062/2001	REA 6247/2017	1.447.902,37	-880.956,54
CR 500 kV 252 Mvar SAMAMBAIA BC2 DF	FURNAS	062/2001	REA 6247/2017	1.372.548,42	-330.159,16
CR 500 kV 252 Mvar SAMAMBAIA BC3 DF	FURNAS	062/2001	REA 6247/2017	1.372.548,42	-835.108,46
TR 230/69 kV PLANALTO TR1 GO	CELG G&T	063/2001	REA 5444/2015	113.407,69	-125.475,86

94. Com relação às parcelas de RAP que foram canceladas, cabem os seguintes esclarecimentos:

95. No caso dos custos operacionais, os montantes totais a serem recebidos pelas concessionárias prorrogadas são calculados com base no modelo DEA<sup>33</sup> e, posteriormente, esse montante é rateado pelos módulos de cada contrato de concessão com base no VNR. Portanto, para fins de rateio, o valor de custo operacional associado a cada módulo não corresponde, necessariamente, ao valor de custo operacional correspondente àquele módulo calculado por meio do modelo DEA.

96. No entanto, com a publicação do “Anexo III: Custo Unitário de cada produto por concessionária” do submódulo 9.1 do PRORET, aprovado pela REN nº 880, de 7 de abril de 2020, é possível estimar de forma mais precisa, o valor do custo operacional associado a cada equipamento, conforme resultado obtido a partir do modelo DEA.

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

98. Com relação ao componente econômico da PRT nº 120/2016, foi cancelado montante considerando a vida útil remanescente do módulo desativado, pois, da mesma forma que ocorre com os custos operacionais, o montante total desse componente é rateado pelos módulos da concessionária com base no VNR. Portanto, para fins de rateio, o valor do componente econômico da PRT nº 120/2016

<sup>33</sup> Data Envelopment Analysis.

Pág. 26 da Nota Técnica nº 119/2019 – SGT/ANEEL, de 10/07/2020.

associado a cada módulo individualmente não corresponde, necessariamente, ao valor de custo capital correspondente àquele módulo.

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

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

#### III.4.6.4 – Valores referente à O&M de instalações transferidas

101. 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.

102. 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 2020, 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 12.

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

Concessionária	Contrato	Empreendimento	Ato Autorizativo	PA O&M R\$ - Ref.: Jun-20	PA (§3º do Art. 7º da REN 67/2004) R\$ - Ref.: Jun-20
CEEE-GT	055/2001	Seccionamento da linha de transmissão 138 kV Santa Maria 1 – Alegrete 1 na Subestação Santa Maria 3.	REA 8.794/2020	209.188,99	139.690,71
CEEE-GT	055/2001	Instalações de transmissão transferidas à CEEE-GT em função do Contrato de Concessão nº 01/2011-ANEEL.	REA 8.919/2020	43.286,75	548.612,84
CTEEP	059/2001	Seccionamento da Linha de Transmissão 230 kV Assis – Salto Grande na Subestação Andirá Leste.	REA 8.848/2020	623.744,79	649.831,86
FURNAS	062/2001	Seccionamento das linhas de transmissão 500 kV Marimbondo - Araraquara C1 e C2 na Subestação Marimbondo II.	REA 8.887/2020	4.109.002,86	1.082.126,37
FURNAS	062/2001	Seccionamento da Linha de Transmissão 345 kV Ouro Preto 2 – Padre Fialho na Subestação Barro Branco.	REA 8.920/2020	1.442.824,21	574.781,92

Pág. 27 da Nota Técnica nº 119/2019 – SGT/ANEEL, de 10/07/2020.

Concessionária	Contrato	Empreendimento	Ato Autorizativo	PA O&M R\$ - Ref.: Jun-20	PA (§3º do Art. 7º da REN 67/2004) R\$ - Ref.: Jun-20
JMM	005/2015	Seccionamento da Linha de Transmissão 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II C1 na Subestação Buritirama.	REA 8.888/2020	388.288,50	314.361,71
ATE VII	013/2007	Seccionamento da Linha de Transmissão 230 kV Cascavel Oeste – Foz do Iguaçu Norte na Subestação Medianeira.	REA 8.889/2020	270.409,59	1.089.896,72

103. Considerou-se ainda na parcela de ajuste da CEEE-GT (Contrato 055/2001), como informado pela SCT no Memorando<sup>34</sup> nº 96, de 20 de abril de 2020, o valor de R\$ 8.974.971,37, já atualizado para referência de junho de 2020, referente a transferência para a CEEE-GT de instalações associadas ao sistema de transmissão associada à UTE Uruguaiana.

**III.4.6.5 – Aplicação da Resolução Normativa nº 841, de 2018 para instalações classificadas como Rede Básica de Fronteira ou DIT Compartilhada e que entraram em operação comercial com TLP com pendência não impeditiva própria**

104. De acordo com a Nota Técnica<sup>35</sup> nº 304/2016-SGT/ANEEL, 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.

105. Sendo assim, foram calculadas as Parcelas de Ajuste apresentadas na Tabela 13, referentes aos descontos de que trata a Resolução Normativa nº 841, de 2018, para as instalações classificadas como Rede Básica de Fronteira e DIT Compartilhadas que tiveram a entrada em operação comercial reconhecida ao longo do ciclo 2019-2020 ou que entraram em operação comercial em ciclos anteriores, mas que ainda se encontram em operação comercial com pendência não impeditiva própria.

106. Cabe esclarecer que, segundo consta no § 3º do Art. 6º da Resolução Normativa nº 841, de 2018, 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.

<sup>34</sup> SIC nº 48526.002649/2020-00

<sup>35</sup> SIC nº 48581.002702/2016-00; Nota Técnica que instruiu o Despacho nº 2.568, de 2016.

**Tabela 13 - Parcelas de Ajuste apresentadas a seguir referente aos descontos de que trata a Resolução Normativa nº 841, de 2018.**

Concessionária	Contrato	Parcela de Ajuste (R\$) Ref.: Jun-20
FOTE	007/2014	-696.510,58
SÃO PEDRO	015/2013	-114.303,40
AMAZONAS GT	706/2016 (Port. MME)	-19.071,15
ARTEON	029/2017	-31.394,53
CEEE-GT	055/2001	-34.647,78
CELG G&T	063/2001	-159.292,33
CHESF	061/2001	-1.282,67
COPEL-GT	006/2016	-184.707,17
EQTLT08	048/2017	-525.442,08
ETC	020/2016	-1.539.310,08
FURNAS	062/2001	-121.729,23
MA II	032/2017	-45.753,08
Z2	045/2017	-108.704,77
CHESF	017/2009	-2.259.822,55
TESB	001/2011	-1.159.449,41
LTTE	020/2011	-889.789,91
CHESF	005/2012	-1.004.184,37
CHESF	014/2008	-4.293,38

**III.4.6.5 – Reconhecimento de custos incorridos pelas transmissoras e validados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira - SFF**

107. Por meio dos Memorandos listados na Tabela 14, a SFF, após análise da documentação apresentada pelas Transmissoras, informou à SGT os valores validados, referentes a custos incorridos pelas Concessionárias, que devem ser ressarcidos às respectivas Empresas ao longo do ciclo 2020-2021.

108. Os valores reconhecidos pela SFF foram atualizados a preço de junho de 2020<sup>36</sup> e incluídos na PA Outros Ajustes, a ser recebida pelas Concessionárias, como exposto na Tabela 14.

