

Nota Técnica nº 115/2019-SGT/ANEEL

Em 19 de junho de 2019.

Processo: **48500.000378/2019-17**

Assunto: Estabelecimento das Receitas Anuais Permitidas – RAP vinculadas às instalações de transmissão sob responsabilidade de concessionárias de transmissão para o ciclo 2019-2020.

I - DO OBJETIVO

1. Estabelecer os valores das RAP vinculadas 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 2019 a 30 de junho de 2020, 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 de transmissão de energia elétrica, definem, em cláusula contratual específica, as regras de reajuste e revisão suficientes para estabelecer e manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

3. Em 27 de junho de 2017 foi emitida a Resolução Normativa ANEEL nº 774 que aprovou os Submódulos 9.3 e 10.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET os quais definem os procedimentos para o reajuste anual das receitas das concessionárias de transmissão.

4. As RAP das concessionárias de transmissão para o ciclo 2018-2019 foram fixadas por meio da Resolução Homologatória nº 2.408, de 28 de junho de 2018.

5. Em 1º de março de 2019, foi encaminhado à Superintendência de Concessões, Permissões e Autorizações de Transmissão e Distribuição – SCT, o Memorando nº 54/2019-SGT/ANEEL¹ solicitando atualização de informações no SIGET – Sistema de Gestão da Transmissão. Por meio do Memorando nº

¹ SIC nº 48581.000559/2019-00.

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 115/2019 – SGT/ANEEL, de 19/06/2019.

093/2019-SCT/ANEEL², de 20 de maio de 2019, a SCT confirmou o atendimento à solicitação da Superintendência de Gestão Tarifária – SGT.

6. Em 1º de março de 2019, foi encaminhado à Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD o Memorando nº 53/2019-SGT/ANEEL³ solicitando as compensações devido à violação dos limites de continuidade dos pontos de conexão em Demais Instalações de Transmissão – DIT, conforme estabelecido no PRODIST relativas ao ano de 2018. Em resposta, a SRD encaminhou por Memorando nº 0134/2019-SRD/ANEEL⁴, de 13 de maio de 2019, a Nota Técnica nº 0035/2019-SRD/ANEEL, de 13 de maio de 2019.

7. Em 15 de março de 2019, foi encaminhado ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS o Ofício nº 96/2019-SGT/ANEEL⁵ solicitando informações para o reajuste da RAP e o cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST. Em resposta, o ONS encaminhou a carta ONS-0150/DGL/2019⁶, de 7 de junho de 2019.

8. Em 26 de março de 2019, por meio do Despacho nº 861, de 2019, a ANEEL aprovou a variação da RAP das concessionárias de transmissão para o ciclo 2018-2019 decorrente da análise dos Pedidos de Reconsideração interpostos em face da Resolução Homologatória nº 2.408, de 2018, e determinou que os novos valores fossem considerados no reajuste anual das receitas do ciclo 2019-2020.

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.

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.

² SIC nº 48526.003089/2019-00.

³ SIC nº 48581.000558/2019-00.

⁴ SIC nº 48554.001010/2019-00.

⁵ SIC nº 48581.000647/2019-00.

SIC nº 48513.017701/2019-00.



Pág. 3 da Nota Técnica nº 115/2019 – SGT/ANEEL, de 19/06/2019.

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).

III.2 – COMPOSIÇÃO DAS INSTALAÇÕES DAS CONCESSIONÁRIAS DE TRANSMISSÃO

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



Pág. 4 da Nota Técnica nº 115/2019 – SGT/ANEEL, de 19/06/2019.

“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_{RB}, aplicável a todos os usuários do SIN.

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

19. 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.



Pág. 5 da Nota Técnica nº 115/2019 – SGT/ANEEL, de 19/06/2019.

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

20. Para o ciclo 2019-2020, com base na regulamentação vigente, foram realizadas adequações na classificação de algumas instalações de transmissão conforme apresentado na tabela a seguir.

Nome do Módulo	Concessionária	Contrato	Classificação ciclo 2018-2019	Reclassificação ciclo 2019-2020
EL 88 kV SALTO GRANDE ANDIRA C2 ⁷	CTEEP	059/2001	DIT Compartilhada	DIT Exclusiva
EL 88 kV SALTO GRANDE ANDIRA C1 ⁷	CTEEP	059/2001	DIT Compartilhada	DIT Exclusiva
MC 138 kV TR 138/40 kV TR ⁸	CTEEP	059/2001	DIT Compartilhada	DIT Exclusiva
EL 13,8 kV CHAVANTES DIST ⁹	CTEEP	059/2001	DIT Exclusiva	DIT Compartilhada
EL 13,8 kV SINOP DIST ¹⁰	ELETRONORTE	058/2001	DIT Exclusiva	Rede Básica de Fronteira

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

21. A SCT calculou parcela adicional de RAP referente aos reforços autorizados sem estabelecimento prévio de receita implantados nos termos do art. 3º da Resolução Normativa nº 443, de 2011, a serem considerados no reajuste anual da RAP das concessionárias de transmissão, conforme detalhado na Nota Técnica nº 369/2019-SCT/ANEEL¹¹, de 31 de maio de 2019, anexada ao Processo nº 48500.001065/2019-86.

22. Quanto às melhorias autorizadas sem estabelecimento prévio de receita e implantadas nos termos do art. 2º da Resolução Normativa nº 443, de 2011, a SCT, por meio da Nota Técnica nº 0374/2019-SCT/ANEEL¹², de 11 de junho de 2019, encaminhada à SGT por meio do Memorando nº 117/2019-SCT/ANEEL¹³, de 12 de junho de 2019, propôs o estabelecimento de valores provisórios de receita referente a investimentos em melhorias de pequeno porte a serem recebidos pelas transmissoras ao longo do ciclo 2019-2020.

23. Segundo a SCT, tendo em vista a proposta de alteração da metodologia referente ao tratamento dos investimentos em melhorias, que foi apresentada pela ANEEL por meio da Audiência Pública nº 041/2017 e devido aos motivos elencados na Nota Técnica nº 0374/2019-SCT/ANEEL, a SCT optou por não proceder ao cálculo definitivo da receita das melhorias de pequeno porte para o ciclo 2019-2020.

24. No entanto, dada a proximidade do reajuste da RAP, a SCT entendeu ser necessária a proposição de alternativa ao cálculo da receita de melhorias, caso não seja viável a deliberação em tempo hábil da Audiência Pública nº 041/2017.

⁷ SIC nº 48513.016494/2019-00.

⁸ SIC nº 48513.016937/2019-00.

⁹ SIC nº 48513.017125/2019-00.

¹⁰ SIC nº 48552.000498/2019-00.

¹¹ SIC nº 48526.003457/2019-00.

¹² SIC nº 48526.003562/2019-00.

¹³ SIC nº 48526.003563/2019-00.



Pág. 6 da Nota Técnica nº 115/2019 – SGT/ANEEL, de 19/06/2019.

25. Isto posto, por meio da Nota Técnica nº 0374/2019-SCT/ANEEL, a SCT encaminhou proposta de homologar, em caráter provisório e em conformidade com a proposta apresentada na referida Audiência Pública, valores de anuidades a serem recebidos pelas transmissoras prorrogadas ao longo do ciclo 2019-2020 referente aos investimentos em melhorias de pequeno porte.

26. Os valores a serem reconhecidos, conforme proposto pela SCT, tratam-se de um financeiro referente ao ciclo 2018-2019 e um adiantamento para o ciclo 2019-2020. Dessa forma, permite-se a cobertura dos investimentos realizados pelas transmissoras em melhorias ao longo do ciclo 2018-2019, bem como a antecipação do recebimento da parcela de RAP relativa aos investimentos a serem realizados a partir do ciclo 2019-2020, conforme tabela a seguir.

Concessionária	Contrato	Componente Financeiro referente às Melhorias (R\$) Ciclo 2018-2019 (1) Ref.: Jun/19	Adiantamento da RAP referente às Melhorias (R\$) Ciclo 2019-2020 Ref.: Jun/19
CEEE-GT	055/2001	1.292.787,23	1.292.787,23
CELG-GT	063/2001	162.540,35	162.540,35
CEMIG-GT	006/1997	3.287.929,44	3.287.929,44
CHESF	061/2001	18.510.108,26	18.510.108,26
COPEL-GT	060/2001	628.412,37	628.412,37
CTEEP	059/2001	10.806.751,53	10.806.751,53
ELETRONORTE	058/2001	4.623.698,79	4.623.698,79
ELETROSUL	057/2001	3.880.366,38	3.880.366,38
FURNAS	062/2001	27.817.409,17	27.817.409,17
Total		71.010.003,54	71.010.003,54

(1) Esse valor será totalmente compensado ao longo do ciclo 2019-2020.

Fonte: Nota Técnica nº 0374/2019-SCT/ANEEL, de 11/6/2019.

27. Os valores definitivos serão estabelecidos no reajuste subsequente à deliberação, pela Diretoria da ANEEL, da proposta colocada para apreciação na Audiência Pública nº 041/2017. Eventuais ajustes financeiros necessários também serão realizados no reajuste da RAP subsequente.

28. Destaca-se que como os valores de receita das melhorias estabelecidos pela SCT não estão associados a nenhuma instalação específica, eles foram considerados na RAP das concessionárias correspondentes por meio de um componente financeiro.

29. Finalmente, a aprovação e homologação dos valores adicionais de RAP referentes aos reforços de pequeno porte, objeto do Processo nº 48500.001065/2019-86, será deliberada na 22ª Reunião Pública Ordinária – RPO da Diretoria da ANEEL de 2019, prevista para ocorrer no dia 25 de junho de 2019. Contudo, tais valores já estão sendo considerados na RAP apresentada nesta Nota Técnica.

III.3 – RECEITA ANUAL PERMITIDA PARA O PERÍODO 2019-2020

III.3.1 – Reajuste da RAP

0. A RAP das concessionárias para prestação do serviço público de transmissão de energia



Pág. 7 da Nota Técnica nº 115/2019 – SGT/ANEEL, de 19/06/2019.

elétrica para o período anual i , de 1º de julho do presente ano a 30 de junho do ano subsequente, é estabelecida a partir da soma das parcelas de receita referentes às instalações de Rede Básica e Demais Instalações de Transmissão em operação comercial no período anual $i-1$ atualizadas pelo índice de variação da inflação (IVI_{i-1}).

31. Os Contratos de Concessão determinam o índice a ser utilizado quando do reajuste anual das receitas, 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. 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 $i-2$. Para o primeiro reajuste da concessionária de transmissão deve ser observado o disposto nos respectivos Contratos de Concessão.

32. Os valores de IVI para o ciclo 2019-2020 são 1,07642904056693 e 1,04658258542784, respectivamente para os contratos reajustados pelo IGP-M e IPCA.

33. Considerando as instalações em operação comercial no início do ciclo 2019-2020 as concessões reajustadas pelo IGP-M correspondem a 14,41% da RAP total e as reajustadas pelo IPCA correspondem a 85,59%.

34. No Anexo I desta Nota Técnica são apresentados os valores consolidados da RAP, por contrato de concessão, para o ciclo 2019-2020. 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.

35. As concessionárias cujos contratos de concessão que não incluem na RAP os valores referentes ao PIS/Pasep e Cofins são listados no Anexo IX. Para essas concessionárias, o valor referente a este dispêndio será incluído pelo ONS em suas RAP nos Avisos de Crédito – AVC e Avisos de Débito – AVD correspondentes, ou diretamente pela transmissora na fatura dos encargos de conexão, conforme seu regime de tributação informado pela transmissora ao ONS e à ANEEL e da seguinte forma, sendo o valor líquido a RAP líquida de PIS/Pasep e Cofins.

36. Para as concessionárias obrigadas a recolher RGR, o PIS/Cofins será incluído conforme expressão a seguir:

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

37. Para as concessionárias desobrigadas a recolher RGR, o PIS/Cofins será incluído conforme expressão a seguir:

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

38. Ressalta-se que para o cálculo das receitas foram consideradas informações constantes do SIGET em 14 de junho de 2019.



Pág. 8 da Nota Técnica nº 115/2019 – SGT/ANEEL, de 19/06/2019.

