




CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À TOMADA DE SUBSÍDIOS TS-006/2026	
	NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Companhia Piratininga de Força e Luz - COCEN CPFL Piratininga
	AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL
	ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA Nº 39/2026-STR/ANEEL de 19/03/26
EMENTA: Obter subsídios relativos à Revisão Periódica da Receita Anual Permitida (RAP) dos Contratos de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica relativos aos empreendimentos licitados com data de revisão em julho de 2026.	
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS	
IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou	
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
NOTA TÉCNICA Nº 39/2026-STR/ANEEL	
Referência: 48500.034420/2025-41	
Assunto: Proposta de abertura de Tomada de Subsídios (TS) para revisão Periódica da Receita Anual Permitida (RAP) dos Contratos de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica relativos aos empreendimentos licitados com data de revisão em julho de 2026.	
I - DO OBJETIVO.	
1. Propor instauração de Tomada de Subsídios , pelo prazo de 45 (quarenta e cinco) dias, para apresentar os procedimentos utilizados nos cálculos e os resultados preliminares da Revisão Periódica da Receita Anual Permitida (RAP) dos Contratos de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica com data de revisão em julho de 2026 , listados no Quadro 1.	
II - DOS FATOS	
2. O Submódulo 9.2 dos Procedimentos de Revisão Tarifária (PRORET), Versão 4.5, aprovado pela Resolução Normativa nº 1.096, de 25 de junho de 2024, estabelece os conceitos gerais e a metodologia aplicável à Revisão Periódica dos Contratos de Concessão para Prestação do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica outorgados mediante licitação, na modalidade de leilão público .	
3. Por sua vez, o Submódulo 9.1 do PRORET , Versão 4.4, aprovada pela Resolução Normativa nº 1.096, de 25 de junho de 2024, define as metodologias e os critérios gerais para Revisão Periódica das Concessionárias de Transmissão não licitadas , estabelecendo, não obstante, a metodologia de captura da parcela das Outras Receitas para a modicidade tarifária e os parâmetros para definição do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) aplicáveis a todas as Transmissoras.	
4. Consoante o Submódulo 9.2, a Revisão Periódica se fundamenta no Contrato de Concessão específico de cada Transmissora, podendo abranger os seguintes itens:	
a) atualização do Custo de Capital de Terceiros da receita ofertada no Leilão, aplicável às empresas com cláusula específica de revisão desse item;	
b) captura dos ganhos de eficiência empresarial sobre os Custos Operacionais , aplicável às empresas com cláusula específica de revisão desse item;	
c) revisão dos valores das parcelas de RAP estabelecidas provisoriamente pela ANEEL referente à implantação de novas instalações , para as concessionárias que possuem autorização de Reforços e Melhorias ; e	
d) captura, em favor da modicidade tarifária, de parcela dos ganhos auferidos com a prestação de outras atividades empresariais, denominados de Outras Receitas .	
5. Destaca-se que os Contratos oriundos de licitação celebrados até 2006 não preveem revisão sobre a receita ofertada. A partir de 2007, os Contratos celebrados passaram a conter , na Cláusula Sétima, a previsão de revisão periódica da receita licitada .	
6. Ressalta-se que o Anexo I do Submódulo 9.2 do PRORET estabelece Ganhos de Eficiência Empresarial (GEE) sobre os Custos Operacionais iguais a 0% (zero) para as Transmissoras Licitadas. Sendo assim, não há necessidade de aplicação do item "b", descrito anteriormente.	
7. O Quadro 1 desta Nota Técnica lista as 50 concessionárias licitadas , que possuem receitas que passarão por Revisão Periódica em 2026.	
8. Por meio do Ofício-Circular nº 36, de 14 de novembro de 2025 (SEI nº 0234814), a STR solicitou às Concessionárias de Transmissão listadas no Quadro 1 que, quando aplicável, encaminhassem até 31 de dezembro de 2025 a planilha de cálculo referente às Outras Receitas (item d) devidamente preenchida, acompanhada dos respectivos contratos .	
9. O referido Ofício-Circular também incluiu orientações importantes para o correto preenchimento dos relatórios de avaliação e de conciliação físico-contábil a serem encaminhados à Superintendência de Fiscalização Econômica, Financeira e de Mercado (SFF), em atendimento ao Submódulo 9.2 do PRORET.	
10. Por meio da Portaria ANEEL nº 7.065 (SEI nº 0301065), de 23 de fevereiro e publicada em 4 de março de 2026, a Diretoria da ANEEL delegou competência para a STR homologar as Receitas Anuais Permitidas (RAP) de concessionárias de transmissão , incluindo reajustes e revisões periódicas, conforme as Regras dos Serviços de Transmissão e os Submódulos 9.1 a 9.3 e 10.4 do PRORET.	
11. Também em 23 de fevereiro de 2026, foi publicado o Despacho nº 675, de 27 de fevereiro de 2026, que atualizou os valores das Taxas Regulatórias de Remuneração do Capital para os segmentos de Geração e Transmissão para 12,11% , antes de impostos, e 8,00% , depois de impostos.	
12. Por meio do Memorando nº 69/2026-SFF/ANEEL (SEI nº 0314171), de 19 de março de 2026, a SFF encaminhou à STR a Base de Remuneração Regulatória preliminar constante dos Relatórios de Avaliação das transmissoras sujeitas ao presente processo de revisão.	