**Tabela 14 - Custos incorridos pelas Concessionárias, a serem ressarcidos no ciclo 2020-2021**

Concessionária	Contrato	Valor validado pela SFF Atualizado (R\$) – Ref.: Jun/2020	Memorando SFF
Eletronorte	058/2011	9.479.660,16	301/2019–SFF/ANEEL
ETEM	005/2010	2.903,52	438/2019–SFF/ANEEL
ETVG	018/2010	2.903,52	439/2019–SFF/ANEEL
ETES	006/2007	77.376,13	441/2019–SFF/ANEEL

<sup>36</sup> A memória de cálculo encontra-se anexa ao Processo.

Pág. 29 da Nota Técnica nº 119/2019 – SGT/ANEEL, de 10/07/2020.

109. Além dos documentos listados na Tabela 14, a SFF encaminhou o Memorando<sup>37</sup> nº 440, de 27 de dezembro de 2019, informando que havia validado os custos incorridos para elaboração/implantação dos Anexos II e III do Submódulo 9.2 do Proret<sup>38</sup>, conforme apresentado na Carta<sup>39</sup> CA TBE nº 020/2019, de 11 de novembro de 2019, da TBE – Transmissoras Brasileiras de Energia.

110. Portanto, 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 – Encargos de Uso do Sistema de Transmissão – EUST associados à desconstrução de ponto de conexão ou rescisão de Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST

111. Por meio da Carta ONS-0759/DTA/2019, de 2 de dezembro de 2019, o ONS comunicou, em função dos motivos expostos na referida Carta, a rescisão do CUST nº 101/2017 da Myrtos Geração de Energia S.A. responsável pela UTE Termoirapé I e, conseqüentemente, a aplicação do disposto nos §§ 6º e 7º do Art. 5º da Resolução Normativa ANEEL nº 666, de 2015, nos seguintes termos:

“(…)

- (i) *A partir desta data, fica rescindido o referido Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - CUST nº 101/2017 [a] da MYRTOS GERAÇÃO DE ENERGIA S.A., em função do descumprimento das disposições previstas nas Cláusula 11ª e Cláusula 21ª deste instrumento; e*
- (ii) *Em observância ao disposto no §§ 6º e 7º, do art. 5º, da Resolução Normativa ANEEL nº 666/2015 e sem prejuízo dos encargos devidos até a data da rescisão contratual, será realizada no próximo mês de novembro, a cobrança dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão – EUST referente aos três anos subsequentes, no valor de R\$ 4.530.594,60 (quatro milhões quinhentos e trinta mil quinhentos e noventa e quatro reais e sessenta centavos) a serem pagos pela MYRTOS a todas as transmissoras e ONS.*
- (iii) *Os valores citados em (ii) a serem faturados à MYRTOS pelas transmissoras e ONS, serão considerados em AVD e AVC complementar a ser disponibilizado no sistema AMSE-Web a partir de 03/12/2019 com vencimentos previstos para as datas de 15/12/19, 25/12/19 e 05/01/20.*

(…)”

112. Sendo assim, as Transmissoras foram autorizadas a faturar e receber do usuário que teve o CUST rescindido, os montantes informados pelo ONS nos Avisos de Crédito e Débito complementares

<sup>37</sup> SIC nº 48536.004219/2019-00

<sup>38</sup> No Memorando, a SFF destacou que o trabalho “se limitou apenas à validação da documentação apresentada, não entrando no mérito sobre a elegibilidade desses custos para fins de reconhecimento nos processos tarifários das interessadas, nos termos do Submódulo 9.2”.

<sup>39</sup> SIC nº 48513.003799/2019-00

Pág. 30 da Nota Técnica nº 119/2019 – SGT/ANEEL, de 10/07/2020.

mencionado na referida Carta. No entanto, esses valores apurados não estão considerados, no âmbito desse reajuste da RAP, no cálculo da PA Apuração das respectivas transmissoras.

113. Dessa forma, foram calculadas parcelas de ajuste de apuração complementares, consoante a memória de cálculo em anexo ao Processo, considerando os valores que as Transmissoras foram autorizadas a faturar devido à rescisão do CUST mencionado e à aplicação da Resolução Normativa ANEEL nº 666, de 2015, de acordo com as informações encaminhadas pelo ONS.

#### III.4.6.7 – Despacho nº 832/2019

114. Por meio do Memorando<sup>40</sup> nº 194, de 29 de maio de 2019, a SFE deu conhecimento a SGT com relação a Nota Técnica nº 59/2019-SFE/ANEEL<sup>41</sup>, a qual analisou as manifestações da Ribeirão Preto Transmissora de Energia – RBTE e CPFL Morro Agudo sobre o Despacho<sup>42</sup> nº 832, de 20 de março de 2019, a respeito das responsabilidades e período de pendências constantes nos Termos de Liberação emitidos pelo ONS.

115. Na análise apresentada pela SFE, concluiu-se em manter a decisão proferida pelo Despacho nº 832/2019 que suspende a parcela de RAP da RPTE referente à Resolução Homologatória nº 6.998, de 2018, no período de 23 de fevereiro a 3 de abril de 2018 e, considera como período de pendência não impeditiva própria da CPFL Morro Agudo, o período de 03 de julho a 21 de dezembro de 2017. A Tabela 15 apresenta os valores<sup>43</sup> a serem devolvidos pela RPTE e CPFL Morro Agudo.

**Tabela 15 - Valores a serem devolvidos pela RPTE e CPFL, após análise das manifestações pela ANEEL**

Concessionária	Contrato	PA (R\$) – Ref.: Jun/2020
RPTE	003/2007	-52.766,94
CPFL Morro Agudo	006/2015	-682.902,66

#### III.4.6.7 – Despacho nº 3.588/2019

116. Por meio do Despacho nº 3.588, de 17 de dezembro de 2019, a SRT reformou a decisão exarada no Despacho nº 2.629, de 24 de setembro de 2019, reconhecendo os encargos de conexão devidos pela Cemig-D à SPTE (Contrato de concessão nº 007/2007), relativo à 5ª EL 138 kV na subestação Pirapora 2, no período de 07 de outubro de 2016 a 26 de novembro de 2017.

117. Assim, foi calculada a parcela de ajuste de R\$ 604.680,13, a preço de junho de 2020, a ser recebida pela SPTE durante o ciclo 2020-2021.

<sup>40</sup> SIC nº 48534.002270/2019-00

<sup>41</sup> SIC nº 48534.002260/2019-00

<sup>42</sup> SIC nº 48534.001135/2019-00

<sup>43</sup> A memória de cálculo encontra-se anexa ao Processo

Pág. 31 da Nota Técnica nº 119/2019 – SGT/ANEEL, de 10/07/2020.

#### III.4.6.9 – Equatorial (Contrato de Concessão nº 048/2017)

118. Por meio das Cartas XTR/DR/CA/357-2019<sup>44</sup>, de 11 de outubro de 2019, e XTR/DR/CA106-2020<sup>45</sup>, de 19 de maio de 2020, a Equatorial Transmissora 8 SPE S.A. solicitou o reconhecimento da receita estabelecida na Resolução Autorizativa nº 7.267, de 2018, referente à transferência de responsabilidade pela operação e manutenção dos transformadores 500/230 kV, 4 x 112 MVA, e infraestrutura associada a subestação Xingu, a partir de 19 de agosto de 2019, data de assinatura do Contrato de Compartilhamento de Infraestrutura (CCI-LXTE-Equatorial nº 001/2018), em vez de a partir de 24 de setembro de 2019, data do Termo de Liberação Definitiva - TLD

119. Por meio do Memorando<sup>46</sup> nº 108, de 28 de maio de 2020, a SGT solicitou posicionamento da SCT quanto ao pedido da Equatorial. Em resposta, a SCT encaminhou o Memorando<sup>47</sup> nº 124, de 1º de junho de 2020, justificando e informando que a data de assinatura do CCI deve ser considerada como data de início do pagamento.