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

39. Os contratos de concessão de transmissão licitados entre 1999 e 2006 preveem a redução de 50% da RAP a partir do 16º (décimo sexto) ano de operação comercial das instalações, conforme consta em subcláusula específica da cláusula sexta dos referidos contratos, conforme transcrito a seguir:

“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”.

40. Os contratos de concessão de transmissão que possuem a subcláusula acima e, portanto, sujeitos a redução da RAP estão listados na tabela a seguir:

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
LUMITRANS	007/2004
AETE	008/2004
TRANSLESTE	009/2004
ITE	001/2005
Uirapuru	002/2005

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
ATE V	009/2007
CHESF	010/2007
ATE VI	011/2007
CHESF	012/2007
ATE VII	013/2007

41. Os contratos de concessão que possuem instalações de transmissão cuja entrada em operação comercial completará 15 anos ao longo do ciclo 2019-2020 estão listados na tabela a seguir:



Pág. 9 da Nota Técnica nº 115/2019 – SGT/ANEEL, de 19/06/2019.

Concessionária	Contrato
CEEE-GT	080/2002
ETAU	082/2002
ERTE	083/2002
CPTe	084/2002
ENTE	085/2002
TAESA	087/2002
IEJAPI	143/2001
TAESA	081/2002

42. No levantamento das datas de entrada em operação comercial das instalações foram utilizadas informações encaminhadas pelo ONS por meio da Carta nº 0374/100/2016¹⁴, de 17 de março de 2016, informações constantes no SIGET e no Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN – SINDAT. A planilha contendo a data de entrada em operação comercial das instalações associadas aos contratos de concessão que sofrerão redução da RAP encontra-se anexa ao processo.

43. Dado que os contratos de concessão possuem instalações cuja parcela de RAP associada será reduzida em 50% em datas distintas ao longo do ciclo 2019-2020, e conforme disciplinado no Submódulo 9.3 do PRORET, foi calculada uma RAP equivalente a ser recebida pelas concessionárias ao longo do ciclo 2019-2020 considerando os valores *pro rata* das parcelas de RAP sem redução de 1/7/2019 até a data de fim do 15º ano de operação comercial das instalações, e 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 30/6/2020, conforme tabela a seguir:

Concessionária	Contrato	RAP Equivalente para o ciclo 2019-2020 (R\$) Ref.: Jun-19
CEEE-GT	080/2002	25.453.564,03
ETAU	082/2002	40.223.303,79
ERTE	083/2002	26.913.154,93
CPTe	084/2002	67.942.574,54
ENTE	085/2002	204.010.213,26
TAESA	087/2002	13.984.014,80
IEJAPI	143/2001	17.341.662,11
TAESA	081/2002	46.128.522,41

44. Ressaltamos que para ciclo 2020-2021, será estabelecida uma nova receita contemplando a redução plena das parcelas de RAP associadas aos contratos mencionados, com exceção dos contratos que ainda possuem parte das instalações cuja redução de 50% da parcela de RAP se dará apenas ao longo do ciclo 2020-2021. A planilha contendo o detalhamento do cálculo encontra-se anexa a esta Nota Técnica.

45. Além disso, alguns contratos de concessão já tiveram parte da receita reduzida no ciclo 2018-2019, conforme consta na Nota Técnica nº 144/2018-SGT/ANEEL¹⁵, de 21/6/2018, e terão, no ciclo

¹⁴ SIC nº 48513.006775/2016-00.

¹⁵ SIC nº 48581.001289/2018-00.



Pág. 10 da Nota Técnica nº 115/2019 – SGT/ANEEL, de 19/06/2019.

2019-2020, 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 a seguir:

Concessionária	Contrato	RAP para o ciclo 2019-2020 com redução plena de 50% (R\$) Ref.: Jun-19
TAESA	001/2002	4.990.792,94
TAESA	002/2002	85.902.642,17
COPEL-GT	075/2001	10.898.355,76
ETIM	086/2002	45.488.115,88
TAESA	095/2000	291.645.842,65

III.3.3 – Revisão periódica da RAP das concessionárias de transmissão licitadas e da Amazonas-GT

46. Por meio da Resolução Homologatória nº 2.556, de 11 de junho de 2019, foi aprovado o resultado da revisão periódica da RAP ofertada das concessionárias de transmissão licitadas listadas na tabela a seguir e os novos valores de receita foram considerados para o ciclo 2019-2020.

Concessionária	Contrato
TMT - Triângulo Mineiro Transmissora S.A	004/2013
SÃO JOÃO - TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	008/2013
POTIGUAR - POTIGUAR SUL TRANSMISSAO DE ENERGIA S.A.	011/2013
VSB - VALE DO SÃO BARTOLOMEU TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	014/2013
SÃO PEDRO - SÃO PEDRO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	015/2013
PANTANAL - PANTANAL TRANSMISSAO S.A.	018/2013
GENEBRA - MATA DE SANTA GENEBRA TRANSMISSÃO S.A	001/2014
AZUL - LAGO AZUL TRANSMISSÃO S.A.	003/2014
COPEL-GT - Copel Geração e Transmissão S.A.	005/2014
FOTE - FRONTEIRA OESTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	007/2014
ELETROSUL - ELETROSUL CENTRAIS ELETRICAS S/A	008/2014
Rondon - Marechal Rondon Transmissora de Energia S.A	010/2014
MARIANA - Mariana Transmissora de energia S.A.	011/2014
BMTE - BELO MONTE TRANSMISSORA DE ENERGIA SPE S.A	014/2014
Xingu - Linhas de Xingu Transmissora de Energia Ltda.	008/2008
Macapá - Linhas de Macapá Transmissora de Energia Ltda.	009/2008
Manaus TR - Manaus Transmissora de Energia S.A.	010/2008
EBTE - Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A.	011/2008
IE Pinheiros - Interligação Elétrica Pinheiros S.A.	012/2008
IESUL - Interligação Elétrica Sul S.A.	013/2008
CHESF - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	014/2008
IE Pinheiros - Interligação Elétrica Pinheiros S.A.	015/2008
IESUL - Interligação Elétrica Sul S.A.	016/2008
PEDRAS - Pedras Transmissora de Energia S.A	017/2008
IE Pinheiros - Interligação Elétrica Pinheiros S.A.	018/2008
Coqueiros - Coqueiros Transmissora de Energia S.A	019/2008
ELETRONORTE - Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.	001/2009
ELETRONORTE - Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.	002/2009
FURNAS - Furnas Centrais Elétricas S.A.	003/2009
Narandiba - SE Narandiba S.A.	004/2009
ELETROSUL - ELETROSUL CENTRAIS ELETRICAS S/A	005/2009
CHESF - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	006/2009
ITATIM - Linhas de Transmissão do Itatim S.A	007/2009



Pág. 11 da Nota Técnica nº 115/2019 – SGT/ANEEL, de 19/06/2019.

Concessionária	Contrato
BRILHANTE - Brilhante Transmissora de Energia S.A.	008/2009
TER - Transenergia Renovável S.A.	009/2009
ELETRONORTE - Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.	010/2009
CATXERÊ - Catxerê Transmissora de Energia S.A.	011/2009
ELETRONORTE - Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.	012/2009
IEMADEIRA - Interligação Elétrica do Madeira S.A.	013/2009
ARARAQUARA - Araraquara Transmissora de Energia S.A.	014/2009
IEMADEIRA - Interligação Elétrica do Madeira S.A.	015/2009
NORTEBRASIL - Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	016/2009

47. Por meio da Resolução Homologatória nº 2.558, de 18 de junho de 2019, foi aprovado o resultado provisório da revisão periódica da RAP da Amazonas-GT e os novos valores de receita também foram considerados para o ciclo 2019-2020.

48. Destaca-se que, em conformidade com o submódulo 9.2 do PRORET, as parcelas de receita dos reforços e melhorias autorizados dos contratos de concessão de transmissão listados na tabela anterior também estavam previstas para serem revisadas em 2019. No entanto, conforme detalhado no item III.3.4 desta Nota Técnica, a revisão foi postergada.

49. Sendo assim, para as parcelas de RAP dos reforços e melhorias autorizados foi aplicado, de forma provisória, apenas o reajuste pelo IPCA. Após a conclusão das discussões em andamento, conforme mencionado no item III.3.4 desta Nota Técnica, a ANEEL calculará e aplicará a revisão periódica da RAP desses contratos de concessão de forma definitiva e retroativa à 1º de julho de 2019 com os eventuais ajustes financeiros devidos.

III.3.4 – Revisão periódica da RAP das concessionárias de transmissão que possuem revisão sobre a base completa e revisão periódica da RAP associada a reforços e melhorias autorizados

50. Além dos contratos de concessão de transmissão listados na tabela anterior, a receita dos contratos listados na tabela a seguir também estavam previstas para serem revisadas em 2019.

Concessionária	Contrato	Tipo da Revisão
TAESA - Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A	040/2000	Revisão sobre as receitas da base incremental (Reforços e Melhorias) Submódulo 9.2 do PRORET
CEMIG-GT - CEMIG Geração e Transmissão S.A	079/2000	
ECTE - Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A	088/2000	
TAESA - Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A	095/2000	
ETEE - Expansion Transmissão de Energia Elétrica S/A	096/2000	
TAESA - Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A	097/2000	
FURNAS - Furnas Centrais Elétricas S.A.	034/2001	
EATE - Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A	042/2001	
ETEP - Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A	043/2001	
COPEL-GT - Copel Geração e Transmissão S.A.	075/2001	
IEJAPI - Interligação Elétrica Serra do Japi S.A.	143/2001	
TAESA - Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A	001/2002	
TAESA - Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A	002/2002	
CEEE-GT - Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica	080/2002	
TAESA - Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A	081/2002	
ETAUSA - Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A	082/2002	
ERTE - Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A	083/2002	
CPTE - Cachoeira Paulista Transmissora de Energia S.A.	084/2002	
ENTE - Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A	085/2002	



Pág. 12 da Nota Técnica nº 115/2019 – SGT/ANEEL, de 19/06/2019.

Concessionária	Contrato	Tipo da Revisão
ETIM - Expansion Transmissão Itumbiara Marimbondo S/A	086/2002	Revisão sobre as receitas da base completa Submódulo 9.1 do PRORET
TAESA - Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A	087/2002	
TAESA - Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A	003/2004	
ELETROSUL - ELETROSUL CENTRAIS ELETRICAS S/A	004/2004	
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A	005/2004	
TAESA - Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A	006/2004	
LUMITRANS - Lumitrans Companhia Transmissora de Energia Elétrica	007/2004	
AETE - Amazônia - Eletronorte Transmissora de Energia S/A	008/2004	
TRANSLESTE - Companhia Transleste de Transmissão	009/2004	
ITE - Itumbiara Transmissora de Energia S.A.	001/2005	
Uirapuru - Uirapuru Transmissora de Energia S/A	002/2005	
VCTE - Vila do Conde Transmissora de Energia S.A.	003/2005	
Centroeste - Companhia de Transmissão Centroeste de Minas	004/2005	
Transudeste - Companhia Transudeste de Transmissão	005/2005	
FURNAS - Furnas Centrais Elétricas S.A.	006/2005	
CHESF - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	007/2005	
CHESF - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	008/2005	
PPTE - Porto Primavera Transmissora de Energia S/A	009/2005	
ELETROSUL - ELETROSUL CENTRAIS ELETRICAS S/A	010/2005	
TAESA - Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A	011/2005	
Transirapé - Companhia Transirapé de Transmissão	012/2005	
ATE III - ATE III Transmissora de Energia S.A	001/2006	
INTESA - Integração Transmissora de Energia S.A	002/2006	
SMTE - Serra da Mesa Transmissora de Energia S.A.	003/2006	
LTT - LT Triângulo S.A	004/2006	
ELETROSUL - ELETROSUL CENTRAIS ELETRICAS S/A	005/2006	
STC - Sistema de Transmissão Catarinense S.A	006/2006	
FURNAS - Furnas Centrais Elétricas S.A.	007/2006	
ATE VII - FOZ DO IGUAÇU TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	013/2007	
IENTE - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA NORTE E NORDESTE S/A	001/2008	
Iracema - Iracema Transmissora de Energia S.A.	002/2008	
Brasnorte - BRASNORTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	003/2008	
COPEL-GT - Copel Geração e Transmissão S.A.	006/2008	
ELETRONORTE - Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.	007/2008	
TSLE - TRANSMISSORA SUL LITORÂNEA DE ENERGIA S.A.	020/2012	
COPEL-GT - Copel Geração e Transmissão S.A.	002/2013	
PARANAÍBA - PARANAÍBA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	007/2013	
ENEL CIEN - ENEL CIEN - S.A	PRT 210/2011	
ENEL CIEN - ENEL CIEN - S.A	PRT 211/2011	
ELETROSUL - ELETROSUL CENTRAIS ELETRICAS S/A	PRT 624/2014	
CEMIG-GT - CEMIG Geração e Transmissão S.A	006/1997	
CEEE-GT - Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica	055/2001	
ELETROSUL - ELETROSUL CENTRAIS ELETRICAS S/A	057/2001	
ELETRONORTE - Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.	058/2001	
CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista	059/2001	
COPEL-GT - Copel Geração e Transmissão S.A.	060/2001	
CHESF - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	061/2001	
FURNAS - Furnas Centrais Elétricas S.A.	062/2001	
CELG G&T - Celg Geração e Transmissão S.A	063/2001	

51. 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 e, previstos nos Anexos dos submódulos 9.1 e 9.2 do PRORET. Esses documentos são necessários para se definir a Base de Remuneração Regulatória – BRR



Pág. 13 da Nota Técnica nº 115/2019 – SGT/ANEEL, de 19/06/2019.

a ser considerada nos processos de revisão das transmissoras.