III - DA ANÁLISE	
III.1. Revisão Periódica da RAP	
13. Os Contratos de Concessão elencados no Quadro 1 desta Nota Técnica estabelecem que a receita ofertada no Leilão e/ou as parcelas de receita associadas a reforços e melhorias autorizados estão sujeitas à revisão dos valores, consoante as orientações descritas a seguir.	
14. Importante ressaltar que foi publicado no Diário Oficial da União (DOU), no dia 23 de fevereiro de 2026, Extrato de Distrato contendo "termo de distrato consensual dos Contratos de Concessão nº 6/2021-ANEEL; 7/2021-ANEEL; 13/2021-ANEEL e 15/2021-ANEEL, que entre si celebram o Ministério de Minas e Energia - MME e a MEZ 7 ENERGIA S.A.; MEZ 8 ENERGIA S.A.; MEZ 9 ENERGIA S.A. e MEZ 10 ENERGIA S.A. ." Destaca-se que as RAP das transmissoras MEZ 8 e 9 estão previstas para serem revistas no âmbito deste Processo. Tendo em vista que os distratos mencionados ainda dependem de homologação pelo Tribunal de Contas da União (TCU), tais transmissoras serão mantidas no cálculo neste momento . Caso o Tribunal confirme os distratos, as empresas serão excluídas do cálculo quando do fechamento da Tomada de Subsídios.	
III.1.1. Revisão da RAP Ofertada em Leilão, mediante o recálculo do Custo de Capital de Terceiros e dos Custos Operacionais Eficientes	
15. O caput da Cláusula Sétima dos Contratos de Concessão estabelece a periodicidade das revisões da RAP, conforme exemplificado a seguir:	
<i>"A ANEEL procederá à revisão da RECEITA ANUAL PERMITIDA, durante o período da concessão, em intervalos periódicos de cinco anos, contado do primeiro mês de julho subsequente à data de assinatura do CONTRATO DE CONCESSÃO, observando-se os parâmetros regulatórios fixados no ANEXO VI e regulamentação específica."</i>	
16. As Subcláusulas da Cláusula Sétima, por sua vez, estabelecem a fórmula para o recálculo do custo de capital de terceiros, a aplicação do parâmetro regulatório para captura dos ganhos de eficiência empresarial nos custos de operação e manutenção, bem como a possibilidade de considerando as receitas auferidas pelas transmissoras com a prestação de outras atividades empresariais, denominadas de Outras Receitas :	
<i>"Primeira Subcláusula – Nas revisões previstas para o 5º, 10º e 15º ano do período de Concessão, será recalculado o custo do Capital de Terceiros (rD), com o estabelecimento da RECEITA ANUAL PERMITIDA para os doze meses seguintes, após aplicação do reajuste previsto na CLÁUSULA SEXTA, observando-se os parâmetros regulatórios estabelecidos conforme o ANEXO VI, regulamentação específica e aplicando-se a seguinte expressão: $rD = [a * (TILP + s1) + (1 - a) * (TRM + s2)]$, onde: TILP: Média dos últimos 60 meses da Taxa de Juros de Longo Prazo deflacionada pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, também calculado a partir da média dos últimos 60 meses até o segundo mês anterior à data da revisão; TRM: Taxa Referencial de Mercado definida no contrato de concessão; a: constante e igual a 1, mantida inalterada durante a vigência do contrato de concessão; s1 e s2: Prêmios adicionais de risco estabelecidos no contrato de concessão e man dos constantes durante sua vigência. Segunda Subcláusula – O parâmetro regulatório relacionado à Operação e Manutenção estabelecido no ANEXO VI poderá ser revisado para determinação do GANHO DE EFICIÊNCIA EMPRESARIAL, quando das revisões definidas no caput desta Cláusula. [...] Sexta Subcláusula – A ANEEL poderá revisar o valor da Receita Anual Permitida, visando contribuir para a modicidade tarifária do SERVIÇO PÚBLICO DE TRANSMISSÃO, sempre que houver receita auferida com outras atividades, observada a Sexta Subcláusula da Cláusula Segunda."</i>	
17. Os procedimentos de revisão do custo de capital de terceiros (rD), por sua vez, são detalhados no item 3.1 do Submódulo 9.2 do PRORET . Além disso, no item 2 do Anexo V ou VI, a depender do Contrato de Concessão, são especificados os valores regulatórios a serem adotados nas Revisões Periódicas, abrangendo tanto os parâmetros fixos quanto aqueles que devem ser atualizados para o recálculo do Custo de Capital de Terceiros .	

Entendemos que as transmissoras objeto de distrato não devem ser consideradas nesta revisão tarifária, pois encontram-se inadimplentes com os contratos.

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À TOMADA DE SUBSÍDIOS TS-006/2026							
	NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Companhia Piratininga de Força e Luz - COCEN CPFL Piratininga						
	AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL						
	ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA Nº 39/2026-STR/ANEEL de 19/03/26						
EMENTA: Obter subsídios relativos à Revisão Periódica da Receita Anual Permitida (RAP) dos Contratos de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica relativos aos empreendimentos licitados com data de revisão em julho de 2026.							