120. Com base nesse entendimento, foi calculada uma parcela de ajuste a ser recebida pela Equatorial durante o ciclo 2020-2021, de R\$ 85.994,20, na referência de junho de 2020.

#### III.4.6.10 – Eletronorte (Contrato de Concessão nº 058/2001)

121. No âmbito do processo tarifário da Centrais Elétricas do Pará S.A. – CELPA, a Eletronorte informou por meio da carta CE-CRR-0102/2019, de 7 de junho de 2019, ou seja, ainda na vigência do ciclo 2018/2019, que os módulos listados no Quadro 9 se encontravam fora de operação comercial.

Concessionária	Contrato	Módulo
Eletronorte	058/2001	MG 69 kV CAMETA MG1 PA
Eletronorte	058/2001	EL 69 kV CAMETA DIST1
Eletronorte	058/2001	EL 69 kV TUCURUI VILA DIST1
Eletronorte	058/2001	EL 13,8 kV MARABA DIST3
Eletronorte	058/2001	IB 13,8 kV MG 500 kV TUCURUI MG1 PA IB1
Eletronorte	058/2001	IB 13,8 kV MG 500 kV MARABA MG1 PA IB1
Eletronorte	058/2001	EL 13,8 kV TUCURUI DIST6
Eletronorte	058/2001	EL 13,8 kV TUCURUI DIST7
Eletronorte	058/2001	EL 13,8 kV TUCURUI DIST8
Eletronorte	058/2001	IB 13,8 kV MG 230 kV ALTAMIRA MG1 PA IB1
Eletronorte	058/2001	MC 13,8 kV TR 13,8/0,46 kV GUAMA TR1 PA

**Quadro 9 - Módulos fora de operação comercial**

<sup>44</sup> SIC nº 48513.029514/2019-00

<sup>45</sup> SIC nº 48513.013747/2020-00

<sup>46</sup> SIC nº 48581.000908/2020-00

<sup>47</sup> SIC nº 48526.003316/2020-00

Pág. 32 da Nota Técnica nº 119/2019 – SGT/ANEEL, de 10/07/2020.

122. Consequentemente, as respectivas parcela de RAP foram canceladas, com exceção da referente ao componente financeiro de que trata a Portaria nº 120, de 2016, que foi redistribuído entre os outros módulos, e, assim, foi calculada a parcela de ajuste a ser devolvida pela Eletronorte durante o ciclo 2020/2021, referente aos ciclos 2018/2019 e 2019/2020, como apresentado na Tabela 16:

**Tabela 16 - Parcela de Ajuste a ser devolvida pela Eletronorte**

Concessionária	Contrato	Grupo Pagador	Valor (R\$) – Ref. jun/2020
Eletronorte	058/2001	GRP CAMETA - CELPA	-1.486.030,07
Eletronorte	058/2001	GRP TUCURUI VILA - CELPA	-116.022,04
Eletronorte	058/2001	GRP MARABA - CELPA	-83.632,16
Eletronorte	058/2001	GRP 13,8 kV TUCURUI PA	-51.390,14
Eletronorte	058/2001	GRP 13,8 kV MARABA PA	-41.826,65
Eletronorte	058/2001	GRP TUCURUI - CELPA	-264.095,55
Eletronorte	058/2001	GRP ALTAMIRA - CELPA	-153.539,76
Eletronorte	058/2001	GRP GUAMA - CELPA	-74.777,21
<b>TOTAL</b>			<b>-2.271.313,60</b>

#### III.4.6.11 – Eletronorte (Contrato de Concessão nº 014/2012)

123. Por meio da Carta<sup>48</sup> CE-CRR-0178/2019, de 25 de setembro de 2019, a Eletronorte informou, no âmbito do processo tarifário de 2019 da Amazonas Distribuidora de Energia S/A – AmE, que a LT 230 kV JORGE TEIXEIRA /LECHUGA C-3 AM operou como DIT de uso exclusivo da AmE até 15 de setembro de 2019, período em que operou em 138 kV, passando a ser disponibilizada à Rede Básica a partir de 16 de setembro de 2019.

124. Devido a isso, o módulo LT 138 kV JORGE TEIXEIRA /LECHUGA C-3 AM teve sua nomenclatura alterado no Siget para LT 230 kV JORGE TEIXEIRA /LECHUGA C-3 AM. Também foi criado no Siget um módulo denominado LT 138 kV JORGE TEIXEIRA /LECHUGA C-0 AM para alocar as parcelas de receita (IdeRct 107541 e 107542) referentes a etapa provisória para operar em 138 kV.

125. Além disso, foi calculada uma parcela de ajuste para que a AmE fosse ressarcida, referente ao período que ela ficou como responsável pelo pagamento das instalações que foram disponibilizadas à Rede Básica (Tabela 17).

**Tabela 17 – Parcela de Ajuste de ressarcimento da Amazonas Energia**

Concessionária	Contrato	Grupo Pagador	Valor (R\$) - Ref. jun/2020
Eletronorte	014/2012	GRP LT 138 kV JORGE TEIXEIRA / LECHUGA C-3 - AMAZONAS	-2.080.067,16
Eletronorte	014/2012	Rede Básica	2.080.067,16

<sup>48</sup> SIC nº 48513.027957/2019-00



Pág. 33 da Nota Técnica nº 119/2019 – SGT/ANEEL, de 10/07/2020.

#### III.4.6.12 – Eletronorte (Contrato de Concessão nº 012/2009)

126. Constatou-se que, na receita aprovada por meio do Despacho<sup>49</sup> nº 1.355, de 2020, a referente ao módulo IB 500 kV MG 500 kV COLETORA PORTO VELHO MG2 RO IB2 (IdeMdl 21221) foi considerada em duplicidade, como pode ser verificado na planilha Lista de Módulos contida no Anexo V da Nota Técnica nº 63/2020-SGT/ANEEL, de 04/05/2020.

127. Partindo dessa constatação, foi calculada uma parcela de ajuste de R\$ 202.003,22, a preço de junho de 2020, a ser devolvida pela Eletronorte durante o ciclo 2020/2021.

#### III.4.6.13 – Eletrosul (Contrato de Concessão nº 057/2001)

128. Por meio da Carta CE DRP 0082/2019<sup>50</sup>, de 25 de junho de 2019, a Eletrosul informou que, segundo determinado no Despacho nº 3.663, de 31 de outubro de 2017, foi concluída a descontração pela CEEE-D, a partir de 1º de maio de 2018, das instalações listadas no Quadro 10, conforme CCT nº 1013150009.

Concessionária	Contrato	Módulo
Eletrosul	057/2001	EL 69 kV CHARQUEADAS LT 69 kV ACOS FINOS PI /CHARQUEADAS C-2 RS
Eletrosul	057/2001	EL 69 kV CHARQUEADAS LT 69 kV ACOS FINOS PI /CHARQUEADAS C-1 RS

**Quadro 10 – Instalações descontratadas pela CEEE-D**

129. A partir da descontração, o pagamento do encargo referente a estas instalações passou a ser de responsabilidade da Gerdau, conforme CCT nº 1013180023 e, assim, foi calculada uma parcela de ajuste, referente ao período de 1º de abril de 2018 a 30 de junho de 2020, a ser compensada no ciclo 2020-2021, como exposto na Tabela 18.

**Tabela 18 – Parcela de Ajuste decorrente da descontração**

Concessionária	Contrato	Grupo Pagador	Valor (R\$) - Ref. jun/2020
Eletrosul	057/2001	GRP CHARQUEADAS - CEEE-D	-624.408,98
Eletrosul	057/2001	GRP CHARQUEADAS - GERDAU	624.408,98

130. Por meio da Carta<sup>51</sup> CE DRP 0017/2020, de 29 de janeiro de 2020, a Eletrosul solicitou ajuste nos encargos de conexão com a Celesc Distribuição S.A e a Arcelormittal. A Concessionária

<sup>49</sup> Decorrente da análise dos Pedidos de Reconsideração interpostos em face da Resolução Homologatória nº 2.565, de 2019.