52. Além disso, no caso das concessionárias de transmissão que tiveram seus contratos de concessão prorrogados nos termos da Lei nº 12.783, de 2013, os valores dos custos operacionais eficientes a serem reconhecidos no processo de revisão da RAP dessas transmissoras ainda se encontram em discussão na Audiência Pública nº 041/2017, cujo resultado ainda não foi deliberado pela Diretoria da ANEEL.

53. Finalmente, a taxa regulatória de remuneração do capital do segmento de transmissão de energia elétrica, também conhecido como $WACC^{16}$, a ser considerado nos processos de revisão que ocorreriam em 2019 também se encontra em discussão na Audiência Pública nº 9/2019, cujo resultado também ainda não foi deliberado pela Diretoria da ANEEL.

54. Isto posto, diante da impossibilidade de se processar a revisão periódica da RAP das transmissoras elencadas na tabela anterior, 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.

55. Após a conclusão das discussões ora em andamento, a ANEEL calculará e aplicará a revisão periódica da RAP desses contratos de concessão de forma definitiva com os eventuais ajustes financeiros devidos.

III.3.5 – Previsão de RAP para novas obras

56. 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 2019 e 30 de junho de 2020, totalizou R\$ 2.549.384.882,90, conforme apresentado na tabela a seguir.

Previsão – <i>Pro rata tempore</i> (R\$)				
	Licitadas	Autorizadas	Melhorias	TOTAL
Rede Básica	2.190.369.335,55	131.008.023,90	146.302,95	2.321.523.662,40
Rede Básica de Fronteira	96.761.985,44	49.047.382,00	383.950,66	146.193.318,10
DIT compartilhada	0,00	22.435.957,99	0,00	22.435.957,99
DIT de uso exclusivo	26.369.438,05	29.735.768,24	3.126.738,12	59.231.944,41
TOTAL	2.313.500.759,04	232.227.132,13	3.656.991,73	2.549.384.882,90

57. No anexo V desta Nota Técnica é apresentada a lista das instalações previstas para entrarem em operação comercial durante o ciclo 2019-2020 e suas respectivas parcelas de RAP. Ressalta-se que para o cálculo das receitas foram consideradas informações constantes do SIGET em 14 de junho de 2019.

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

58. A Resolução Autorizativa ANEEL nº 800, de 30 de janeiro de 2007, estabeleceu valores da



¹⁶ *Weighted Average Cost of Capital*

Pág. 14 da Nota Técnica nº 115/2019 – SGT/ANEEL, de 19/06/2019.

RAP devidas a CTEEP e a PPTe pelo ressarcimento dos custos dos serviços de operação e manutenção prestados pela CESP em equipamentos de propriedade desta e que são 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. Estes custos devidos pela CTEEP e PPTe são estabelecidos nos arts. 1º e 2º da referida resolução autorizativa.

59. Além disso, de acordo com a Nota Técnica nº 38/2019-SGT/ANEEL¹⁷, de 13/3/2019, devido à correção de erro material, o valor a ser repassado à CESP pelas transmissoras CTEEP e PPTe, referente à Resolução Autorizativa ANEEL nº 800, de 2007, para o ciclo 2018-2019, foi alterado de R\$ 1.247.200,02 para R\$ 1.229.810,51, a preços de junho de 2018.

60. Conforme informado na referida Nota Técnica a diferença financeira de R\$ (-) 17.389,51, a preços de junho de 2018, devido à correção mencionada, deverá ser considerada no cálculo do montante a ser repassado à CESP pelas transmissoras durante o ciclo 2019-2020.

61. Isto posto, durante o ciclo 2019-2020 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), o valor de R\$ 1.305.085,17, já atualizado pelo IGP-M para preços de junho de 2019. Tal valor já considera a diferença financeira apurada na Nota Técnica nº 38/2019-SGT/ANEEL.

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

62. Os valores dos encargos de conexão 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 de serviço de transmissão nºs 007/2009, 008/2009, 009/2009, 019/2010, 020/2010, 021/2010, 008/2011, 009/2011, 010/2011, 018/2012 e 019/2012 são apresentados no Anexo VII. Os valores foram estabelecidos conforme apresentado na Nota Técnica nº 114/2019-SGT/ANEEL, de 19 de junho de 2019.

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

63. A arrecadação e as necessidades de receita são variáveis ao longo do ciclo tarifário em função, por exemplo, das novas instalações – e respectivas receitas – que entram em operação comercial, além da dinâmica própria de contratação do uso da rede pelos usuários. Como as tarifas de transmissão permanecem fixas por um ano, foi necessária a criação de um mecanismo para fazer frente ao superávit ou déficit de arrecadação que ocorre ao longo do período, pois não existe uma 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.

64. Dessa forma, a 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*).



Pág. 15 da Nota Técnica nº 115/2019 – SGT/ANEEL, de 19/06/2019.

65. A forma de atualização monetária da PA adotado para cada transmissora está de acordo com o que consta em seu contrato de concessão ou ato de equiparação e o que consta no Submódulo 9.3 do PRORET.

66. O Anexo VI desta Nota Técnica traz os valores da PA para o período 2019-2020 por contrato de concessão, um resumo desses valores é apresentado na tabela a seguir.

Tipo	Rede Básica (R\$)	Rede Básica de Fronteira (R\$)	DIT Compartilhada (R\$)	DIT de Uso Exclusivo (R\$)	TOTAL (R\$)
PA Outros Ajustes	-89.604.235,92	-7.329.066,68	-1.005.086,43	4.337.359,04	-93.601.029,99
PA Apuração	-632.451.180,76	-132.513.768,37	-29.729.351,83	0,00	-794.694.300,96
PA Autorizadas sem RAP Prévia	3.108.269,89	156.752,28	1.080.392,39	8.170.796,43	12.516.210,99
PA Qualidade DIT	0,00	0,00	0,00	-2.789.079,12	-2.789.079,12
PA Revisão	-1.945.977,44	249.267,93	-646,60	329.177,91	-1.368.178,20
Financeiro Melhorias ⁽¹⁾	142.020.007,04	0,00	0,00	0,00	142.020.007,04
TOTAL	-578.873.117,19	-139.436.814,84	-29.654.692,47	10.048.254,26	-737.916.370,24

(1) Conforme Nota Técnica nº 0374/2019-SCT/ANEEL, de 11/6/2019.

67. Ressalta-se que estes valores já contemplam as alterações apresentadas na Nota Técnica nº 38/2019-SGT/ANEEL, que apresenta o resultado e os efeitos financeiros da análise dos Pedidos de Reconsideração interpostos em face da Resolução Homologatória nº 2.408, de 2018, conforme determina o Despacho nº 861, de 2019.

III.4.1 – PA Apuração

68. 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

69. 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*).

70. As PA Instalações Autorizadas sem RAP prévia para o ciclo 2019-2020 foram calculadas considerando as obras que tiveram a parcela de RAP estabelecida pela SCT conforme consta na Nota Técnica nº 352/2019-SCT/ANEEL, anexada ao Processo nº 48500.001065/2019-86, que está previsto para ser deliberado na 22ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da ANEEL de 2019, do dia 25 de junho de 2019.



Pág. 16 da Nota Técnica nº 115/2019 – SGT/ANEEL, de 19/06/2019.

III.4.3 – PA Revisão

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

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

72. Conforme estabelece art. 3º, § 5º da Resolução Normativa nº 443, de 2011, alterada pela Resolução Normativa 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.

73. Sendo assim, para aquelas transmissoras que tiveram parcelas de receita de reforços e melhorias revisadas nesse ciclo e em ciclos anteriores, foi calculada uma PA de acordo com o regulamento mencionado, conforme tabela abaixo. As planilhas de cálculo encontram-se anexas ao processo.

74. Cabe esclarecer que a parcela de ajuste total calculada foi dividida em parcelas iguais que serão aplicadas até o próximo processo de revisão periódica da RAP dessas concessionárias, conforme consta na Resolução Normativa nº 443, de 2011.

Concessionária	Contrato	PA a ser aplicada no ciclo 2019-2020 (R\$) Ref.: Jun-19
JTE	001/2007	-316,79
COSTA OESTE	001/2012	15.468,02
ETSE	006/2012	31.780,97
SPTTE	007/2007	-797.902,44
ETN	008/2011	-1.340.760,94
Marumbi	008/2012	-75.428,80
CHESF	010/2007	282.307,06
CHESF	010/2011	-81.106,17
LUZIÂNIA-NIQUELÂNDIA	010/2012	226.797,91
TP NORTE	012/2012	227.838,16
ELETRONORTE	014/2012	11.601,47
EVRECY	020/2008	-579.675,83
AMAZONAS-GT	PRT 706/2016	14.497,27

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

III.4.4 – Parcela Variável

76. A Parcela Variável – PV é o desconto, previsto em contrato e na Resolução Normativa nº 729, de 2016, na RAP das transmissoras em função da indisponibilidade ou restrição operativa das instalações integrantes da Rede Básica sob sua responsabilidade. O desconto por atraso na entrada em operação é um incentivo previsto na Resolução Normativa nº 729, de 2016 para inibir atrasos na entrada em operação de obras sob responsabilidade de transmissoras. Durante o período de junho de 2018 a maio



Pág. 17 da Nota Técnica nº 115/2019 – SGT/ANEEL, de 19/06/2019.

de 2019 foi descontado da receita das transmissoras os valores apresentados na tabela a seguir.

Concessionárias	Parcela variável descontada (R\$)
NÃO LICITADAS	944.838,33
NÃO LICITADAS PRORROGADAS	279.872.526,50
LICITADAS	201.873.661,76
INTERLIGAÇÕES INTERNACIONAIS	1.553.286,83
TOTAL	484.244.313,41
Concessionárias	Atraso de entrada em operação descontado (R\$)
NÃO LICITADAS	-
NÃO LICITADAS PRORROGADAS	1.601.706,75
LICITADAS	19.554.088,52
INTERLIGAÇÕES INTERNACIONAIS	-
TOTAL	21.155.795,27
TOTAL GERAL	505.400.108,68

Fonte: CARTA ONS 0453/DTA/2019 - SIC nº 48513.019195/2019-00.

77. Assim, o valor líquido referente à redução de receita devido à aplicação da Resolução Normativa nº 729, de 2016 é R\$ 505.400.108,68.

III.4.5 – PA Qualidade DIT

78. 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.

79. A SRD, por meio do Nota Técnica nº 0035/2019-SRD/ANEEL, apresentou as informações do ano de 2018 relativas à apuração e compensação dos indicadores de continuidade dos pontos de conexão em DIT, conforme estabelecido pelo Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica do PRODIST.

80. A SGT, utilizando as informações apresentadas pela SRD, calculou as PA Qualidade DIT que devem ser aplicadas no ciclo 2019-2020, por transmissora, relativa ao período de operação do ano de 2018, conforme tabela a seguir.