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS							
IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou							
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO						
<p>18. Segundo a Norma, a Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) é calculada pela média publicada dos últimos 60 meses, deflacionada pelo IPCA, também obtido pela média em igual período. No presente processo revisional, o valor calculado para a TJLP média foi de 6,91%, e para o IPCA médio foi de 6,13%. A memória de cálculo desses valores está disponível na planilha de cálculo, aba "Índices". Majoritariamente, para os contratos afetados (anteriores a 2018), a parcela (TJLP + s1) deflacionado reduziu em relação aos valores referenciais dispostos no Anexo V/VI dos Contratos de Concessão, sendo o principal fator do resultado do reposicionamento da RAP apresentado na Tabela 1.</p> <p>19. Informa-se que, para a abertura da Tomada de Subsídios (TS), precisaram ser utilizadas estimativas para o número índice do IPCA referente aos meses de março a maio de 2026 e para a TJLP, referente aos meses de abril a maio de 2026, uma vez que os índices ainda não foram divulgados. Para o fechamento da TS, serão considerados os valores oficiais e defini vos desses índices publicados para os meses citados.</p> <p>20. Destaca-se que, para o cálculo da TJLP Média, a taxa anual divulgada foi convertida em uma taxa mensal, considerando um período padrão de 30 dias. Em seguida, a partir da taxa mensal calculou-se o pro rata dos dias do mês em relação aos 30 dias, obtendo-se assim a nova taxa mensal e anual. Ressalta-se, ainda, que a formulação matemática utilizada para o cálculo da TJLP Média e do IPCA Médio está expressamente descrita no Submódulo 9.2 do PRORET.</p> <p>21. É importante destacar que, nos casos em que o spread de risco s1 esteja definido como "em termos nominais" no Contrato de Concessão de Transmissão, a parcela TJLP + s1 da equação de cálculo do custo de capital de terceiros (rD) deve ser deflacionada, conforme estabelece a equação (6) do submódulo 9.2 do PRORET:</p> $(TJLP + s1)_{deflacionado} = \frac{1 + TJLP_{médio\ nominal} + s1_{nominal}}{1 + IPCA_{médio}} - 1$ <p>22. Esse entendimento, assim como a aplicação da equação descrita no item (6) do submódulo 9.2 do PRORET, tem sido consistentemente adotado pela ANEEL desde o início das Revisões Periódicas da RAP das transmissoras licitadas que possuem o spread s1 definido como "em termos nominais", ocorrido em 2014.</p> <p>23. Não obstante, é comum que as concessionárias de transmissão questionem a forma de deflacionamento do parâmetro s1. Esses questionamentos envolvem, ora o pleito para que o parâmetro s1 não seja deflacionado, ignorando o fato dele estar definido "em termos nominais" em determinados Contratos de Concessão, ora a solicitação para que a composição das taxas de TJLP e do risco s1 seja calculada de forma multiplicativa (1 + TJLP) x (1 + s1), em vez da forma aditiva (1 + TJLP + s1), ignorando a Cláusula Sêma dos Contratos de Concessão de Transmissão que estabelece explicitamente a equação em seu formato aditivo.</p> <p>24. De forma consistente e fundamentada no Contrato de Concessão e no regulamento vigente, a ANEEL tem mantido seu entendimento e recomendado o indeferimento desses pleitos. Essa posição tem sido, de forma unânime, respaldada pela Diretoria Colegiada em todos os processos julgados até o momento, o que confirma que esses atos onerosos já foram reiteradamente indeferidos pela Agência no âmbito administrativo.</p> <p>25. A recorrência de pedidos de reconsideração sobre o tema e seus consequentes indeferimentos em pelo menos 14 (quatorze) oportunidades distintas, levou a Diretoria da ANEEL a determinar a elaboração de uma súmula sobre a questão. Em cumprimento a essa determinação, foi publicada a Portaria nº 6.951, de abril de 2025, que aprovou a criação da Súmula ANEEL nº 18/2025, nos seguintes termos: "Nos casos em que o Anexo dos Contratos de Concessão de Transmissão Licitados indicar que a taxa de risco s1 é definida em termos nominais, o Custo de Capital de Terceiros (rD), descrito na Cláusula Sêma dos Contratos de Concessão, será recalculado na Revisão Periódica da Receita Anual Permitida (RAP) aplicando-se o deflacionamento pelo IPCA sobre a taxa resultante da adição do prêmio de risco s1 à Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), conforme formulação a seguir: $\alpha \cdot [TJLP + s1] / (1 + IPCA)$".</p> <p>26. Diante do exposto, conclui-se que o deflacionamento do spread de risco s1, por meio da equação (6) do submódulo 9.2 do PRORET, quando o parâmetro s1 estiver definido como "em termos nominais", trata-se de entendimento consolidado, devidamente embasado nos Contratos de Concessão de Transmissão e no regulamento vigente.</p> <p>27. Assim, embora as concessionárias detenham pleno direito de se manifestar da forma que julgarem oportuna e adequada, entende-se que os questionamentos contrários ao tema mencionado já estão devidamente superados no âmbito administrativo.</p> <p>28. A Taxa Referencial de Mercado (TRM) é aplicada aos Contratos de Concessão assinados a partir de 2018, cuja Primeira Subcláusula da Cláusula Sêma estipula a sua metodologia de cálculo: "Abaixo são elencados os passos para o cálculo da taxa TRM 1) Obtenção da série histórica diária de taxas até o vencimento (Yield to Maturity - YTM) de todas as Notas do Tesouro Nacional Série B - NTNBS com prazo de vencimento superior a 5 anos emitidas pelo Tesouro Nacional; 2) Quantificação da ponderação de cada tulo com base na quantidade de tulos emitidos e preço de mercado; 3) Cálculo da taxa até o vencimento (YTM) diária, ponderado pelo valor de mercado em circulação, para o histórico de 1 ano; 4) Obtenção do valor equivalente à média da série histórica calculada no item anterior. A data base de cálculo da ponderação e limite da média será a do último dia útil do ano civil anterior à data de revisão."