<sup>50</sup> SIC nº 48513.020009/2019-00

<sup>51</sup> SIC nº 48513.002732/2020-00

Pág. 34 da Nota Técnica nº 119/2019 – SGT/ANEEL, de 10/07/2020.

informou sobre a descontração pela Celesc e a desmobilização pela Eletrosul, a partir de 1º de agosto de 2019, das instalações listadas no Quadro 11, conforme o Terceiro Termo Aditivo ao CCT nº 1101150011.

Concessionária	Contrato	Módulo
Eletrosul	057/2001	EL 138 kV BLUMENAU LT 138 kV TIMBO /BLUMENAU C-1 SC
Eletrosul	057/2001	EL 138 kV BLUMENAU LT 138 kV RIO DO SUL /BLUMENAU C-1 SC
Eletrosul	057/2001	EL 138 kV BLUMENAU LT 138 kV BLUMENAU GAR /BLUMENAU C-2 SC
Eletrosul	057/2001	EL 138 kV BLUMENAU LT 138 kV BLUMENAU GAR /BLUMENAU C-1 SC

**Quadro 11 – Instalações desmobilizadas pela Eletrosul**

131. Nessas condições, em conformidade com o Submódulo 9.7 do PRORET, a parcela de receita associada a esses módulos foi cancelada, calculando-se então parcela de ajuste, referente ao período de 1º de agosto de 2019 a 30 de junho de 2020, apresentada na Tabela 19. Demais ajustes devem ser realizados entre as Partes, consoante previsto no CCT.

**Tabela 19 – Parcela de Ajuste decorrente das instalações desmobilizadas**

Edificação	Módulo	IdeMdl	IdeRct	Ato da RAP	Grupo Pagador	Valor (R\$) - Ref. jun/2020
Blumenau	EL 138 kV BLUMENAU LT 138 kV TIMBO /BLUMENAU C-1 SC	4467	100410	PRT 579/2012	GRP BLUMENAU - CELESC	-207.208,69
Blumenau	EL 138 kV BLUMENAU LT 138 kV TIMBO /BLUMENAU C-1 SC	4467	107732	PRT 120/2016	GRP BLUMENAU - CELESC	-132.155,78
Blumenau	EL 138 kV BLUMENAU LT 138 kV RIO DO SUL /BLUMENAU C-1 SC	4449	100410	PRT 579/2012	GRP BLUMENAU - CELESC	-205.993,39
Blumenau	EL 138 kV BLUMENAU LT 138 kV BLUMENAU GAR /BLUMENAU C-2 SC	16006	100410	PRT 579/2012	GRP BLUMENAU - CELESC	-205.385,74
Blumenau	EL 138 kV BLUMENAU LT 138 kV BLUMENAU GAR /BLUMENAU C-1 SC	4164	100410	PRT 579/2012	GRP BLUMENAU - CELESC	-204.778,09
Total						-955.521,68

132. Além disso, também foi informado que o pagamento dos encargos de conexão, referentes às instalações listadas no Quadro 12, passaram a ser responsabilidade da Arcelormittal a partir de 1º de agosto de 2019, conforme CCT nº 40003930.

Pág. 35 da Nota Técnica nº 119/2019 – SGT/ANEEL, de 10/07/2020.

Concessionária	Contrato	Módulo
Eletrosul	057/2001	EL 230 kV JOINVILLE LT 230 kV JOINVILLE /VEGA DO SUL C-2 SC
Eletrosul	057/2001	EL 230 kV JOINVILLE LT 230 kV JOINVILLE /VEGA DO SUL C-1 SC
Eletrosul	057/2001	LT 230 kV JOINVILLE /VEGA DO SUL C-2 SC
Eletrosul	057/2001	LT 230 kV JOINVILLE /VEGA DO SUL C-1 SC

**Quadro 12 – Instalações, cujo pagamento dos encargos de conexão passou para a Arcelormittal**

133. A parcela de ajuste referente ao período de 1º de agosto de 2019 a 30 de junho de 2020, a ser compensada no ciclo 2020-2021, é apresentada na Tabela 20.

**Tabela 20 – Parcela de Ajuste decorrente da transferência de responsabilidade para a Arcelormittal**

Concessionária	Contrato	Grupo Pagador	Valor (R\$) - Ref. jun/2020
Eletrosul	057/2001	GRP JOINVILLE - CELESC	-2.097.327,93
Eletrosul	057/2001	GRP JOINVILLE - ARCELORMITTAL	2.097.327,93

134. Por meio da Carta CE DRP-0018/2020<sup>52</sup>, de 31 de janeiro de 2020, a Eletrosul encaminhou cópia do CCT nº 1013150012 e do CCT nº 1013180044, celebrados respectivamente com a Engie Brasil Energia S.A. e com a Diamante Geração de Energia Ltda..

135. Nesse documento, a Concessionária informou que, segundo o CCT nº 1013180044, a responsabilidade pelo pagamento das instalações de conexão relacionadas ao Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, listadas no Quadro 13, passou da Engie para Diamante a partir de 15 de março de 2019.

Concessionária	Contrato	Módulo
Eletrosul	057/2001	EL 230 kV J.LACERDA-A LT 230 kV J.LACERDA-A /U.JLACERDA-A C-6 SC
Eletrosul	057/2001	EL 230 kV J.LACERDA-A LT 230 kV J.LACERDA-A /U.JLACERDA-A C-4 SC
Eletrosul	057/2001	EL 138 kV J.LACERDA-A LT 138 kV J.LACERDA-A /U.JLACERDA-A C-3 SC
Eletrosul	057/2001	EL 138 kV J.LACERDA-A LT 138 kV J.LACERDA-A /U.JLACERDA-A C-2 SC
Eletrosul	057/2001	EL 138 kV J.LACERDA-A LT 138 kV J.LACERDA-A /U.JLACERDA-A C-1 SC
Eletrosul	057/2001	EL 230 kV J.LACERDA-B LT 230 kV J.LACERDA-B /U.JLACERDA-C C-2 SC
Eletrosul	057/2001	EL 230 kV J.LACERDA-B LT 230 kV J.LACERDA-B /U.JLACERDA-C C-1 SC
Eletrosul	057/2001	EL 230 kV J.LACERDA-B LT 230 kV J.LACERDA-B /U.JLACERDA-B C-4 SC
Eletrosul	057/2001	EL 230 kV J.LACERDA-B LT 230 kV J.LACERDA-B /U.JLACERDA-B C-3 SC
Eletrosul	057/2001	EL 230 kV J.LACERDA-B LT 230 kV J.LACERDA-B /U.JLACERDA-B C-2 SC
Eletrosul	057/2001	EL 230 kV J.LACERDA-B LT 230 kV J.LACERDA-B /U.JLACERDA-B C-1 SC
Eletrosul	057/2001	LT 230 kV J.LACERDA-B /U.JLACERDA-C C-2 SC
Eletrosul	057/2001	LT 230 kV J.LACERDA-B /U.JLACERDA-C C-1 SC

**Quadro 13 – Instalações, cujo pagamento de conexão passou da Engie para a Diamante**

<sup>52</sup> SIC nº 48513.003184/2020-00.

Pág. 36 da Nota Técnica nº 119/2019 – SGT/ANEEL, de 10/07/2020.

136. Assim, a parcela de ajuste, referente ao período de 15 de março de 2019 a 30 de junho de 2020, a ser compensada no ciclo 2020-2021, é apresentada na Tabela 21.