Concessionária	Contrato	Distribuidora	PA Qualidade DIT (R\$) Ref.: Jun/2019
CHESF	061/2001	COELBA	-132.441,35
		CELPE	-18.120,00
		ENEL CE	-38.636,28
		COSERN	-10.553,93
		EPB	-6.414,44
		CEPISA	-8.094,86
CTEEP	059/2001	ELEKTRO	-722.909,28
		CPFL-PAULISTA	-1.038,96
		ELETROPAULO	-36.543,86



Pág. 18 da Nota Técnica nº 115/2019 – SGT/ANEEL, de 19/06/2019.

Concessionária	Contrato	Distribuidora	PA Qualidade DIT (R\$) Ref.: Jun/2019
ELETRONORTE	058/2001	EMT	-186.166,58
FURNAS	062/2001	CEMIG-D	-55.498,39
		EDP ES	-9.967,74
CEMIG-GT	006/1997	CEMIG-D	-159.547,11
CEEE-GT	055/2001	CEEE-D	-654.876,32
		HIDROPAN	-2.464,81
		COPREL	-1.181,51
		RGE SUL	-553.709,00
ETES	006/2007	EDP ES	-190.914,70

III.4.6 – PA Outros Ajustes

81. 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 2018-2019 após análise dos Pedidos de Reconsideração interpostos contra a Resolução Homologatória nº 2.408, de 2018, em encargos de conexão

82. As alterações nos valores dos encargos de conexão decorrentes da análise dos Pedidos de Reconsideração interpostos em face da Resolução Homologatória nº 2.408, de 2018, terão seus efeitos financeiros considerados em forma de PA a ser contabilizada ao longo do ciclo 2019-2020, conforme estabelecido pelo Despacho ANEEL nº 861, de 2019.

83. Dessa forma, quanto a essas alterações nos valores dos encargos de conexão, foram estabelecidas: (i) PA a ser contabilizada no ciclo 2019-2020 referente à diferença entre as parcelas de ajuste do ciclo 2018-2019 antes e após os Pedidos de Reconsideração e (ii) PA a ser contabilizada no ciclo 2019-2020 referente à diferença de RAP devida no ciclo 2018-2019 antes e após os Pedidos de Reconsideração. Ambas as parcelas de ajuste foram incluídas na PA Outros Ajustes.

III.4.6.2 – Passivo Financeiro pela Suspensão do Pagamento Base

84. A Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade – SFE informou por meio do Memorando nº 273/2018-SFE/ANEEL¹⁸, de 27/07/2018, sobre a suspensão de Pagamentos Base da Cemig-GT, apresentando as Funções Transmissão – FT e os períodos durante o qual deveriam ter sido suspensos os pagamentos dessas FT.

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



¹⁸ SIC nº 48534.003030/2018-00.

Pág. 19 da Nota Técnica nº 115/2019 – SGT/ANEEL, de 19/06/2019.

86. Dessa forma, a SGT apresenta na tabela a seguir os valores a serem devolvidos pela concessionária de transmissão durante o ciclo 2019-2020 referente à suspensão dos pagamentos base informada pela SFE.

Concessionária	Contrato de concessão	Grupo pagador	Valores a serem devolvidos (R\$) - Ref.: jun/2019
Cemig-GT	006/1997	Rede Básica	1.836.316,05
		LAFAIETE-345/138 kV	178.864,17
		IPATINGA 1-230/161 kV	121.734,26

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

III.4.6.3 – Equipamentos substituídos ou desativados ao longo do ciclo 2018-2019

88. Conforme consta no Submódulo 9.7 do PRORET, o equipamento substituído e sem possibilidade de reutilização ou o equipamento desativado terá a receita a ele associada cancelada na data da retirada de operação.

89. 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.

90. Além disso, foi calculada uma PA a ser devolvida pelas concessionárias a partir da data de retirada de operação do equipamento até 30/6/2019 devido ao cancelamento da parcela de RAP correspondente.

91. A tabela abaixo apresenta os módulos que se enquadram nessa situação, a parcela de RAP total que foi cancelada, a preços de junho de 2018 e a PA associada, a preços de junho de 2019.

Módulo	Concessionária	Contrato	Ato Autorizativo da Substituição ou Desativação	Parcela de RAP Cancelada (R\$) Ref.: Jun-2018	PA (R\$) Ref.: Jun-2019
TR 230/69 kV GARIBALDI 1 TR2 RS	CEEE-GT	055/2001	REA 6.058/2016	310.219,88	-109.189,86
TR 230/69 kV PLANALTO TR2 GO	CELG-GT	063/2001	REA 5.444/2015	130.024,27	-17.558,86
RTL 500 kV 90,6 Mvar NEVES 1 RT12 MG	CEMIG-GT	006/1997	REA 7.496/2018	373.400,43	-119.759,57
TR 230/69 kV SR.BONFIM II TR2 BA	CHESF	061/2001	REA 6.059/2016	144.840,28	-140.177,52
MC 69 kV TR 230/69 kV SR.BONFIM II TR2 BA	CHESF	061/2001	REA 6.059/2016	49.041,05	-47.462,30
TT 69/0 kV PAU FERRO TA1 PE	CHESF	061/2001	REA 6.108/2016	69.193,07	-46.668,26
IB 500 kV MG 500 kV P. AFONSO IV MG1 BA IB1	CHESF	061/2001	REA 5.745/2016	344.084,24	-108.420,99
IB 500 kV MG 500 kV US. L.GONZAGA MG1 PE IB4	CHESF	061/2001	REA 5.745/2016	345.041,55	-108.722,64
EL 138 kV SANTA CRUZ II LT 138 kV C.GRANDE II /SANTA CRUZ II C-1 PB/RN	CHESF	061/2001	REA 4.576/2014	91.120,68	-40.760,98
EL 138 kV SANTA CRUZ II LT 138 kV CUR.NOVOS II /SANTA CRUZ II C-1 RN	CHESF	061/2001	REA 4.576/2014	91.120,68	-40.760,98
EL 138 kV SANTA CRUZ II LT 138 kV PARAISO /SANTA CRUZ II C-1 RN	CHESF	061/2001	REA 4.576/2014	233.196,10	-104.315,53



Pág. 20 da Nota Técnica nº 115/2019 – SGT/ANEEL, de 19/06/2019.

Módulo	Concessionária	Contrato	Ato Autorizativo da Substituição ou Desativação	Parcela de RAP Cancelada (R\$) Ref.: Jun-2018	PA (R\$) Ref.: Jun-2019
EL 69 kV SANTA CRUZ II TANGARA	CHESF	061/2001	REA 4.576/2014	76.664,93	-34.294,50
EL 69 kV SANTA CRUZ II CUITE	CHESF	061/2001	REA 4.576/2014	57.332,57	-25.646,56
IB 69 kV MG 138 kV SANTA CRUZ II MG1 RN IB1	CHESF	061/2001	REA 4.576/2014	32.961,17	-14.744,51
TT 88/0 kV ANHANGUERA SP TR-AT1 SP	CTEEP	059/2001	REA 6.234/2017	58.480,61	-72.085,64
TR 500/440 kV AGUA VERMELHA TR4 SP	CTEEP	059/2001	REA 6.788/2017	1.387.503,30	-859.180,93
TR 440/138 kV TRES IRMAOS TR9 SP	CTEEP	059/2001	REA 6.788/2017	1.084.314,60	-866.880,04
LT 138 kV BARRA BONITA /BARIRI C-1 SP	CTEEP	059/2001	REA 4.665/2014	328.565,35	-255.129,93
LT 138 kV BARRA BONITA /BARIRI C-2 SP	CTEEP	059/2001	REA 4.665/2014	328.565,35	-248.659,24
TR 440/230 kV CABREUVA TR1 SP	CTEEP	059/2001	REA 6.234/2017	1.322.339,77	-1.558.790,13
EL 88 kV NORTE VILA GALVAO C2	CTEEP	059/2001	REN 443 /2011	123.496,02	-129.607,81
EL 88 kV NORTE VILA GALVAO C1	CTEEP	059/2001	REN 443 /2011	123.496,02	-129.607,81
TR 440/138 kV BAURU TR2 SP	CTEEP	059/2001	REA 5.550/2015	657.540,07	-804.776,57
TR 230/138 kV COXIPO TR1 MT	ELETRONORTE	058/2001	REA 5.569/2015	427.047,67	-335.205,49
MC 230 kV TR 230/138 kV COXIPO TR1 MT	ELETRONORTE	058/2001	REA 5.569/2015	120.378,11	-94.489,23
MC 138 kV TR 230/138 kV COXIPO TR1 MT	ELETRONORTE	058/2001	REA 5.569/2015	94.875,24	-74.471,08
TR 230/138 kV COXIPO TR3 MT	ELETRONORTE	058/2001	REA 5.569/2015	427.047,67	-148.980,22
MC 230 kV TR 230/138 kV COXIPO TR3 MT	ELETRONORTE	058/2001	REA 5.569/2015	120.378,11	-41.995,21
MC 138 kV TR 230/138 kV COXIPO TR3 MT	ELETRONORTE	058/2001	REA 5.569/2015	94.875,24	-33.098,26
IB 138 kV MG 230 kV COXIPO MG1 MT IB1	ELETRONORTE	058/2001	REA 5.569/2015	76.066,59	-111.359,18
TR 345/138 kV M. MORAES TR11 MG	FURNAS	062/2001	REA 1.938/2009	435.930,48	-250.194,62
TR 345/138 kV CAMPOS TR2 RJ	FURNAS	062/2001	REA 6.787/2017	918.670,19	-630.293,21

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

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

93. 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.

94. 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 30/6/2019 foi considerada na PA Outros Ajustes da respectiva concessionária proprietária das instalações, conforme tabela abaixo.

Concessionária	Contrato	Empreendimento	Ato Autorizativo	PA atualizada R\$ - Ref.: Jun-19
CTEEP	059/2001	Conexão da subestação Vidroporto, por meio de torre de derivação do "tipo DY", às linhas de transmissão em 138 kV Porto Ferreira – Araras e Porto Ferreira – Baldin.	REA 7.760/2019	80.791,07
CTEEP	059/2001	Seccionamento da Linha de Transmissão 440 kV Bom Jardim - Santo Ângelo e das Linhas de Transmissão 138kV Mairiporã - Santo Ângelo C1 e C2, na Subestação Água Azul.	REA 7.865/2019	806.973,46



Pág. 21 da Nota Técnica nº 115/2019 – SGT/ANEEL, de 19/06/2019.

III.4.6.5 – Aplicação da Resolução Normativa nº 454, de 2011 para instalações classificadas como Rede Básica de Fronteira ou DIT Compartilhada e que entraram em operação comercial com TLP com pendência não impeditiva própria

95. Conforme consta na Nota Técnica nº 304/2016-SGT/ANEEL¹⁹, de 13/9/2016, que instruiu a emissão do Despacho nº 2.568, de 2016, os descontos de 10% 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 processo de reajuste anual das RAP das concessionárias de transmissão.

96. Sendo assim, foram calculadas as Parcelas de Ajuste apresentadas a seguir referente aos descontos de 10% de que trata a Resolução Normativa nº 454, de 2011, para as instalações classificadas como Rede Básica de Fronteira e DIT Compartilhada que tiveram a entrada em operação comercial reconhecida ao longo do ciclo 2018-2019. A memória de cálculo encontra-se anexa ao Processo.

Concessionária	Contrato	Parcela de Ajuste (R\$) – Ref. Jun-19
ÁGUA AZUL	019/2016	-104.711,76
CHESF	005/2012	-203.728,33
	014/2008	-16.264,39
	017/2009	-1.093.973,06
CTEEP	059/2001	-106.657,20
EDP	021/2017	-35.658,91
FOTE	007/2014	-501.233,37
FURNAS	062/2001	-217.035,39
LTTE	020/2011	-430.744,52
RIALMA	030/2017	-50.274,24
SÃO PEDRO	015/2013	-338.718,48
TESB	001/2011	-398.608,55

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

97. Por meio dos Memorandos apresentados na tabela a seguir, a SFF após análise procedida na documentação apresentada pelas transmissoras, informou à SGT valores validados referentes a custos incorridos pelas concessionárias de transmissão que devem ser ressarcidos às respectivas transmissoras ao longo do ciclo 2019-2020.