</p> <p>29. Para o cálculo da ponderação dos tulos NTN-B em cada ano do histórico do presente processo revisional (2021 a 2025), foram utilizados os dados disponíveis no portal Tesouro Transparente, acessíveis em https://www.tesourotransparente.gov.br/ckan/dataset/estoque-da-divida-publica-federal. A ponderação baseou-se na quantidade de títulos emitidos e no preço de mercado, representando, assim, o estoque de cada título. Considerou-se todos os tulos NTN-B, incluindo os NTN-B Principal (sem pagamento de juros semestrais), com vencimento superior a 5 anos em relação a 31 de dezembro do ano correspondente, em conformidade com a metodologia estabelecida no contrato de concessão.</p> <p>30. Para calcular a média das taxas até o vencimento (Yield to Maturity - YTM) diárias, foram utilizadas duas bases de dados diárias. Essa necessidade decorre do fato de que o histórico de taxas de compra e venda dos tulos públicos federais, disponibilizado no portal Tesouro Transparente, abrange apenas os tulos ofertados no âmbito do Programa Tesouro Direto. Assim, para determinadas NTN-B, não há informações disponíveis no portal, visto que, após os leilões, alguns tulos passam a ser negociados exclusivamente no mercado privado secundário. Por outro lado, os tulos NTN-B Principal são negociados exclusivamente no Tesouro Direto e não estão disponíveis para negociação no mercado secundário.</p> <p>31. Diante do exposto, o levantamento das taxas até o vencimento (YTM) diárias dos tulos NTN-B Principal (sem pagamento de juros semestrais) baseou-se nos dados do portal Tesouro Transparente, acessíveis em: https://www.tesourotransparente.gov.br/ckan/dataset/estoque-da-divida-publica-federal. Já as taxas dos tulos NTN-B (com pagamento de juros semestrais) foram obtidas por meio da base de dados da Bloomberg.78</p> <p>32. Está disponível como anexo técnico ao presente processo a planilha com a memória de cálculo da TRM, que resultou no valor de 5,92%, a ser aplicado aos Contratos de Concessão assinados a partir de 2018 e que estão sujeitos à revisão periódica em 2026. A TRM constante do Anexo V desses contratos está definida no valor de 3,64%. Desse modo, o aumento da TRM é o principal motivo para o resultado da revisão periódica desses contratos, como pode ser visto nos índices de reposicionamento da Tabela 1.</p> <p>33. Com relação aos Ganhos de Eficiência Empresarial (GEE), este se dá em função dos ganhos de produtividade sobre os custos de operação e manutenção, ou simplesmente, custos operacionais. A versão mais recente do Submódulo 9.2 do PRORET estabelece que o valor do referido parâmetro é igual a 0,0% (zero). "18. Os ganhos de eficiência empresarial são entendidos como ganhos de produtividade e decorrem, de forma geral, de ganhos de eficiência técnica, ganhos de escala e ganhos de evolução tecnológica. Os ganhos de produtividade a serem repassados aos consumidores são os ganhos advindos de evolução tecnológica, a serem repassados no momento da revisão periódica da receita ofertada em leilão, e os ganhos de escala, a serem repassados no momento da autorização dos reforços e/ou melhorias. [...]20. O percentual de ganhos de eficiência empresarial é apresentado no Anexo I deste Submódulo e será único para todas as transmissoras licitadas com contrato de concessão assinado a partir de 1º de janeiro de 2008. [...]".</p>	<p>Concordamos, em prol da modicidade tarifária, com o posicionamento da Aneel, quanto a forma de cálculo do deflacionamento do parâmetro s1.</p>						
Anexo I: Ganhos de Eficiência Empresarial – GEE sobre os Custos Operacionais							
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Tipo de Ganho</th> <th>Ganho Anual (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Evolução Tecnológica</td> <td>0,0%</td> </tr> <tr> <td>Ganhos de Escala</td> <td>0,0%</td> </tr> </tbody> </table>		Tipo de Ganho	Ganho Anual (%)	Evolução Tecnológica	0,0%	Ganhos de Escala	0,0%
Tipo de Ganho	Ganho Anual (%)						
Evolução Tecnológica	0,0%						
Ganhos de Escala	0,0%						

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À TOMADA DE SUBSÍDIOS TS-006/2026	
	NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Companhia Piratininga de Força e Luz - COCEN CPFL Piratininga
	AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL
	ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA Nº 39/2026-STR/ANEEL de 19/03/26
EMENTA: Obter subsídios relativos à Revisão Periódica da Receita Anual Permitida (RAP) dos Contratos de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica relativos aos empreendimentos licitados com data de revisão em julho de 2026.	
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS	
IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou	
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
34. Importante destacar que parte da RAP da transmissora MEZ 5, titular do Contrato de Concessão nº 03/2021-ANEEL, corresponde exclusivamente à parcela des nada à cobertura dos custos de Operação e Manutenção (O&M). Essa parcela refere-se às receitas destinadas a cobrir as despesas de O&M associadas a ativos existentes que foram relicitados a essa concessionária.	
35. Considerando que essa receita não incorpora custo de capital de terceiros em sua formação e que o GEE aplicado aos custos de O&M das transmissoras licitadas é igual a 0,00%, tal parcela da RAP foi reajustada apenas pelo índice inflacionário previsto no respectivo Contrato de Concessão .	