**Tabela 21 - Parcela de Ajuste decorrente da transferência de responsabilidade para a Diamante**

Concessionária	Contrato	Grupo Pagador	Valor (R\$) - Ref. jun/2020
Eletrosul	057/2001	GRP JORGE LACERDA-A - TRACTEBEL	-1.623.465,47
Eletrosul	057/2001	GRP JORGE LACERDA-B - TRACTEBEL	-3.116.957,49
Eletrosul	057/2001	GRP JORGE LACERDA-A - DIAMANTE	1.623.465,47
Eletrosul	057/2001	GRP JORGE LACERDA-B - DIAMANTE	3.116.957,49

137. Também foi informado que é objeto do CCT nº 10103150012 a descontração, a partir de 20 de março de 2019, das instalações de uso exclusivo da Engie listadas no Quadro 14.

Concessionária	Contrato	Módulo
Eletrosul	057/2001	EL 13,8 kV PASSO FUNDO DIST1
Eletrosul	057/2001	EL 13,8 kV S. OSORIO DIST3
Eletrosul	057/2001	EL 13,8 kV S. OSORIO DIST2

**Quadro 14 – Instalações de uso exclusivo da Engie descontraçadas**

138. Assim, em conformidade com o Submódulo 9.7 do PRORET, as parcelas de receita referentes a essas instalações foram retiradas da RAP da Eletrosul, e a parcela de ajuste, referente ao período de 20 de março de 2019 a 30 de junho de 2020, a ser compensados no ciclo 2020-2021, é apresentada na Tabela 22.

**Tabela 22 – Parcela de Ajuste decorrente da descontração das instalações da Engie**

Edificação	Módulo	IdeMdl	IdeRct	Ato da RAP	Grupo Pagador	Valor (R\$) - Ref. jun/2020
PASSO FUNDO	EL 13,8 kV PASSO FUNDO DIST1	17257	100410	PRT 579/2012	GRP PASSO FUNDO - TRACTEBEL	-86.408,30
S. OSORIO	EL 13,8 kV S. OSORIO DIST3	17085	100410	PRT 579/2012	GRP SALTO OSORIO - TRACTEBEL	-86.408,30
S. OSORIO	EL 13,8 kV S. OSORIO DIST2	17084	100410	PRT 579/2012	GRP SALTO OSORIO - TRACTEBEL	-86.408,30
Total						-259.224,89

139. Ressalta-se que, por se tratar de parcela de receita referente a serviço já prestado, não foi calculada a parcela de ajuste a ser devolvida pela Eletrosul, referente a receita relativa ao componente financeiro da Portaria nº 120, de 2016.

140. Em relação a esse componente, calculou-se uma parcela de ajuste de ajuste referente aos valores que ainda faltavam ser pagos (período de 1º de julho de 2020 a 30 de junho de 2025), de R\$

Pág. 37 da Nota Técnica nº 119/2019 – SGT/ANEEL, de 10/07/2020.

215.527,99, a preço de junho de 2020.

#### III.4.6.14 – Chesf (Contrato de Concessão nº 061/2001)

141. Na Carta<sup>53</sup> CE-SOR-006/2020, de 7 de janeiro de 2020, a Concessionária apontou que não havia identificado o módulo MC 69 kV TR 69/13,8 kV C.GRANDE II TR7A PB TR7B/TR7C. Ao analisar a situação, verificou-se que no ciclo 2014/2015 a receita de O&M referente a esse módulo (IdeMdl nº 9297 e IdeRct nº 100418) foi cancelada indevidamente.

142. Para retificar o erro, o módulo foi reincluído na receita da Chesf e foi calculada uma parcela de ajuste retroativa a junho de 2014 a ser recebida pela Transmissora, de R\$ 297.589,84, a preço de junho de 2020.

143. Por meio das Cartas CE-SOR-131/2019<sup>54</sup>, de 12 de setembro de 2019, da Chesf, e CE REG EQTL-PI 060/2019<sup>55</sup>, de 2 de outubro de 2019, da Equatorial PI, encaminhadas à ANEEL no âmbito do processo tarifário da Equatorial PI, foi informado que o módulo TR 13,8/13,8 kV TERESINA TREG1 PI estava inoperante. Assim, foi calculada uma parcela de ajuste de R\$ 135.547,94, a preço de junho de 2020, a ser devolvida pela Chesf durante o ciclo 2020/2021.

144. No âmbito do processo tarifário da Companhia Energética do Ceará – Enel CE, a Chesf informou, por meio da Carta<sup>56</sup> CE-SOR-090/2020, de 8 de maio de 2020, que os equipamentos listados na Tabela 23 estavam inoperantes desde 22 de fevereiro de 2007. Nessas condições, as respectivas receitas foram canceladas e calculou-se uma parcela de ajuste a ser devolvida pela Chesf referente aos últimos 5 anos.

**Tabela 23 – Parcela de Ajuste a ser devolvida pela Chesf por equipamentos inoperantes**

Edificação	Módulo	IdeMdl	IdeRct	Ato da RAP	Grupo Pagador	Valor (R\$) - Ref. jun/2020
CAUIPE	MC 69 kV TT 69/0 kV CAUIPE TA2 CE	22064	100418	PRT 579/2012	GRP CAUIPE - ENEL CE	-109.450,50
CAUIPE	TT 69/0 kV CAUIPE TA2 CE	25664	100418	PRT 579/2012	GRP CAUIPE - ENEL CE	-369.241,00
Total						-478.691,50

145. A SE Narendiba disponibilizou à Coelba em 6 de junho de 2011 as ELs 69kV NARANDIBA DIST4 e DIST5 e, para que fosse possível a sua efetiva utilização pela Coelba, seria necessário o seccionamento da LT 69 kV Pituaçu – Matatu, que é de uso exclusivo da Coelba. Essa obra, com prazo para entrada em operação comercial de 18 meses, nunca realizada, foi autorizada à Chesf, segundo o Inc. X do Art. 1º da Resolução Autorizativa nº 2.891, de 2011:

<sup>53</sup> SIC nº 48513.000458/2020-00

<sup>54</sup> SIC nº 48513.026365/2019-00

<sup>55</sup> SIC nº 48513.028349/2019-00

<sup>56</sup> SIC nº 48513.012867/2020-00

Pág. 38 da Nota Técnica nº 119/2019 – SGT/ANEEL, de 10/07/2020.

*“X - LT 69 kV Pituauçu / Matatu - seccionamento na SE Narandiba, com a implantação de 0,49 km de circuito simples com dois condutores por fase do tipo CAA 397,5 MCM IBIS, um cabo para-raios do tipo EHS 3/8” e cinco torres de concreto. (Redação dada pela REA ANEEL 5.435 de 01.09.2015)”*

146. Verificou-se, durante o processo de Revisão Tarifária Periódica da Coelba de 2018, que a parcela de receita referente a essas duas entradas de linha estava, até então, sendo considerada na tarifa dos consumidores da Coelba, mesmo sem a conexão da Distribuidora. Então, no intuito de cumprir o estabelecido na Resolução Normativa ANEEL nº 68, de 2004, que veda o repasse à tarifa do consumidor final da concessionária antes da efetiva prestação do serviço, essa cobertura foi suspensa.

147. Porém, a Resolução Normativa ANEEL nº 454, de 2011, ainda vigente à época, estabelecia que a receita recebida pela transmissora em instalações com pendência impeditiva de terceiro devia ser custeada pelo terceiro causador da pendência.