98. Sendo assim, os valores reconhecidos pela SFF foram atualizados para preços de junho de 2019 e considerados na PA Outros Ajuste a ser recebida pelas concessionárias apresentadas na tabela a seguir.



Pág. 22 da Nota Técnica nº 115/2019 – SGT/ANEEL, de 19/06/2019.

Concessionária	Contrato	Valor validado pela SFF Atualizado (R\$) – Ref.: Jun/2019	Memorando SFF
CEEE-GT	055/2011	2.557.661,72	573/2018-SFF/ANEEL
Transudeste	005/2005	90.610,40	570/2018-SFF/ANEEL
Transirapé	012/2005	150.738,14	571/2018-SFF/ANEEL
Transleste	009/2004	177.368,51	572/2018-SFF/ANEEL
Cemig-GT	006/1997	2.743.257,60	91/2019-SFF/ANEEL
Eletrosul	057/2001	1.137.290,59	483/2018-SFF/ANEEL

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

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

100. Com relação à desconstrução de pontos de conexão e rescisão de CUST, para os casos de unidades consumidoras e distribuidoras de energia elétrica, a Resolução Normativa ANEEL nº 666, de 2015, estabelece que:

“Art. 2º (...)

§ 12º Em caso de desconstrução de um ponto de conexão, os EUST devidos serão calculados multiplicando-se a TUST vigente no mês subsequente à desconstrução e os MUST desconstruídos, por horário de contratação, até o fim do período de contratação de que trata o caput.

§ 13º Em caso de rescisão do CUST, os EUST devidos serão calculados, por ponto de conexão, multiplicando-se a TUST vigente no mês subsequente à rescisão e os MUST rescindidos, por horário de contratação, até o fim do período de contratação de que trata o caput.”

101. Para os casos de centrais de geração, a Resolução Normativa ANEEL nº 666, de 2015, estabelece que:

“Art. 5º (...)

§ 5º Em caso de desconstrução de um ponto de conexão, antes do fim da outorga dos usuários de que trata o caput, serão devidos os EUST associados a este ponto referentes aos 3 (três) anos subsequentes à data da desconstrução ou do início de execução do CUST, caso o contrato ainda não esteja em execução.

§ 6º Em caso de rescisão do CUST, antes do fim da outorga dos usuários de que trata o caput, serão devidos os EUST referentes aos 3 (três) anos subsequentes à data da rescisão ou do início de execução do CUST, caso o contrato ainda não esteja em execução.”



Pág. 23 da Nota Técnica nº 115/2019 – SGT/ANEEL, de 19/06/2019.

102. Por meio do Ofício nº 259/2018-SGT/ANEEL²⁰, de 13 de novembro de 2018, a ANEEL solicitou ao ONS os valores de EUST apurados a serem recebidos pelas concessionárias de transmissão devido à aplicação dos §12º e §13º do Art. 2º e dos §5º e §6º do Art. 5º da Resolução Normativa ANEEL nº 666, de 2015, e que ainda não foram informados à ANEEL e que, portanto, ainda não foram considerados no cálculo da PA Apuração das respectivas transmissoras.

103. Em resposta, por meio da Carta ONS 1274/DTA/2018²¹, de 6 de dezembro de 2018, o ONS encaminhou à ANEEL os casos que se enquadram nos §5º e §6º do Art. 5º da Resolução Normativa ANEEL nº 666, de 2015, conforme tabela a seguir, bem como os Avisos de Débito – AVD complementar com a discriminação dos EUST que as transmissoras tem direito a receber, conforme regulamentação vigente. O ONS ainda informou que não houve, até o momento, nenhum caso nos termos dos §12º e §13º do Art. 2º.

Contrato Rescindido	Ponto de Conexão Descontratado	Agente	EUST apurados – R\$ (Valores históricos)
CUST-2013-065	MOSSORÓ IV - 230 kV (A)	EOL PAU BRASIL	1.895.313,60
CUST-2013-066	MOSSORÓ IV - 230 kV (A)	EOL SÃO PAULO	2.209.361,04
CUST-2013-068	MOSSORÓ IV - 230 kV (A)	EOL ROSADA	3.813.040,44
CUST-2014-008	SE ACARAÚ II - 230 kV	EOL CATAVENTOS DO PARACURU	3.343.485,60
CUST-2012-067	SOBRAL III - 230 kV (A)	EOL LAGOA SECA	2.718.583,56
CUST-2012-069	SOBRAL III - 230 kV (A)	EOL VENTO DO OESTE	1.895.313,60
CUST-2012-071	SOBRAL III - 230 kV (A)	EOL GARÇAS	4.170.474,00
CUST-2012-073	ACARAÚ II - 230 kV (A)	EOL ARARAS	4.173.301,44

104. Sendo assim, as transmissoras foram autorizadas a faturar e receber tais montantes dos usuários que tiveram o CUST rescindido. No entanto, esses valores apurados não foram considerados, a época em que os AVD foram emitidos, no cálculo da PA Apuração das respectivas transmissoras.

105. Dessa forma, foram calculadas parcelas de ajuste de apuração complementares, conforme memória de cálculo em anexo ao processo, considerando os valores que as transmissoras foram autorizadas a faturar devido à rescisão dos CUST mencionados e à aplicação da Resolução Normativa ANEEL nº 666, de 2015, de acordo com as informações encaminhadas pelo ONS.

III.4.6.7 – Cancelamento do Aviso de Débito do gerador UHE Baixo Iguaçu referente ao mês de abril de 2018

106. Por meio da Carta ONS 159/DTA/SA/2019, de 10/6/2019, o ONS informou que em função das orientações que constam no Ofício nº 43/2018-SRT/SCG/ANEEL²², de 19/7/2018, celebrou o 2º Termo Aditivo ao CUST nº 093/2016, assinado com a concessionária responsável pela UHE Baixo Iguaçu, prorrogando o início da vigência desse contrato de 21/4/2018 para 6/6/2018.

²⁰ SIC nº 48581.002539/2018-00.

²¹ SIC nº 48513.040126/2018-00.

²² SIC nº 48552.000456/2018-00.



Pág. 24 da Nota Técnica nº 115/2019 – SGT/ANEEL, de 19/06/2019.

107. Sendo assim, a UHE Baixo Iguaçu ficou desobrigada do pagamento dos EUST anteriores à 6/6/2018. Diante disso, o ONS realizou o cancelamento do Aviso de Débito - AVD emitido para esse agente referente à competência de abril de 2018.

108. O valor total desse AVD que deveria ser pago às concessionárias de transmissão corresponde ao montante de R\$ 202.023,77, a preços de junho de 2018. Esses valores foram considerados no cálculo da PA Apuração homologada pela Resolução Homologatória nº 2.408, de 2018.

109. No entanto, conforme informado, o referido AVD foi cancelado. Além disso, segundo informado pelo ONS, após o cancelamento do AVD, não houve uma reapuração dos valores devidos às transmissoras, sendo assim, foram calculadas parcelas de ajuste, conforme memória de cálculo em anexo, a serem recebidas pelas transmissoras em função do cancelamento do AVD da UHE Baixo Iguaçu referente ao mês de abril de 2018.

III.4.6.8 – São João Transmissora (Contrato de Concessão nº 008/2013)

110. Por meio do Despacho SFE nº 219, de 26 de fevereiro de 2019, a ANEEL cancelou os Termos de Liberação listados na tabela a seguir que autorizaram a entrada em operação comercial provisória, a partir de 31 de agosto de 2016, das instalações de transmissão objeto do Contrato de Concessão nº 008/2013 da São João Transmissora de Energia S.A.

nº TLP	Data do TLP	% da RAP
257/P/9/2016	31/08/2016	90%
258/P/9/2016	31/08/2016	90%
259/P/9/2016	31/08/2016	90%
260/P/9/2016	31/08/2016	90%
261/P/9/2016	31/08/2016	90%
262/P/9/2016	31/08/2016	90%
021/P/3/2017	09/03/2017	100%
023/P/3/2017	09/03/2017	100%
024/P/3/2017	09/03/2017	100%
025/P/3/2017	09/03/2017	100%
026/P/3/2017	09/03/2017	100%
022/P/3/2017	09/03/2017	100%

111. Por meio da Carta ONS 0234/DTA/2019²³, de 8 de abril de 2019, o ONS reemitiu novos Termos de Liberação Parcial para as instalações objeto do Contrato de Concessão nº 008/2013 autorizando a entrada em operação comercial dessas instalações e o recebimento de 100% da RAP a partir da data de 17/11/2017.

112. Sendo assim, foi calculada uma Parcela de Ajuste a ser devolvida pela São João Transmissora no valor de R\$ 55.727.733,00, a preços de junho de 2019, referente as receitas recebidas indevidamente pela concessionária no período de 31/8/2016 a 16/11/2017.



²³ SIC nº 48513.012929/2019-00.

Pág. 25 da Nota Técnica nº 115/2019 – SGT/ANEEL, de 19/06/2019.

113. Além disso, por meio do segundo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de Transmissão nº 08/2013, o Poder Concedente alterou a RAP da São João Transmissora de Energia S.A., constante no referido contrato, de R\$ 34.550.000,00 para R\$ 34.298.703,06, a preços de maio de 2013. Sendo assim, a RAP a ser recebida pela concessionária ao longo do ciclo 2019-2020 foi alterada de acordo com o Termo Aditivo mencionado.

114. Além disso, uma vez que as instalações objeto do Contrato de Concessão nº 08/2013 já se encontram em operação comercial desde de 17/11/2017, conforme consta nos Termos de Liberação emitidos pelo ONS por meio da Carta ONS 0234/DTA/2019, de 8 de abril de 2019, foi calculada uma Parcela de Ajuste no valor de R\$ 562.135,71, a preços de junho de 2019, a ser devolvida pela transmissora, devido aos valores de receita recebidos a maior pela São João no período compreendido entre 17/11/2017 a 30/6/2019.

III.4.6.9 – XRTE (Contrato de Concessão nº 007/2015)

115. Por meio do primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 07/2015, o Poder Concedente alterou a RAP da Xingu Rio Transmissora de Energia S.A., constante no referido contrato, de R\$ 988.030.985,00 para R\$ 983.584.406,11, a preços de março de 2015. Sendo assim, a RAP a ser recebida pela concessionária ao longo do ciclo 2019-2020 foi alterada de acordo com o Termo Aditivo mencionado.

116. Uma vez que as instalações objeto do Contrato de Concessão nº 07/2015 ainda não se encontram em operação comercial, não há necessidade de cálculo de Parcela de Ajuste a ser devolvida pela transmissora.

III.4.6.10 – Furnas (Contrato de Concessão nº 062/2001)

117. Por meio do Memorando nº 94/2018-SRT/ANEEL²⁴, de 15/10/2018, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão – SRT informou à SGT que as instalações listadas na tabela a seguir deveriam ser reclassificadas de DIT de uso exclusivo da Light Distribuidora para DIT de uso exclusivo da UTE Santa Cruz.

Concessionária	Contrato	Módulo
Furnas	062/2001	TR 138/34,5 kV SANTA CRUZ TR34 RJ
Furnas	062/2001	MC 138 kV TR 138/34,5 kV SANTA CRUZ TR34 RJ
Furnas	062/2001	TR 138/34,5 kV SANTA CRUZ TR12 RJ
Furnas	062/2001	MC 138 kV TR 138/34,5 kV SANTA CRUZ TR12 RJ

118. Dessa forma, os referidos módulos foram reclassificados conforme orientação da SRT e, devido a essa alteração, foram calculadas as Parcelas de Ajuste apresentadas a seguir, conforme memória de cálculo anexada ao processo.



¹ SIC nº 48552.000688/2018-00.

Pág. 26 da Nota Técnica nº 115/2019 – SGT/ANEEL, de 19/06/2019.

Concessionária	Contrato	Grupo Pagador	Valor (R\$) - Ref. jun/2019
Furnas	062/2001	GRP SANTA CRUZ RJ - LIGHT	-2.208.946,72
Furnas	062/2001	GRP SANTA CRUZ RJ - UTE SANTA CRUZ	2.208.946,72

119. Com base em informações apresentadas pela própria concessionária, a SRT também informou sobre a inexistência das instalações apresentadas na tabela a seguir.