36. Por meio da Carta ENERGISA/VP-ANEEL nº 093/2025 (SEI nº 0265486), a Energisa informa que, ao analisar os parâmetros regulatórios constantes das abas "Entradas" e "Contrato", constatou que, na aba "Entradas", o grupo de receitas associado ao Contrato de Concessão nº 09/2021 ENERGISA-AM (Leilão nº 001/2020-11) – O&M encontra-se com todos os parâmetros regulatórios zerados, o que inviabilizaria a atualização do custo de capital de terceiros (Kd) .	
37. De fato, na memória de cálculo preliminar disponibilizada às transmissoras, considerou-se que a receita mencionada pela Energisa se des nava exclusivamente à cobertura dos custos de O&M de v os existentes e que, portanto, por sua própria natureza, não incorporariam custo de capital de terceiros em sua composição, à semelhança do tratamento conferido à receita da transmissora MEZ 5.	
38. Contudo, ao se proceder à análise dos documentos do Leilão de Transmissão nº 01/2020, no qual a concessionária sagrou-se vencedora, verificou-se que essa parcela de receita contempla montante de investimento (desembolsos) associado ao pagamento de indenização à Amazonas-GT, referente aos ativos que foram relicitados e assumidos pela Energisa.	
39. Assim, o equívoco foi sanado, com o devido preenchimento dos parâmetros regulatórios associados a essa receita, possibilitando a adequada atualização do custo de capital de terceiros.	
III.1.1.1. Montagem do Fluxo de Caixa do Projeto para a revisão da RAP Ofertada	
40. Para processar a revisão da RAP Ofertada, é necessário, inicialmente, esmar o fluxo de caixa do projeto com base na receita ofertada pela concessionária vencedora do certame. Esse cálculo considera os parâmetros regulatórios estabelecidos no Anexo do Contrato de Concessão, como o Custo do Capital Próprio (Kp) e de Terceiros (Kd), o percentual de capital próprio e de terceiros, o percentual dos Custos de Operação e Manutenção (O&M) em relação ao investimento, a taxa de depreciação, o prazo regulatório de construção, entre outros fatores, além dos encargos setoriais e tributos, aplicando as premissas e alíquotas vigentes no momento da participação da empresa no leilão.	
41. A partir desse procedimento, obtém-se o investimento regulatório, que, considerando as premissas e parâmetros iniciais do Contrato de Concessão, conduz à receita ofertada pela transmissora vencedora. Com esse investimento regulatório, recalcula-se a receita revisada, mantendo-se inalterados os demais parâmetros contratuais, exceto o Custo de Capital de Terceiros, que é recalculado conforme o regulamento vigente e os parâmetros mais recentes à época da revisão. Além disso, são aplicados os encargos setoriais e tributos de acordo com as premissas e alíquotas vigentes no momento da revisão.	
42. Nesse contexto, destaca-se que a alíquota da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) vigente até 31 de dezembro de 2012 era de 0,50%, o que resultava em uma alíquota nominal de Reserva Geral de Reversão (RGR) de 2,50%. A partir de 1º de janeiro de 2013, a alíquota da TFSEE foi reduzida para 0,40%, elevando a alíquota nominal da RGR para 2,60%, conforme será detalhado adiante.	
43. Além disso, na esma va do fluxo de caixa da receita inicial, para os contratos celebrados até 31 de dezembro de 2010, adota-se a premissa de encerramento da RGR ao final de 2010, conforme previsto na Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Enquanto para os contratos firmados a partir de 1º de janeiro de 2011, considera-se o encerramento da RGR ao final de 2035, conforme o artigo 8º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, alterado pela Medida Provisória nº 517, de 30 de dezembro de 2010.	
44. Já na estimativa do fluxo de caixa da receita revisada, o encerramento da RGR ao final de 2035 é aplicado a todos os contratos de concessão.	
45. Adicionalmente, é comum que alguns agentes apresentem dúvidas sobre a forma de inclusão dos encargos setoriais na RAP, seja "por dentro" ou "por fora", bem como sobre as alíquotas e base de cálculo aplicáveis. Como exemplo, citam-se as imprecisões de entendimento acerca do tema apresentadas pela State Grid na Carta SGHB/SD-RR/172/25 (SEI nº 0264681), Celeo Redes na Carta CELEO 532760.2025 (SEI nº 0267107), AXIA Energia nas Cartas CTA-RR/RGTRSD-01922/2025 (SEI nº 0266926), CTA-RR-RGTRSU-01928-2025 (SEI nº 0266839), CTA-RGTRND-2025.068 (SEI nº 0274016), CE RR/RGTRNO-0076/2025 (SEI nº 0266613). Essas dificuldades reforçam a necessidade de uma explicação mais detalhada sobre a aplicação dos encargos setoriais nas receitas das concessionárias de transmissão.	
46. Inicialmente, é fundamental esclarecer que os valores referentes a tributos e encargos setoriais (PIS/Cofins, P&D, TFSEE e RGR) devem ser neutros para as transmissoras . Em termos prá cos, isso significa que o montante reconhecido na RAP deve ser equivalente ao valor efe vamente pago pelas empresas a tulo desses encargos e tributos, garan ndo que a receita líquida que as concessionárias receberiam, caso os referidos tributos e encargos não exis ssem, seja igual à receita líquida resultante da receita bruta descontada dos encargos setoriais e tributos, após o seu recolhimento, sem impacto financeiro positivo ou negativo para as concessionárias.	