*“Art. 7º O TLP deverá ser emitido em até 5 (cinco) dias úteis após solicitação da transmissora ao ONS e implicará em direito ao recebimento da RAP a partir da data de solicitação, desde que não anterior à data estabelecida no contrato de concessão ou autorização da ANEEL, observado pela transmissora:*

*(...)*

*§ 2º A transmissora fará jus a recebimento de 100 % (cem por cento) da parcela de RAP por FT liberada para operação comercial provisória sem pendências próprias, a partir da data de liberação especificada no TLP.*

*§ 3º A transmissora fará jus a recebimento de 90 % (noventa por cento) da parcela de RAP por FT liberada para operação comercial provisória com pendências não impeditivas próprias, a partir da data de liberação especificada no TLP.*

*§ 4º As receitas de que tratam os §§ 2º e 3º serão custeadas pelo terceiro causador da pendência impeditiva identificada no TLP, mediante análise específica da ANEEL.”*

148. Contudo, a Resolução Normativa ANEEL nº 841, de 2018, que revogou a Resolução Normativa ANEEL nº 454, de 2011, estabelece a obrigatoriedade do terceiro causador da pendência impeditiva o pagamento dos encargos das instalações tais pendências:

*“Art. 9º Os pagamentos dos encargos e as demais obrigações do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST e do Contrato de Conexão às Instalações de Transmissão – CCT dos pontos de contratação associados a FT ou Grupo de FT com TLR emitido com Pendências Impeditivas de Terceiros serão devidos, a partir da data especificada no TLR, pelos terceiros responsáveis pelas pendências impeditivas.*

*Parágrafo único. Os pagamentos dos encargos de que trata o caput não serão repassados às Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD das distribuidoras responsáveis por Pendências Impeditivas de Terceiros.”*

149. Ocorre que, em 13 de agosto de 2019, foi emitida a Resolução Autorizativa nº 8.092, de

Pág. 39 da Nota Técnica nº 119/2019 – SGT/ANEEL, de 10/07/2020.

2019, que revoga o Inc. X do Art. 1º da Resolução Autorizativa nº 2.891, de 2011, correspondente às pendências impeditivas na conexão da Coelba na subestação Narandiba. Com isso, fica inviabilizada a conexão da Coelba como inicialmente prevista.

150. Assim, devido às peculiaridades do caso e às alterações na forma de acesso, a SGT encaminhou à SRT o Memorando<sup>57</sup> nº 235, de 2 de outubro de 2019, solicitando orientação quanto ao procedimento a ser adotado no caso. Em resposta, a SRT encaminhou o Memorando<sup>58</sup> nº 134, de 11 de dezembro de 2019, orientando que a responsabilidade pelo pagamento das referidas entradas de linha no período de 24 de novembro de 2012 a 15 de agosto de 2019 era da Chesf.

151. Portanto, foi calculada uma parcela de ajuste no total de R\$ 1.911.885,84, a preço de junho de 2019, a ser paga para Coelba durante o ciclo 2020/2021, em compensação aos valores pagos à SE Narandiba.

#### III.4.6.15 – Furnas (Contrato de Concessão nº 062/2001)

152. No âmbito do processo tarifário de 2020 da Light Serviços de Eletricidade S.A. – Light, essa Concessionária informou, por meio de mensagem eletrônica, que a LT 138 kV JACAREPAGUA /ARI FRANCO RJ e a LT 138 kV JACAREPAGUA /COSMOS RJ pertenciam à Light desde 2011 e não a Furnas. Informou também sobre o Despacho ANEEL nº 2.908, de 2011, que anui à desvinculação, seguida de transferência, por Furnas dessas instalações e, sobre o instrumento contratual firmado entre Light e Furnas em 2011 que estabeleceu os termos e as condições para a transferência por Furnas dessas instalações para a Light.

153. Consequentemente, as respectivas receitas foram canceladas e foi calculada uma parcela de ajuste a ser devolvida por Furnas, referente aos últimos 5 anos.

**Tabela 24 – Parcela de Ajuste a ser devolvida por Furnas por desvinculação de instalações**

Edificação	Módulo	IdeMdl	IdeRct	Ato da RAP	Grupo Pagador	Valor (R\$) - Ref. jun/2020
LT 138 kV JACAREPAGUA /ARI FRANCO RJ	LT 138 kV JACAREPAGUA /ARI FRANCO C-1 RJ	3400	100420	PRT 579/2012	GRP LT 138 kV JACAREPAGUA - LIGHT	-501.904,04
LT 138 kV JACAREPAGUA /COSMOS RJ	LT 138 kV JACAREPAGUA /COSMOS C-1 RJ	3403	100420	PRT 579/2012	GRP LT 138 kV JACAREPAGUA - LIGHT	-1.204.569,75
Total						-1.706.473,78

#### III.5 – APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS DAS ATUALIZAÇÕES DA RAP

154. As receitas referentes às instalações de transmissão sob responsabilidade das transmissoras para o ciclo 2020-2021 totalizam R\$ 31.302.473.754,50, enquanto no período 2019-2020 esse valor foi de R\$ 25.770.589.190,56. Dessa forma, houve aumento de 21,47% nas receitas. Deste valor,

<sup>57</sup> SIC nº 48581.002257/2019-00

<sup>58</sup> SIC nº 48552.001176/2019-00

Pág. 40 da Nota Técnica nº 119/2019 – SGT/ANEEL, de 10/07/2020.

2,42 p.p. referem-se ao reajuste previsto nos contratos e 19,05 p.p. referem-se à expansão no sistema de transmissão, às alterações previstas no Despacho nº 1.355, de 2020, e, principalmente, aos efeitos das revisões das receitas que ocorreram este ano retroativamente aos anos de 2018 e 2019.

155. Cabe destacar que, no âmbito das revisões das receitas das concessionárias de transmissão que tiveram seus contratos prorrogados conforme a Lei 12.783, de 2013, foi reincorporado o parâmetro “ke” (capital próprio) ao componente financeiro da base blindada, definido no § 3º do art. 4º da Resolução Normativa ANEEL nº 762, de 2017, que regulamentou a Portaria do Ministério de Minas e Energia – MME nº 120, de 2016, que estava suspensa em função das liminares concedidas no âmbito das ações judiciais promovidas contra a citada Portaria.

156. As Tabelas 25 a 28 totalizam os valores da RAP, por tipo, para o período 2020-2021.

**Tabela 25 – Receita Anual Permitida da Rede Básica (R\$)**

Ref.: Jun-2020

	RBSE [1]	RBNI [2]	Acesso à RB [3]	RBL [4]	RMEL [5]	TOTAL
Rede Básica	10.561.785.237,35	1.272.761.446,82	6.667.349,32	12.554.331.604,20	84.874.463,15	<b>24.480.420.100,84</b>
RB de Fronteira	1.722.959.061,07	621.676.937,25	0,00	473.367.909,70	49.350.138,83	<b>2.867.354.046,85</b>
<b>TOTAL</b>	<b>12.284.744.298,42</b>	<b>1.894.438.384,07</b>	<b>6.667.349,32</b>	<b>13.027.699.513,90</b>	<b>134.224.601,98</b>	<b>27.347.774.147,69</b>

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

[2] Receitas de novas instalações autorizadas.

[3] Receitas de conexões à Rede Básica.

[4] Receitas das instalações licitadas.

[5] Receitas das melhorias.

**Tabela 26 - Receita Anual Permitida das Demais Instalações de Transmissão (R\$)**

Ref.: Jun-2020

	RPC [1]	RCDM [2]	RPEC [3]	RMEL [4]	TOTAL
DIT compartilhada	558.442.225,83	129.368.058,20	8.059.184,69	6.616.708,22	<b>702.486.176,94</b>
DIT de uso exclusivo	2.403.159.889,89	258.607.969,67	112.783.248,11	17.760.237,50	<b>2.792.311.345,17</b>
<b>TOTAL</b>	<b>2.961.602.115,72</b>	<b>387.976.027,87</b>	<b>120.842.432,80</b>	<b>24.376.945,72</b>	<b>3.494.797.522,11</b>

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

[2] Receitas de novas instalações autorizadas.