Concessionária	Contrato	Módulo
Furnas	062/2001	MC 34,5 kV TR 138/34,5 kV SANTA CRUZ TR34 RJ
Furnas	062/2001	MC 34,5 kV TR 138/34,5 kV SANTA CRUZ TR12 RJ
Furnas	062/2001	EL 34,5 kV SANTA CRUZ DIST

120. Isto posto, essas instalações não deveriam ter sido consideradas no rateio da RAP da Portaria MME nº 579, de 2012, a ser recebida pela concessionária. Sendo assim, esses módulos foram excluídos do rateio.

121. Além disso, conforme homologado pela ANEEL por meio da Resolução Homologatória nº 2.408, de 2018, o módulo de entrada de linha 230 kV NIQUELANDIA LT 230 kV NIQUELANDIA /CODEMIN C-1 GO, de responsabilidade de Furnas, foi classificado como DIT de uso exclusivo da distribuidora Enel Distribuição Goiás. A linha de transmissão 230 kV NIQUELANDIA /CODEMIN C-1 GO é de responsabilidade do consumidor livre Anglo American.

122. Essa classificação se justificava, conforme regulamentação vigente, uma vez que a distribuidora atendia a carga da região de Niquelândia por meio da subestação Codemin, de responsabilidade da Anglo American, através de uma linha de distribuição Codemin / Niquelândia (Enel). Além disso, a distribuidora contratava Montante de Uso do Sistema de Transmissão – MUST no ponto de conexão 230 kV da subestação Niquelândia (Furnas), conforme pode ser observado no aditivo nº 20 ao CUST da Enel Goiás.

123. No entanto, após contato com a distribuidora, a Enel informou que desde de a entrada em operação comercial²⁵ do setor de 69 kV da subestação Niquelândia (Furnas), ocorrida em 12/8/2015, o atendimento às cargas da região de Niquelândia foi transferido para o ponto de conexão 69 kV dessa subestação, conforme pode ser observado no aditivo nº 21 CUST da distribuidora, e o ponto de conexão 230 kV foi descontratado.

124. Sendo assim, com base nessa nova configuração, o módulo de entrada de linha 230 kV NIQUELANDIA LT 230 kV NIQUELANDIA /CODEMIN C-1 GO deveria ter sido reclassificado, desde 12/8/2015, como DIT de uso exclusivo do consumidor livre Anglo American, uma vez que esse agente passou a utilizar de forma exclusiva essa instalação.



²⁵ Conforme Termos de Liberação emitidos pelo ONS por meio da Carta ONS 1406/100/2015 (SIC nº 48513.024153/2015-00).

Pág. 27 da Nota Técnica nº 115/2019 – SGT/ANEEL, de 19/06/2019.

125. Ocorre que conforme informações encaminhadas pela Enel²⁶, Furnas²⁷ e Anglo American²⁸, essa instalação de transmissão consta nos Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT assinados com Furnas tanto pela Enel quanto pela Anglo American, no entanto, no CCT assinado com a Anglo American não há cláusulas financeiras e o consumidor não efetua nenhum pagamento à Furnas, enquanto que a distribuidora vem efetuando o pagamento à transmissora da receita referente a essa instalação.

126. Isto posto, como a referida instalação atende exclusivamente ao consumidor livre desde 12/8/2015, a sua classificação foi alterada para DIT de uso exclusivo da Anglo American. Além disso, foi calculada uma PA, conforme tabela a seguir, devido à classificação equivocada dessa instalação, no período de 12/8/2015 a 30/6/2019.

Concessionária	Contrato	Grupo Pagador	Valor (R\$) - Ref. jun/2019
Furnas	062/2001	GRP NIQUELANDIA - CELG	-2.762.951,90
Furnas	062/2001	GRP NIQUELANDIA - ANGLO AMERICAN	2.762.951,90

III.4.6.11 – Eletrosul (Contrato de Concessão nº 057/2001)

127. Por meio da Carta CE DRP-0141/2018²⁹, de 18/7/2018, a Eletrosul informou a assinatura com a Engie Brasil Energia S.A, em 13/4/2018, do Termo Aditivo nº 01 ao CCT nº 30080014, contemplando a descontração das instalações listadas a seguir.

Concessionária	Contrato	Módulo	Parcela de RAP Cancelada (R\$) Ref.: Jun-2018
Eletrosul	057/2001	EL 69 kV ALEGRETE LT 69 kV U. ALEGRETE /ALEGRETE C-1 RS	92.727,75
Eletrosul	057/2001	EL 69 kV ALEGRETE LT 69 kV U. ALEGRETE /ALEGRETE C-2 RS	92.727,75
Eletrosul	057/2001	EL 230 kV CHARQUEADAS LT 230 kV U.CHARQUEADAS /CHARQUEADAS C-1 RS	285.790,56

128. Sendo assim, em conformidade com o Submódulo 9.7 do PRORET, a parcela de receita associada a esses módulo foi cancelada e foi calculada uma Parcela de Ajuste no valor de R\$ 600.057,47, a preços de junho de 2019, a ser devolvida pela Eletrosul referente as receitas recebidas indevidamente pela transmissora no período entre 13/4/2018 e 30/6/2019.

III.4.6.12 – CTEEP (Contrato de Concessão nº 059/2001)

129. Por meio da Resolução Autorizativa nº 7.365, de 9 de outubro de 2018, a ANEEL estabeleceu Parcela de Ajuste no montante de R\$ 297.267,48, a preço de junho de 2017, a ser paga à CTEEP ao longo do ciclo 2019-2020 em função da alteração da Resolução Autorizativa nº 7.073, de 5 de julho de 2018.

²⁶ Carta Enel GO 156-RB-2018 (SIC nº 48513.034944/2018-00).

²⁷ CE.N.E.023.2018 (SIC nº 48513.034990/2018-00).

²⁸ AAB-EE-09/2018 (SIC nº 48513.034830/2018-00).

¹ SIC nº 48513.026589/2018-00.



Pág. 28 da Nota Técnica nº 115/2019 – SGT/ANEEL, de 19/06/2019.

130. Sendo assim, o valor a ser recebido pela transmissora foi atualizado pelo IPCA para preços de junho de 2019, totalizando R\$ 319.997,34 e foi considerado na PA Outros Ajustes da concessionária.

III.4.6.13 – Chesf (Contrato de Concessão nº 061/2001)

131. Por meio do Anexo I da Carta CE-APR-030/2018³⁰, de 23/03/2018, a Chesf informou à ANEEL que as instalações listadas na tabela a seguir, classificadas como DIT de uso exclusivo da Coelba, estão desativadas desde outubro de 2013.

Concessionária	Contrato	Módulo	Parcela de RAP Cancelada (R\$) Ref.: Jun-2018
CHESF	061/2001	BC 13,8 kV 3,1 Mvar CATU BC1 BA	23.265,60
CHESF	061/2001	BC 13,8 kV 3,1 Mvar CATU BC2 BA	23.265,60
CHESF	061/2001	BC 13,8 kV 3,1 Mvar CATU BC3 BA	23.265,60
CHESF	061/2001	BC 13,8 kV 3,1 Mvar CATU BC4 BA	23.265,60
CHESF	061/2001	BC 13,8 kV 3,1 Mvar CATU BC5 BA	23.265,60
CHESF	061/2001	BC 13,8 kV 3,1 Mvar CATU BC6 BA	23.265,60
CHESF	061/2001	MC 13,8 kV BC 13,8 kV 3,1 Mvar CATU BC1 BA	56.506,12
CHESF	061/2001	MC 13,8 kV BC 13,8 kV 3,1 Mvar CATU BC2 BA	56.506,12
CHESF	061/2001	MC 13,8 kV BC 13,8 kV 3,1 Mvar CATU BC3 BA	56.506,12
CHESF	061/2001	MC 13,8 kV BC 13,8 kV 3,1 Mvar CATU BC4 BA	56.506,12
CHESF	061/2001	MC 13,8 kV BC 13,8 kV 3,1 Mvar CATU BC5 BA	56.506,12
CHESF	061/2001	MC 13,8 kV BC 13,8 kV 3,1 Mvar CATU BC6 BA	56.506,12

132. Na Resolução Homologatória nº 2.533, de 16 de abril de 2019, que homologou o reajuste tarifário da Coelba, estas instalações não foram consideradas no cálculo dos valores de encargos de conexão a serem pagos pela distribuidora à Chesf referente ao período de 1/7/2018 a 30/6/2019 (ciclo 2018-2019), conforme descrito nos itens 23 e 24 da Nota Técnica nº 64/2019-SGT/ANEEL³¹, de 10/4/2019.

133. Sendo assim, em conformidade com o Submódulo 9.7 do PRORET, a parcela de receita associada a esses módulo foi cancelada e foi calculado o valor de R\$ 2.379.399,25, a preços de junho de 2019, a ser devolvido pela Chesf referente ao período de 1/10/2013 a 30/6/2018, no qual a transmissora recebeu as parcelas de RAP associadas às instalações mencionadas sem a contrapartida da prestação do serviço correspondente.

134. A Chesf também informou, por meio da mesma carta, sobre a inexistência das interligações de barramento apresentadas na tabela a seguir.

Concessionária	Contrato	Módulo
CHESF	061/2001	IB 13,8 kV MG 230 kV CATU MG1 BA IB2
CHESF	061/2001	IB 13,8 kV MG 230 kV CATU MG1 BA IB3

135. Isto posto, essas instalações não deveriam ter sido consideradas no rateio da RAP da Portaria MME nº 579, de 2012, a ser recebida pela concessionária. Sendo assim, esses módulos foram

³⁰ SIC nº 48513.007370/2018-00.

SIC nº 48581.000826/2019-00.



Pág. 29 da Nota Técnica nº 115/2019 – SGT/ANEEL, de 19/06/2019.

excluídos do rateio.

136. Além disso, conforme anuído pelo Despacho ANEEL nº 801, de 28/05/2018, a Chesf, por meio da Carta CE-SOR-031/2019³², de 20/03/2019, informou que as instalações listadas na tabela a seguir e classificadas como DIT de uso exclusivo da Cosern, foram descontratadas desde 28/5/2018.

Concessionária	Contrato	Módulo	Parcela de RAP Cancelada (R\$) Ref.: Jun-2018
CHESF	061/2001	EL 13,8 kV CUR.NOVOS II DIST4	39.076,79
CHESF	061/2001	EL 13,8 kV CUR.NOVOS II DIST3	39.076,79
CHESF	061/2001	EL 13,8 kV CUR.NOVOS II DIST2	39.076,79
CHESF	061/2001	EL 13,8 kV CU-R.NOVOS II DIST1	39.076,79
CHESF	061/2001	TR 69/13,8 kV CUR.NOVOS II TR1A RN	28.550,74
CHESF	061/2001	TR 69/13,8 kV CUR.NOVOS II TR1C RN	21.315,28
CHESF	061/2001	TR 69/13,8 kV CUR.NOVOS II TR1B RN	21.315,28
CHESF	061/2001	MC 13,8 kV TR 69/13,8 kV CUR.NOVOS II TR1A RN	34.939,35

137. Na Resolução Homologatória nº 2.532, de 16 de abril 2019, que homologou o reajuste tarifário da Cosern, estas instalações não foram consideradas no cálculo dos valores de encargos de conexão a serem pagos pela distribuidora à Chesf referente ao período de 1/7/2018 a 30/6/2019 (ciclo 2018-2019), conforme descrito nos itens 21 e 22 da Nota Técnica nº 65/2019-SGT/ANEEL³³, de 11/4/2019.

138. Sendo assim, em conformidade com o Submódulo 9.7 do PRORET, a parcela de receita associada a esses módulo foi cancelada e foi calculado o valor de R\$ 25.840,95, a preços de junho de 2019, a ser devolvido pela Chesf referente ao período de 28/5/2018 a 30/6/2018, no qual a transmissora recebeu as parcelas de RAP associadas às instalações mencionadas sem a contrapartida da prestação do serviço correspondente.

III.4.6.14 – Cemig-GT (Contrato de Concessão nº 006/1997)

139. Por meio do Memorando nº 294/2018-SFF/ANEEL³⁴, de 19/7/2018, a SFF informou à SGT os valores referentes ao impacto nas transmissoras devido à obrigatoriedade de repasse à Eletrobras do montante associado à CCC, CDE e Proinfa recolhidos dos consumidores livres conectados à Rede Básica, no período de julho de 2010 a junho de 2016.