47. Para assegurar essa neutralidade, o Submódulo 9.7 do PRORET estabelece as fórmulas (1) e (2), que devem ser aplicadas para a correta inclusão, "por dentro", dos encargos setoriais e tributos na receita das concessionárias de transmissão:	
$R_B = \frac{R_L \times (1 + P\&D)}{(1 - PIS/COFINS - TFSEE - RGR)} \quad (1)$	
$R_B = \frac{R_L \times (1 + P\&D + TFSEE)}{(1 - PIS/COFINS)} \quad (2)$	
onde: R _L : receita líquida anual; R _B : receita bruta anual; PIS/COFINS: percentual relativo aos tributos PIS/PASEP e COFINS; TFSEE: Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica; P&D: percentual referente ao encargo de Pesquisa e Desenvolvimento; e RGR: percentual referente ao encargo de Reserva Global de Reversão.	
48. A fórmula (1) aplica-se às transmissoras que recolhem RGR, enquanto a fórmula (2) aplica-se às transmissoras que não recolhem RGR.	
49. Quanto às alíquotas de encargos e tributos, destaca-se que, no caso do PIS/Cofins a alíquota depende do regime tributário da concessionária, conforme a Lei nº 10.637, de 30 de dezembro de 2002, e a Lei nº 10.833, de 29 de dezembro de 2003. No regime Cumula vo, a alíquota é de 3,65%, enquanto no regime Não-Cumula vo, a alíquota é de 9,25%, aplicável sobre a receita bruta da transmissora.	
50. O artigo 3º da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, estabelece a alíquota do encargo setorial referente aos gastos com Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) no valor de 1% aplicado sobre a receita líquida da transmissora: <i>"Art. 3º As concessionárias de serviços públicos de transmissão de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, um por cento de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico (...)".</i>	
51. A Lei nº 12.783, de 2013, altera a Lei nº 9.427/96, estabelece que a TFSEE será "equivalente a 0,4% (quatro décimos por cento) do valor do bene cio econômico anual auferido pelo concessionário, permissionário ou autorizado".	
52. A Resolução ANEEL nº 23, de 5 de fevereiro de 1999, regulamenta a fixação da RGR e estabelece em seu artigo 2º: "Art. 2º As quotas anuais da RGR serão definidas com base em 2,5% do investimento "pro rata tempore", observado o limite de 3,0% das receitas de cada concessionária (...)".	
53. O parágrafo 1º, do artigo 13, da Lei nº 9.427, de 1996, estabelece que a quota de RGR a ser recolhida pelas empresas do setor elétrico deve ser deduzida da parcela destinada à TFSEE: "§1º Do valor global das quotas da Reserva Global de Reversão - RGR, de que trata o art. 4o da Lei no 5.655, de 20 de maio de 1971, com a redação dada pelo art. 9º da Lei no 8.631, de 4 de março de 1993, devidas pelos concessionários e permissionários, será deduzido o valor da taxa de fiscalização, vedada qualquer majoração de tarifas por conta da instituição desse tributo."	

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À TOMADA DE SUBSÍDIOS TS-006/2026	
	NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Companhia Piratininga de Força e Luz - COCEN CPFL Piratininga
	AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL
	ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA Nº 39/2026-STR/ANEEL de 19/03/26
EMENTA: Obter subsídios relativos à Revisão Periódica da Receita Anual Permitida (RAP) dos Contratos de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica relativos aos empreendimentos licitados com data de revisão em julho de 2026.	
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS	
IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou	
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
54. Devido às características específicas do setor de transmissão, que demanda elevados investimentos, a quota de RGR geralmente se limita à 3% da RAP, deduzida da parcela da TFSEE. Sendo assim, a alíquota nominal vigente da RGR é equivalente a 2,6% da receita, dado por 3% da RAP menos 0,4% (sobre a RAP) da TFSEE.	
55. Assim, a alíquota nominal de 2,6% para a RGR está em plena conformidade com a legislação em vigor. Ressalte-se, ainda, que, para as concessionárias sujeitas ao recolhimento da RGR, a alíquota aplicada é uniforme, independentemente da data de assinatura do contrato de concessão, bem como da incidência ou não, e da alíquota de PIS/Cofins considerada na RAP, uma vez que a RES ANEEL nº 23/1999 não faz qualquer distinção.	
56. Para garantir a transparência no cálculo, foi incluída uma linha adicional na projeção do fluxo de caixa do projeto, tanto no fluxo da receita inicial quanto da receita revisada, denominada "Check Neutralidade Encargos". Essa linha tem o objetivo de demonstrar a neutralidade dos encargos setoriais incidentes sobre a receita nos cálculos realizados na revisão da RAP.	
57. Adicionalmente, considerando a fórmula disposta no submódulo 9.7 do PRORET, citada anteriormente, a alíquota nominal de 2,6% para a RGR assegura a adequada neutralidade desse encargo setorial, conforme demonstrado na memória de cálculo anexada a esta Nota Técnica (planilha denominada "Demonstrativo Cálculo Encargos e Tributos").	
58. Por fim, alguns agentes demonstram confusão ao misturar os conceitos de "alíquota de RGR" com "adicional de RGR". Nesse contexto, em relação à REH nº 1.150, de 7 de junho de 2011, citada por algumas concessionárias, é necessário esclarecer a situação específica a que ela se aplica. Conforme consta na Nota Técnica nº 44/2011-SRT/ANEEL (SIC nº 48552.000832/2011-00) e no Voto que embasou a emissão da referida REH, a cobrança da quota de RGR estava prevista para encerrar ao final do exercício de 2010, conforme a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. No entanto, em de 30 de dezembro de 2010, foi editada a Medida Provisória nº 517, que em seu art. 16, alterou o art. 8º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, postergando a extinção da RGR para o final do exercício de 2035.	