[3] Receitas das instalações licitadas.

[4] Receitas das melhorias.

**Tabela 27 – Receita Anual Permitida das Instalações de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração (R\$)**

Ref.: Jun-2020

RICG [1]	RICGNI [2]	RIEG [3]	TOTAL
75.030.070,16	24.159.072,22	25.373.325,06	<b>124.562.467,44</b>

[1] Receita relativa às ICG licitadas.

[2] Receitas de novas ICG autorizadas.

[3] Receita relativa às IEG licitadas.



**Tabela 28 – Receita Anual Permitida das Interligações Internacionais (R\$)**

Ref.: Jun-2020

REQ [1]	REQNI [2]	RMEL [3]	TOTAL
322.988.792,2	12.203.117,72	147.707,30	335.339.617,26

[1] Receita relativa às interligações internacionais equiparadas.

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

[3] Receitas das melhorias.

157. A Tabela 29 lista, em ordem decrescente, a Receita Anual Permitida, referente às instalações em operação comercial em 9 de julho de 2020, das 157 empresas de transmissão, detentoras de 243 Contratos de Concessão.

**Tabela 29- Empresas detentoras de contratos de concessão e suas respectivas receitas**

Posição	Empresa	RAP (R\$) Ref.: Jun/20
1	FURNAS-CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	5.521.077.981,24
2	COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO	3.930.366.338,08
3	COMPANHIA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PAULISTA	2.898.881.218,38
4	CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A ELETRONORTE	2.383.870.673,15
5	TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA S/A	1.367.905.202,93
6	COMPANHIA DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DO SUL DO BRASIL - ELETROBRAS CGT ELETROSUL	1.316.106.083,51
7	XINGU RIO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	1.255.776.240,65
8	COMPANHIA ESTADUAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CEEE-GT	868.654.983,46
9	CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A	806.603.919,72
10	COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.	703.391.972,41
11	BELO MONTE TRANSMISSORA DE ENERGIA SPE S.A.	629.564.918,16
12	INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA DO MADEIRA S/A	552.511.542,68
13	ARGO TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	454.663.789,19
14	PARANAÍTA RIBEIRÃOZINHO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	396.623.362,77
15	ENEL CIEN - ENEL CIEN - S.A	327.871.547,88
16	NORTE BRASIL TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	291.546.896,36
17	ITUMBIARA TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	270.598.943,85
18	Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A	258.184.850,44
19	MATA DE SANTA GENEVRA TRANSMISSÃO S.A	218.417.805,05
20	CELG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.	216.404.777,75
21	MATRINCHÃ TRANSMISSORA DE ENERGIA (TP NORTE) S.A	199.342.006,85
22	TRANSMISSORA JOSÉ MARIA DE MACEDO DE ELETRICIDADE S.A.	195.701.162,36
23	PIRATININGA-BANDEIRANTES TRANSMISSORA DE ENERGIA LTDA	171.719.475,70
24	MANAUS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	170.991.810,14
25	INTEGRAÇÃO TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	168.871.240,70
26	Sistema de Transmissão Nordeste S.A	159.457.690,27
27	SERRA DA MESA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	149.242.342,76
28	PARANAÍBA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	144.567.049,11
29	Porto Primavera Transmissora de Energia S/A	137.756.927,17
30	Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A	134.578.610,52

Posição	Empresa	RAP (R\$) Ref.: Jun/20
31	GIOVANNI SANGUINETTI TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	127.881.820,09
32	ATE III TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	127.710.613,69
33	LINHAS DE XINGU TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	122.416.342,43
34	EQUATORIAL TRANSMISSORA 8 SPE S.A.	121.809.201,99
35	LT Triângulo S.A	121.510.090,39
36	TRANSMISSORA SUL LITORÂNEA DE ENERGIA S.A. - TSLE	121.438.831,02
37	Expansion Transmissão de Energia Elétrica S/A	119.904.754,17
38	LINHAS DE MACAPÁ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	116.024.920,35
39	CANTAREIRA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	106.520.155,90
40	GUARACIABA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	98.867.460,46
41	INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA GARANHUNS S.A	96.007.385,16
42	EQUATORIAL TRANSMISSORA 1 SPE S.A.	88.118.599,90
43	VILA DO CONDE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	82.965.967,94
44	EQUATORIAL TRANSMISSORA 2 SPE S.A.	79.917.202,80
45	SPE SANTA LUCIA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	73.534.553,51
46	Linhas de Transmissão do Itatim S.A	72.886.333,37
47	Jauru Transmissora de Energia S.A	70.084.968,84
48	ESPERANZA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	69.885.378,51
49	ODOYÁ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	69.194.875,99
50	CANARANA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	68.816.697,29
51	TRANSMISSORA SUL BRASILEIRA DE ENERGIA S.A.	67.500.654,72
52	EMPRESA DIAMANTINA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	65.952.435,94
53	TRANSENERGIA RENOVÁVEL S.A	64.585.033,51
54	CATXERÊ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	63.955.427,44
55	AMAZONAS GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A	63.415.605,26
56	GOIÁS TRANSMISSÃO S.A	62.864.052,23
57	INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA PINHEIROS S.A.	62.601.519,40
58	MIRACEMA TRANSMISSORA DE ENERGIA ELETRICA S/A	59.650.639,42
59	Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A	58.788.301,38
60	ETAP EMPRESA TRANSMISSORA AGRESTE POTIGUAR S.A.	57.319.436,84
61	Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A	56.825.209,47
62	INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA SERRA DO JAPI S A	56.701.807,20
63	TRANSMISSORA MATOGROSSENSE DE ENERGIA S.A.	54.948.237,85
64	CACHOEIRA PAULISTA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	51.383.426,78
65	SÃO JOÃO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	49.834.778,18
66	Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A.	48.888.985,46
67	INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA NORTE E NORDESTE S/A	48.862.613,15
68	Expansion Transmissão Itumbiara Marimondo S/A	48.458.583,12
69	Sistema de Transmissão Catarinense S.A	48.133.010,77
70	BRILHANTE TRANSMISSORA DE ENERGIA SA	47.808.406,95
71	Serra Paracatu Transmissora de Energia S.A	47.327.999,21
72	SÃO PEDRO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	46.533.005,09
73	AFLUENTE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	44.788.629,90
74	Poços de Caldas Transmissora de Energia Ltda.	43.676.149,98
75	TRIÂNGULO MINEIRO TRANSMISSORA S.A.	42.196.029,75