140. Com relação à Cemig-GT, a SFF informou um valor total de R\$ 4.239.014,59, a preços históricos, a ser devolvido pela concessionária. Esse montante foi atualizado para preços de junho de 2019, totalizando R\$ 6.857.220,63 e foi considerado na PA Outros Ajustes a ser devolvida pela Cemig-GT.

III.4.6.15 – ETAU (Contrato de Concessão nº 082/2002)

141. Por meio da Carta ETAU nº 006/2019³⁵, de 22 de fevereiro de 2019, a ETAU, concessionária

³² SIC nº 48513.007626/2019-00.

³³ SIC nº 48581.000835/2019-00.

³⁴ SIC nº 48536.002496/2018-00.

³⁵ SIC nº 48513.005117/2019-00.



Pág. 30 da Nota Técnica nº 115/2019 – SGT/ANEEL, de 19/06/2019.

do Contrato de Concessão nº 082/2002-ANEEL, apontou inconsistências nos valores de receita associados aos módulos de entrada de linha da LT 230 kV Barra Grande – Campos Novos C1, que constam na Resolução Homologatória nº 2.408, de 2018. De acordo com a transmissora, a parcela de RAP associada ao módulo de entrada de linha de transmissão referente à subestação Barra Grande deveria estar associada à subestação Campos Novos.

142. Adicionalmente, por meio da carta ETAU nº 012/2019³⁶, de 5 de abril de 2019, a ETAU solicitou à ANEEL a não aplicação de Parcela Variável por Indisponibilidade – PVI nas instalações mencionadas até a retificação dos valores de receita, com a recontabilização dos valores já apurados, ou a inclusão dos descontos efetuados na Parcela de Ajuste do ciclo 2019-2020.

143. Após análise das áreas técnicas responsáveis, constatou-se que o pleito da ETAU é pertinente. Sendo assim, os devidos ajustes foram realizados no SIGET. Além disso, foi encaminhado o Ofício nº 234/2019- SCT-SGT-SRT/ANEEL³⁷, de 30 de abril de 2019, solicitando ao ONS os valores de PVI já apurados indevidamente em consequência das inconsistências verificadas nas receitas dos módulos de entrada de linha mencionados pela ETAU.

144. Em resposta, por meio da carta ONS-0150/DGL/2019, de 11 de junho de 2019, o ONS informou que o valor de PVI descontado indevidamente da transmissora em razão das inconsistências mencionadas foi de R\$ 97.093,70, a preços de junho de 2018, apurado em abril de 2019.

145. Isto posto, esse valor foi atualizado pelo IGP-M para preços de junho de 2019, totalizando R\$ 104.514,48, e foi incluído como uma PA Outros Ajustes a ser recebida pela ETAU ao longo do ciclo 2019-2020.

III.4.6.16 – RPTE (Contrato de Concessão nº 003/2007)

146. Por meio da Resolução Autorizativa nº 7.833, de 21 de maio de 2019, a ANEEL estabeleceu Parcela de Ajuste no montante de R\$ 2.581,01, a preço de junho de 2017, a ser paga pela RPTE ao longo do ciclo 2019-2020 em função da alteração da Resolução Autorizativa nº 6.998, de 24 de abril de 2018.

147. Sendo assim, o valor a ser pago pela transmissora foi atualizado pelo IPCA para preços de junho de 2019, totalizando R\$ 2.778,36 e foi considerado na PA Outros Ajustes da concessionária.

III.4.6.17 – Genebra (Contrato de Concessão nº 001/2014)

148. Por meio da Carta ONS nº 463/DTA/2018³⁸, de 26 de abril de 2018, o ONS emitiu os Termos de Liberação Parciais nºs 088, 089, 090, 091 e 092/P/4/2018, autorizando a entrada em operação comercial a partir de 3 de fevereiro de 2018, das instalações de transmissão objeto de Contrato de Concessão nº 019/2014 outorgado à Cantareira Transmissora de Energia S.A.

149. Os referidos Termos de Liberação deram à Cantareira direito ao recebimento de 100% da

³⁶ SIC nº 48513.010054/2019-00.

³⁷ SIC nº 48526.002557/2019-00.

³⁸ SIC nº 48513.015399/2018-00.



Pág. 31 da Nota Técnica nº 115/2019 – SGT/ANEEL, de 19/06/2019.

RAP associada às instalações correspondentes e foram emitidos destacando-se a existência de pendência impeditiva de terceiros sob responsabilidade da Mata de Santa Genebra Transmissão S.A., Contrato de Concessão nº 001/2014, pela não conclusão das obras da subestação Fernão Dias.

150. Diante disso, no âmbito do Processo nº 48500.002550/2018-96, foi emitida a Nota Técnica nº 0463/2018-SCT-ANEEL³⁹, de 13 de julho de 2018, que instruiu a emissão do Despacho nº 168, de 22 de janeiro de 2019, que decidiu, dentre outros por: *“(i) aprovar a redução da RAP da Mata de Santa Genebra S.A. limitada a 10% (dez por cento) da receita a ser recebida no ciclo tarifário, correspondente à RAP total recebida pela Cantareira Transmissora de Energia S.A. de 03/02/18 até o encerramento da pendência impeditiva de terceiros, devendo o saldo devedor ser custeado nos ciclos subsequentes, atualizado pela variação do índice contratual da Cantareira Transmissora de Energia S.A.”*

151. Além disso, o referido despacho determinou à SGT que considerasse o montante financeiro a ser pago pela Mata de Santa Genebra S.A. por meio de Parcela de Ajuste a ser aplicada na RAP da referida transmissora no reajuste subsequente à emissão pelo ONS do termo de liberação autorizando a entrada em operação comercial das instalações objeto do Contrato de Concessão nº 001/2014, outorgado à Genebra.

152. Por meio da Carta ONS nº 372/DTA/2019, de 20 de maio de 2019, o ONS emitiu os Termos de Liberação Parciais nºs 83 e 84/5/2019 autorizando a entrada em operação comercial de parte das instalações objeto do Contrato de Concessão nº 001/2014. Sendo assim, já seria possível realizar no presente reajuste da RAP do ciclo 2019-2020 parte do desconto de que trata o Despacho nº 168, de 2019.

153. Nos termos do referido Despacho, o montante a ser custeado pela Genebra totaliza atualmente o montante de R\$ 147.499.860,28, a preços de junho de 2019, considerando o período compreendido entre 5/3/2018 a 30/6/2019, dado que as obras da subestação Fernão Dias ainda não estão concluídas.

154. Considerando que a RAP a ser recebida pela Genebra, no ciclo 2019-2020, totaliza atualmente o montante de R\$ 12.564.613,19, a preços de junho de 2019, a SGT deveria aplicar uma Parcela de Ajuste no total de R\$ 1.256.461,32, a ser paga pela Genebra ao longo do ciclo 2019-2020, devendo o saldo devedor ser custeado nos ciclos subsequentes, atualizado pela variação do índice contratual da Cantareira, em conformidade com o Despacho nº 168, de 2019.

155. Ocorre que por meio do Despacho nº 446, de 14 de fevereiro de 2019, a ANEEL conheceu do pedido de efeito suspensivo apresentado pela Genebra no Pedido de Reconsideração interposto em face do Despacho nº 168, de 2019, dando-lhe provimento, para suspender os efeitos do Despacho recorrido.

156. Isto posto, informa-se que não foi aplicado, nesse reajuste da RAP do ciclo 2019-2020, nenhum desconto à Genebra referente ao Despacho nº 168, de 2019, que se encontra atualmente suspenso. Eventuais ajustes necessários serão realizados no reajuste subsequente à deliberação do Pedido de Reconsideração interposto pela transmissora em face do referido Despacho.



³⁹ SIC nº 48526.003527/2018-00.

Pág. 32 da Nota Técnica nº 115/2019 – SGT/ANEEL, de 19/06/2019.

III.5 – APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS DAS ATUALIZAÇÕES DA RAP

157. As receitas referentes às instalações de transmissão sob responsabilidade das transmissoras para o ciclo 2019-2020 totalizam R\$ 25.770.589.190,56, enquanto no período 2018-2019 esse valor foi de R\$ 24.066.854.871,36. Dessa forma, houve aumento de 7,08% nas receitas. Deste valor, 5,13 p.p. referem-se ao reajuste previsto nos contratos e 1,95 p.p. referem-se à expansão no sistema de transmissão e as alterações previstas no Despacho nº 861, de 2019.

158. Nas tabelas a seguir são apresentadas as receitas, por tipo, para o período 2019-2020.

Rede Básica (em R\$) – Ref.: Jun-2019						
	RBSE [1]	RBNI [2]	Acesso à RB [3]	RBL [4]	RMEL [5]	TOTAL
Rede Básica	9.061.904.644,73	1.021.173.819,84	5.120.015,97	9.604.986.367,99	77.994.673,43	19.771.179.521,96
RB de Fronteira	1.515.402.400,48	491.857.942,63	0,00	367.833.867,29	48.280.777,43	2.423.374.987,83
TOTAL	10.577.307.045,21	1.513.031.762,47	5.120.015,97	9.972.820.235,28	126.275.450,86	22.194.554.509,79

[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.

Demais Instalações de Transmissão (em R\$) – Ref.: Jun-2019					
	RPC [1]	RCDM [2]	RPEC [3]	RMEL [4]	TOTAL
DIT compartilhada	506.868.570,76	114.392.640,18	7.564.404,67	3.220.769,50	632.046.385,11
DIT de uso exclusivo	2.125.278.451,68	217.067.004,82	83.612.844,22	16.169.843,73	2.442.128.144,45
TOTAL	2.632.147.022,44	331.459.645,00	91.177.248,89	19.390.613,23	3.074.174.529,56

[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.

Instalações de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração (em R\$) – Ref.: Jun-2019			
RICG [1]	RICGNI [2]	RIEG [3]	TOTAL
73.654.303,43	23.713.791,95	24.910.186,65	122.278.282,03

[1] Receita relativa às ICG licitadas.

[2] Receitas de novas ICG autorizadas.

[3] Receita relativa às IEG licitadas.

Interligações Internacionais (em R\$) – Ref.: Jun-2019			
REQ [1]	REQNI [2]	RMEL [3]	TOTAL
366.711.309,49	12.784.413,53	86.146,16	379.581.869,18

[1] Receita relativa às interligações internacionais equiparadas.

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

[3] Receitas das melhorias.

159. Na tabela a seguir são listadas as empresas detentoras de concessões de transmissão juntamente com o total das receitas relativas às instalações em operação comercial em 14 de junho de 2019. Ao todo as 133 empresas listadas são detentoras de 216 contratos de concessão.

Posição	Empresa	RAP (R\$) Ref.: Jun/19
1	FURNAS - FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	4.737.052.816,53
2	CHEF - COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO	3.171.531.868,53



Pág. 33 da Nota Técnica nº 115/2019 – SGT/ANEEL, de 19/06/2019.