59. Assim, conforme detalhado na Nota Técnica mencionada, entendeu-se que as receitas ofertadas pelos vencedores dos leilões associados às instalações licitadas antes de 30 de dezembro de 2010 consideravam a ex nção desse encargo ao final de dezembro de 2010. Sendo assim, com a prorrogação da RGR até 2035, a ANEEL calculou um fator de correção, denominado de "adicional de RGR", para incluir, de forma separada ("por fora"), a quota de RGR sobre as parcelas de RAP das instalações de transmissão licitadas antes de 30 de dezembro de 2010.	
60. Esse cálculo foi necessário porque as receitas enquadradas nessa situação já estavam homologadas pela ANEEL sem a inclusão da RGR e, portanto, precisavam ser ajustadas com a aplicação do adicional sobre a Receita Bruta estabelecida. Em outras palavras, as concessionárias impactadas já tinham um valor de RAP homologado, que incluía TFSEE, P&D e PIS/Cofins, mas sem RGR. O objetivo, à época, era adicionar o montante referente à RGR por meio da multiplicação ("por fora") do fator de correção ("adicional de RGR") sobre a RAP vigente à época, conforme formulação a seguir.	
$RAP\ Bruta_{com\ todos\ encargos} = RAP\ Bruta_{com\ TFSEE,\ P\&D\ e\ PIS/Cofins} \times Adicional\ de\ RGR$	
61. Portanto, o adicional de RGR aplica-se a um conjunto restrito de transmissoras, em uma situação específica, decorrente da prorrogação desse encargo setorial naquele contexto. Mesmo para as receitas das instalações licitadas antes de 30 de dezembro de 2010, mas que estão sujeitas à revisão sobre a receita ofertada em leilão, não há obrigatoriedade de se aplicar o adicional de RGR "por fora", uma vez que, no próprio processo de revisão da RAP, é possível incluir a quota de RGR "por dentro", considerando as alíquotas nominais dos encargos setoriais e tributos, assegurando a neutralidade desses valores.	
62. Em síntese, há duas metodologias equivalentes para o cálculo da quota de RGR: (i) a adoção de alíquota de RGR igual a zero no cálculo da RAP Revisada, seguida da aplicação do adicional de RGR "por fora" da RAP, com base nos valores homologados pela REH nº 1.150/2011, conforme a fórmula apresentada anteriormente; ou (ii) a aplicação da alíquota nominal de RGR "por dentro" da RAP, no percentual de 2,6%, mediante a utilização das fórmulas (1) e (2) do Submódulo 9.7 do PRORET, conforme cálculo realizado no âmbito deste processo.	
63. Ambas as metodologias conduzem a resultados equivalentes. Não se mostra adequada, contudo, a combinação de tais metodologias, isto é, a utilização das fórmulas do PRORET (cálculo "por dentro") em conjunto com os valores do adicional de RGR "por fora" homologados pela REH nº 1.150/2011, conforme pleiteado por algumas empresas.	
64. Diante do exposto, conclui-se que o cálculo realizado e os valores de alíquota utilizados neste processo estão em plena conformidade com a legislação em vigor, de modo que não há qualquer ajuste a ser realizado.	
65. Maiores detalhes sobre a matéria constam da Nota Técnica nº 64/2025-STR/ANEEL (SEI nº 0070218), na qual foi analisado Pedido de Reconsideração interposto contra a REH nº 3.343/2024 acerca do mesmo tema, no âmbito do Processo de Revisão Periódica da RAP das transmissoras licitadas referente ao exercício de 2024.	
66. Cabe destacar, também, que, uma vez que nenhum dos contratos que passarão por revisão sobre a RAP Ofertada prevê o acréscimo do PIS/Pasep e da Cofins, não houve necessidade de ajustes no fluxo de caixa projetado para refletir a extinção do PIS/Pasep e da Cofins, e a criação da Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS) a partir de 2027, decorrentes da Reforma Tributária do Segmento de Consumo. Adicionalmente, uma vez que a alíquota da CBS ainda não está estabelecida, nesse momento, não é possível quantificar o eventual impacto da mudança prevista para 2027 sobre qualquer outro aspecto da revisão em processamento.	
III.1.2. Revisão da RAP dos Reforços e Melhorias (R&M), mediante a reavaliação dos investimentos e aplicação de novo WACC	
67. A Terceira Subcláusula da Cláusula Sêma dos Contratos de Concessão de Transmissão trata da revisão das receitas dos Reforços, das Melhorias e das Instalações de Conexão. "Terceira Subcláusula - As receitas decorrentes dos REFORÇOS ou MELHORIAS ou INSTALAÇÕES DE CONEXÃO, inclusive aquelas relacionadas a novos padrões de desempenho técnico determinados pela ANEEL, decorrentes de regulamento ou autorizadas por resolução específica, serão revisadas, periodicamente, nas mesmas datas estabelecidas no caput desta Cláusula, nos termos da regulação expedida sobre a matéria."	
68. O item 3.3 do Submódulo 9.2 do PRORET estabelece os procedimentos para a revisão da parcela de RAP das instalações autorizadas, enquanto o Item 6 do Submódulo 9.1 dispõe sobre o cálculo da Base de Remuneração Regulatória (BRR) aplicável a esses ativos incrementais.	