Posição	Empresa	RAP (R\$) Ref.: Jun/20
76	Linhas de Transmissão de Montes Claros S.A	41.915.281,26
77	ENERGISA GOIÁS TRANSMISSORA DE ENERGIA I S.A.	41.124.690,03
78	COMPANHIA TRANSIRAPÉ DE TRANSMISSÃO	41.048.192,00
79	EMPRESA DE TRANSMISSÃO DO ALTO URUGUAI S.A.	39.505.609,63
80	Ribeirão Preto Transmissora de Energia S A	39.252.599,75
81	VALE DO SÃO BARTOLOMEU TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	39.133.465,85
82	LINHAS DE ENERGIA DO SERTÃO TRANSMISSORA S.A.	38.218.432,27
83	MGE TRANSMISSÃO S.A.	37.457.589,85
84	Uirapuru Transmissora de Energia S/A	37.145.819,63
85	SUBESTAÇÃO ÁGUA AZUL SPE S.A.	36.774.573,32
86	INTEGRAÇÃO MARANHENSE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	36.416.945,69
87	COMPANHIA TRANSLESTE DE TRANSMISSÃO	35.663.626,63
88	LINHAS DE TAUBATÉ TRANSMISSORA DE ENERGIA SA	34.899.010,91
89	ETC - EMPRESA TRANSMISSORA CAPIXABA S.A.	33.274.283,52
90	Amazônia - Eletronorte Transmissora de Energia S/A	32.205.000,08
91	Lumitrans Companhia Transmissora de Energia Elétrica	31.840.613,01
92	TRANSMISSORA DELMIRO GOUVEIA S/A	31.374.051,73
93	Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A	30.647.640,10
94	COMPANHIA TRANSUDESTE DE TRANSMISSÃO	30.231.364,07
95	RIALMA TRANSMISSORA DE ENERGIA II S/A	29.581.676,63
96	BRASNORTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	28.003.631,09
97	LINHA DE TRANSMISSÃO CORUMBÁ S.A.	27.362.824,77
98	Iracema Transmissora de Energia S.A.	27.351.977,81
99	ARCOVERDE TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	27.317.359,05
100	SE VINEYARDS TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	27.115.547,29
101	POTIGUAR SUL TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	26.445.992,82
102	ARARAQUARA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	25.253.097,58
103	CAIUÁ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	24.132.059,58
104	EDP TRANSMISSÃO S.A.	23.456.261,73
105	SPE SANTA MARIA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	22.654.378,53
106	EVOLTZ VI - CAMPOS NOVOS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	21.846.223,68
107	Transenergia São Paulo S.A.	21.720.662,40
108	EMPRESA DE TRANSMISSÃO SERRANA S.A	21.485.184,44
109	EDP TRANSMISSÃO MA II S.A.	21.243.731,65
110	SÃO MATEUS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	21.227.080,37
111	FRONTEIRA OESTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	20.884.476,85
112	COMPANHIA DE TRANSMISSÃO CENTROESTE DE MINAS	20.798.300,34
113	INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA SUL S.A.	20.114.542,43
114	INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA DE MINAS GERAIS S.A.	20.075.643,54
115	MARUMBI TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	19.873.195,27
116	TRANSMISSORA DE ENERGIA SUL BRASIL S.A.	19.767.009,95
117	ARGO III TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	18.813.773,94
118	EVOLTZ V - LONDRINA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	18.086.459,92
119	LUZIÂNIA-NIQUELÂNDIA TRANSMISSORA S.A	16.618.801,73
120	Marechal Rondon Transmissora de Energia S.A	16.561.160,12

Posição	Empresa	RAP (R\$) Ref.: Jun/20
121	MARIANA TRANSMISSORA DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	16.430.776,94
122	EMPRESA DE TRANSMISSÃO DO ESPÍRITO SANTO S.A. - ETES	15.461.572,71
123	SE NARANDIBA S.A.	15.313.614,48
124	NEOENERGIA ATIBAIA TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	14.878.241,77
125	EVOLTZ VII - FOZ DO IGUAÇU TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	14.702.917,68
126	Pedras Transmissora de Energia S.A	14.684.862,97
127	ENCRUZO NOVO TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	14.680.305,19
128	CPFL TRANSMISSÃO DE ENERGIA MORRO AGUDO LTDA.	14.599.987,83
129	Empresa Santos Dumont de Energia S.A.	14.363.003,72
130	EMPRESA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA DO MATO GROSSO S.A. - ETEM	13.754.802,97
131	NEOENERGIA SOBRAL TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	13.543.193,10
132	EVRECY PARTICIPAÇÕES LTDA.	13.444.605,01
133	TRANSENERGIA GOIÁS S.A.	13.157.015,85
134	LAGOA NOVA TRANSMISSORA DE ENERGIA ELÉTRICA S/A	12.854.068,01
135	COSTA OESTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	12.781.567,51
136	Concessionária de Transmissão de Energia do Brasil S.A	12.778.522,51
137	SERRA DE IBIAPABA TRANSMISSORA DE ENERGIA S A	12.700.660,06
138	CPFL TRANSMISSÃO DE ENERGIA PIRACICABA LTDA.	12.295.143,42
139	INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA ITAPURA S.A.	12.021.586,84
140	ARTEON Z2 ENERGIA S.A.	11.795.001,95
141	EMPRESA DE TRANSMISSÃO DE VÁRZEA GRANDE S.A. - ETVG	11.767.465,05
142	OURILÂNDIA DO NORTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	10.355.729,67
143	GEOGROUP PARANAITA TRANSMISSORA DE ENERGIA SPE S.A.	10.048.367,85
144	PANTANAL TRANSMISSAO S.A.	9.414.950,73
145	TRANSMISSORA PORTO ALEGRENSE DE ENERGIA S/A	9.073.348,99
146	LIGHT ENERGIA S.A	8.960.260,95
147	ARTEON Z1 ENERGIA S.A.	8.020.756,37
148	FIRMINOPOLIS TRANSMISSAO S.A.	7.961.464,55
149	Coqueiros Transmissora de Energia S.A	7.609.326,60
150	EVOLTZ VIII - TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	7.606.808,17
151	SETE LAGOAS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	6.835.794,25
152	TRANSNORTE ENERGIA S.A	6.729.634,91
153	MANTIQUEIRA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	6.685.405,15
154	SÃO GOTARDO TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	5.518.053,58
155	CALDAS NOVAS TRANSMISSÃO S.A.	5.056.041,10
156	BRILHANTE II TRANSMISSORA DE ENERGIA SA	4.566.895,03
157	LAGO AZUL TRANSMISSÃO S.A.	4.354.662,15
<b>TOTAL</b>		<b>31.302.473.754,50</b>

158. 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 2020. 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.

Pág. 45 da Nota Técnica nº 119/2019 – SGT/ANEEL, de 10/07/2020.

159. Os valores das Receitas Anuais Permitidas de concessionárias de transmissão licitadas que entrarão em operação comercial ao longo do período 2020-2021 são apresentados no Anexo IV.

160. Os valores das Receitas Anuais Permitidas das instalações de transmissão licitadas e autorizadas previstas para entrarem em operação comercial ao longo do período 2020-2021 são apresentados no Anexo V.

161. No Anexo VI são apresentados, por contrato de concessão, os valores da Parcela de Ajuste para o período 2020-2021.

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

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

164. 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.

165. 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 9 de junho 2020, bem como as instalações previstas para entrarem em operação durante o ciclo 2020-2021, e a lista dos ativos de conexão associados aos usuários e encargos a serem pagos.

166. 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.

167. 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**

168. 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 e nº 9.784, de 29 de janeiro de 1999; Resoluções Normativas nº 67, de 8 de junho de 2004, nº 68, de 8 de junho de 2004, nº 729, de 28 de junho de 2016, nº 320, 11 de junho de 2008 e nº 443, de 26 de julho de 2011; Contratos de Concessão de Transmissão; Submódulos 9.3 e 10.4 dos Procedimentos de Revisão Tarifária – PRORET, aprovados pela Resolução Normativa ANEEL nº 774, de 27 de junho de 2017.

Pág. 46 da Nota Técnica nº 119/2019 – SGT/ANEEL, de 10/07/2020.

#### **V - DA CONCLUSÃO**

169. 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 2020 a 30 de junho de 2021, conforme os anexos desta Nota Técnica.

#### **VI - DA RECOMENDAÇÃO**

170. 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 2020, conforme Anexos I a IX desta Nota Técnica.

*(Assinado digitalmente)*

**RICHARD LESTER DAMAS PAIXÃO**

Especialista em Regulação

**De acordo:**

*(Assinado digitalmente)*

**DAVI ANTUNES LIMA**

Superintendente de Gestão Tarifária