Posição	Empresa	RAP (R\$) Ref.: Jun/19
3	CTEEP - COMPANHIA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PAULISTA	2.633.794.117,95
4	ELETRONORTE - CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A	2.008.337.138,26
5	ELETROSUL - ELETROSUL CENTRAIS ELÉTRICAS S/A	1.369.737.810,79
6	TAESA - TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA S/A	1.318.166.479,83
7	CEEE-GT - COMPANHIA ESTADUAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	729.281.766,54
8	CEMIG-GT - CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A	704.516.560,59
9	BMTE - BELO MONTE TRANSMISSORA DE ENERGIA SPE S.A.	611.700.810,70
10	COPEL-GT - COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.	582.894.925,01
11	IEMADEIRA - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA DO MADEIRA S/A	529.791.658,13
12	PRTE - PARANAITA RIBEIRAOZINHO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	388.223.667,89
13	ENEL CIEN - ENEL CIEN - S.A	368.433.571,26
14	NBTE - NORTE BRASIL TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	279.780.970,34
15	ITE - Itumbiara Transmissora de Energia S.A.	264.563.916,48
16	EATE - Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A	244.572.149,52
17	ENTE - Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A	204.038.256,82
18	STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A	203.655.174,80
19	TP NORTE - MATRINCHÃ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	191.030.632,11
20	Macedo - TRANSMISSORA JOSÉ MARIA DE MACEDO DE ELETRICIDADE S.A.	187.973.881,46
21	INTESA - INTEGRAÇÃO TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	167.457.132,57
22	CELG G&T - CELG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.	166.276.210,43
23	Manaus TR - MANAUS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	162.746.351,06
24	SMTE - SERRA DA MESA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	146.288.187,18
25	PARANAÍBA - PARANAÍBA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	140.833.596,26
26	ATE III - ATE III TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	125.389.195,93
27	LTT - LT Triângulo S.A	119.256.414,25
28	TSLE - TRANSMISSORA SUL LITORÂNEA DE ENERGIA S.A. - TSLE	119.069.720,49
29	Xingu - LINHAS DE XINGU TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	117.799.335,30
30	ETEE - Expansion Transmissão de Energia Elétrica S/A	112.567.437,21
31	POTE - Porto Primavera Transmissora de Energia S/A	111.297.068,43
32	Macapá - LINHAS DE MACAPÁ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	110.348.685,59
33	CANTAREIRA - CANTAREIRA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	104.556.863,50
34	TP SUL - GUARACIABA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	97.045.216,25
35	IEGARANHUNS - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA GARANHUNS S.A	94.237.855,56
36	VCTE - VILA DO CONDE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	83.950.512,27
37	SANTA LUCIA - SPE SANTA LUCIA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	72.179.224,70
38	ITATIM - Linhas de Transmissão do Itatim S.A	70.182.456,07
39	JTE - Juru Transmissora de Energia S.A	68.793.219,98
40	ESPERANZA - ESPERANZA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	68.597.308,27
41	CPTE - CACHOEIRA PAULISTA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	67.942.574,49
42	ODOYÁ - ODOYÁ TRANSMISSORA DE ENERGIA S A	67.919.532,58
43	CANARANA - CANARANA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	67.548.324,15
44	TSBE - TRANSMISSORA SUL BRASILEIRA DE ENERGIA S.A	66.256.537,86
45	ETN - Extremoz Transmissora do Nordeste S/A	65.043.153,76
46	CATXERÊ - CATXERÊ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	63.912.117,43
47	TER - TRANSENERGIA RENOVÁVEL S.A	62.896.451,56
48	GOIÁS - GOIÁS TRANSMISSÃO S.A	61.705.393,39
49	IEJAPI - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA SERRA DO JAPI S A	59.892.358,04
50	IE Pinheiros - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA PINHEIROS S.A.	59.782.765,49



Pág. 34 da Nota Técnica nº 115/2019 – SGT/ANEEL, de 19/06/2019.

Posição	Empresa	RAP (R\$) Ref.: Jun/19
51	ETAP - ETAP EMPRESA TRANSMISSORA AGRESTE POTIGUAR S.A.	56.262.971,80
52	ETEP - Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A	55.143.126,02
53	TME - TRANSMISSORA MATOGROSSENSE DE ENERGIA S.A.	53.935.476,87
54	ECTE - Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A	53.352.468,98
55	AETE - Amazônia - Eletronorte Transmissora de Energia S/A	53.243.239,67
56	AMAZONAS GT - AMAZONAS GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A	52.303.559,45
57	ETAUSA - EMPRESA DE TRANSMISSÃO DO ALTO URUGUAI S.A.	50.913.299,05
58	IENNE - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA NORTE E NORDESTE S/A	47.961.946,12
59	SÃO JOÃO - SÃO JOÃO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	47.572.592,55
60	STC - Sistema de Transmissão Catarinense S.A	47.345.497,96
61	SPTÉ - Serra Paracatu Transmissora de Energia S.A	46.455.688,16
62	EBTE - Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A.	46.126.416,80
63	BRILHANTE - BRILHANTE TRANSMISSORA DE ENERGIA SA	45.928.080,41
64	TRANSLESTE - Companhia Transleste de Transmissão	45.794.467,86
65	ETIM - Expansion Transmissão Itumbiara Marimbondo S/A	45.488.115,86
66	SÃO PEDRO - SÃO PEDRO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	44.927.092,41
67	PCTE - Poços de Caldas Transmissora de Energia Ltda.	42.862.113,18
68	AFLUENTE T - AFLUENTE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	42.731.592,68
69	MONTESCLAROS - Linhas de Transmissão de Montes Claros S.A	41.142.733,08
70	TMT - TRIÂNGULO MINEIRO TRANSMISSORA S.A.	40.951.642,39
71	ERTE - Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A	38.977.895,56
72	RPTE - Ribeirão Preto Transmissora de Energia S A	38.529.127,91
73	VSB - VALE DO SÃO BARTOLOMEU TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	38.395.361,02
74	Transirapé - Companhia Transirapé de Transmissão	37.174.610,72
75	MGE - MGE TRANSMISSÃO S.A.	36.767.202,14
76	MARANHENSE - INTEGRAÇÃO MARANHENSE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	35.745.738,32
77	Uirapuru - Uirapuru Transmissora de Energia S/A	34.875.739,28
78	AGUA AZUL - SUBESTAÇÃO ÁGUA AZUL SPE S.A.	34.432.968,58
79	LTTE - LINHAS DE TAUBATÉ TRANSMISSORA DE ENERGIA SA	34.255.780,81
80	TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	30.795.790,84
81	LUMITRANS - Lumitrans Companhia Transmissora de Energia Elétrica	29.910.169,38
82	Transudeste - Companhia Transudeste de Transmissão	28.383.844,59
83	Brasnorte - BRASNORTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	27.559.465,11
84	LTC - LINHA DE TRANSMISSÃO CORUMBÁ S.A.	26.858.495,66
85	POTIGUAR - POTIGUAR SUL TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	25.772.887,30
86	ARARAQUARA - ARARAQUARA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	24.182.178,42
87	CAIUÁ-T - CAIUÁ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	23.687.277,27
88	Iracema - Iracema Transmissora de Energia S.A.	23.353.691,72
89	EDP - EDP TRANSMISSÃO S.A.	23.023.935,08
90	SANTA MARIA - SPE SANTA MARIA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	22.236.831,53
91	ATE VI - CAMPOS NOVOS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	21.443.571,96
92	TSP - Transenergia São Paulo S.A.	21.320.324,92
93	ETSE - EMPRESA DE TRANSMISSÃO SERRANA S.A	21.089.187,12
94	ATE IV - SÃO MATEUS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	20.827.073,88
95	IEMG - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA DE MINAS GERAIS S.A.	19.705.625,69
96	Centroeste - COMPANHIA DE TRANSMISSÃO CENTROESTE DE MINAS	19.527.260,59
97	Marumbi - MARUMBI TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	19.506.908,76
98	IESUL - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA SUL S.A.	18.738.406,77



Pág. 35 da Nota Técnica nº 115/2019 – SGT/ANEEL, de 19/06/2019.

Posição	Empresa	RAP (R\$) Ref.: Jun/19
99	ATE V - LONDRINA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	17.753.105,06
100	TESB - TRANSMISSORA DE ENERGIA SUL BRASIL S.A.	17.363.867,05
101	LUZIÂNIA-NIQUELÂNDIA - LUZIÂNIA-NIQUELÂNDIA TRANSMISSORA S.A	16.312.497,57
102	Rondon - Marechal Rondon Transmissora de Energia S.A	16.214.806,48
103	ARCOVERDE - ARCOVERDE TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	15.899.371,77
104	ETES - EMPRESA DE TRANSMISSÃO DO ESPÍRITO SANTO S.A. - ETES	15.176.597,64
105	Narandiba - SE NARANDIBA S.A.	14.872.585,73
106	ENCRUZO - Encruzo Novo Transmissora de Energia S.A.	14.409.729,81
107	MORRO AGUDO - CPFL TRANSMISSÃO MORRO AGUDO S.A.	14.330.892,79
108	ATE VII - FOZ DO IGUAÇU TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	14.313.387,43
109	ESDE - Empresa Santos Dumont de Energia S.A.	14.098.276,54
110	EEM - EMPRESA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA DO MATO GROSSO S.A. - EEM	13.501.285,65
111	PEDRAS - Pedras Transmissora de Energia S.A	13.185.153,77
112	TGO - TRANSENERGIA GOIÁS S.A.	12.914.516,49
113	EVRECY - EVRECY PARTICIPAÇÕES LTDA.	12.622.969,27
114	RIALMA I - RIALMA TRANSMISSORA DE ENERGIA I S/A	12.617.152,34
115	GENEBRA - MATA DE SANTA GENEVRA TRANSMISSÃO S.A	12.564.613,19
116	COSTA OESTE - COSTA OESTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	12.545.988,11
117	ATLÂNTICO - Concessionária de Transmissão de Energia do Brasil S.A	12.490.922,02
118	FOTE - FRONTEIRA OESTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	12.283.819,43
119	CPFL TRANSMISSÃO - CPFL TRANSMISSÃO PIRACICABA S.A.	12.068.529,37
120	ETVG - EMPRESA DE TRANSMISSÃO DE VÁRZEA GRANDE S.A. - ETVG	11.550.576,76
121	Light - LIGHT ENERGIA S.A	10.181.318,68
122	OURILÂNDIA DO NORTE - OURILÂNDIA DO NORTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	10.164.861,35
123	PANTANAL - PANTANAL TRANSMISSÃO S.A.	8.938.588,93
124	TPAE - TRANSMISSORA PORTO ALEGRENSE DE ENERGIA S/A	8.906.116,43
125	Firminópolis - FIRMINÓPOLIS TRANSMISSÃO S.A.	7.814.725,35
126	ATE VIII - ATE VIII TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	7.466.605,71
127	Coqueiros - Coqueiros Transmissora de Energia S.A	7.216.508,02
128	SLTE - SETE LAGOAS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	6.709.802,49
129	TRANSNORTE - TRANSNORTE ENERGIA S.A	6.605.599,78
130	SÃO GOTARDO - São Gotardo Transmissora de Energia S.A	5.416.349,33
131	Caldas Novas - CALDAS NOVAS TRANSMISSÃO S.A.	4.962.852,31
132	BRILHANTE II - BRILHANTE II TRANSMISSORA DE ENERGIA SA	4.482.721,74
133	AZUL - LAGO AZUL TRANSMISSÃO S.A.	4.263.650,35
TOTAL		25.770.589.190,56

160. 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 2019. 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.

161. Os valores das Receitas Anuais Permitidas de concessionárias de transmissão licitadas que entrarão em operação comercial ao longo do período 2019-2020 são apresentados no Anexo IV.

62. Os valores das Receitas Anuais Permitidas das instalações de transmissão licitadas e

Pág. 36 da Nota Técnica nº 115/2019 – SGT/ANEEL, de 19/06/2019.

autorizadas previstas para entrarem em operação comercial ao longo do período 2019-2020 são apresentados no Anexo V.

163. No Anexo VI são apresentados, por contrato de concessão, os valores da Parcela de Ajuste para o período 2019-2020.

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

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

166. 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.

167. 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 14 de junho 2019, bem como as instalações previstas para entrarem em operação durante o ciclo 2019-2020, e a lista dos ativos de conexão associados aos usuários e encargos a serem pagos.

168. As instalações contidas no Anexo X estão em planilhas eletrônicas e representadas de acordo com classificação disposta pela Resolução Normativa nº 67, de 2004, contemplando tanto as instalações integrantes da Rede Básica e Rede Básica Fronteira, quanto àquelas classificadas como Demais Instalações de Transmissão.

169. 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

170. As Leis nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 e 9.784, de 29 de janeiro de 1999; as 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; os contratos de concessão de transmissão; e os Submódulos 9.3 e 10.4 dos Procedimentos de Revisão Tarifária – PRORET, aprovados pela Resolução Normativa nº 774, de 27 de junho de 2017.

V - DA CONCLUSÃO

171. 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 2019 a 30 de junho de 2020, conforme os anexos desta Nota Técnica.



Pág. 37 da Nota Técnica nº 115/2019 – SGT/ANEEL, de 19/06/2019.

VI - DA RECOMENDAÇÃO

172. 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 2019, conforme Anexos I a IX desta Nota Técnica.

(Assinado digitalmente)
MATEUS DE OLIVEIRA FERREIRA
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
RICHARD LESTER DAMAS PAIXÃO
Especialista em Regulação

De acordo:

(Assinado digitalmente)
DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Gestão Tarifária