69. Conforme o item 3.3 do Submódulo 9.2 do PRORET, a BRR de reforços e melhorias que já passaram por Revisão Periódica (denominada base blindada) não deve ser reavaliada nos processos de revisão subsequentes, devendo apenas ser atualizada pelo índice inflacionário previsto no Contrato de Concessão e descontada das baixas de a vos, se aplicável. Esses casos referem-se à parcela de receita R3 estabelecida no Submódulo 9.2 do PRORET.	
70. Para os módulos que irão passar por revisão pela primeira vez, o Submódulo 9.2 do PRORET estabelece que, na valoração da Base de Remuneração Incremental, deve ser utilizado o método do Valor Novo de Reposição (VNR), considerando necessariamente nessa ordem: 1) o Banco de Preços de Referência – BPR ANEEL; e 2) Valor Original Contábil (VOC) fiscalizado e atualizado.	
71. Ressalte-se que, consoante o item 17 do Submódulo 9.7 do PRORET, nos períodos entre revisões, as receitas associadas aos Reforços e às Melhorias de Grande Porte, têm caráter provisório, sendo redefinidas no processo de revisão subsequente à entrada em operação comercial da obra, com efeitos retro vos à data de entrada em operação comercial do reforço ou melhoria. A eventual diferença decorrente da revisão do valor será considerada na RAP da transmissora em parcelas iguais até a revisão periódica da RAP subsequente, por meio de Parcela de Ajuste denominada de PA Retroatividade.	
72. Da mesma forma, conforme consta no "Módulo 3 – Instalações e Equipamentos" das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, as receitas associadas aos Reforços de Pequeno Porte autorizados pela ANEEL serão estabelecidas no processo de Revisão Periódica ou Reajuste da RAP subsequente à sua entrada em operação comercial, com efeitos retro vos à data da entrada em operação comercial do reforço.	
73. É importante ressaltar que os Reforços de Pequeno Porte descritos nas alíneas a) e e) do item 4.2 do Módulo 3 das Regras de Transmissão têm a respéc va parcela de receita estabelecida no processo de revisão. Assim, para as concessionárias licitadas sujeitas à revisão em 2026, os Reforços de Pequeno Porte que se enquadram nas alíneas mencionadas, que tenham sido devidamente autorizados por meio de Ato Autoriza vo da ANEEL, e que tenham entrado em operação comercial durante o período de elegibilidade deste processo, ou seja, até 30 de junho de 2025, terão a sua parcela adicional de RAP estabelecida nesta revisão.	
74. Não obstante, os Reforços de Pequeno Porte descritos nas alíneas f) e g) do item 4.2 do Módulo 3 das Regras de Transmissão têm sua parcela de receita estabelecida no processo de reajuste. Dessa forma, os Reforços de Pequeno Porte que entraram em operação comercial no período de elegibilidade desta revisão, mas que se enquadram nas alíneas mencionadas, não serão avaliados no presente processo, devendo ser tratados no processo de reajuste da RAP, junto à Superintendência de Concessões, Permissões e Autorizações dos Serviços de Energia Elétrica (SCE).	

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À TOMADA DE SUBSÍDIOS TS-006/2026	
	NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Companhia Piratininga de Força e Luz - COCEN CPFL Piratininga
	AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL
	ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA Nº 39/2026-STR/ANEEL de 19/03/26
EMENTA: Obter subsídios relativos à Revisão Periódica da Receita Anual Permitida (RAP) dos Contratos de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica relativos aos empreendimentos licitados com data de revisão em julho de 2026.	
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS	
IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou	
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
75. Ainda de acordo com o Módulo 3 das Regras de Transmissão, as Melhorias de Grande Porte realizadas em instalações licitadas fazem jus à adicional de receita somente se forem executadas em decorrência do fim da vida útil regulatória da instalação. O mesmo regulamento também estabelece que as Melhorias de Pequeno Porte executadas em instalações licitadas, independente da situação, não fazem jus à adicional de RAP.	
76. Adicionalmente, além da reavaliação dos módulos incrementais, realizada na primeira revisão periódica a que esses bens estão sujeitos, deve ser aplicado o novo Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) no cálculo da receita revisada de todos os a vos autorizados da Transmissora, sejam eles blindados ou incrementais. Mesmo os investimentos que já passaram por revisão (base blindada), devem ter o WACC recalculado a cada processo revisional, conforme consta no item 34 do submódulo 9.1 do PRORET: <i>“34. A taxa regulatória de remuneração de capital será definida (até a próxima revisão) para os processos de revisão de receita”.</i>	
77. Por fim, o WACC real depois de impostos para o ano de 2026 tem o valor de 8,00% , conforme aprovado pelo Despacho STR/ANEEL nº 675, de 27 de fevereiro de 2026.	
III.1.2.1. Dispendios não associados ao Ativo Imobilizado em Serviço (AIS)	
78. São consideradas despesas os valores dos itens autorizados que não constituem uma Unidade de Adição e Redução (UAR). Assim, somente os dispendios classificados como investimentos em instalações de transmissão devem ser registrados nos Relatórios de Avaliação e Conciliação Físico Contábil, segundo os Manuais de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE) e de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE).	
79. Nesse contexto, por coerência com os normativos vigentes, será atribuído valor de VNR igual a zero para as obras que se enquadraram nessa situação, uma vez que o custo das obras não incorporadas ao AIS das transmissoras consiste em despesa incorrida em a vos licitados, o que não acarreta receita remuneratória adicional, dado que os custos para operação e manutenção das instalações existentes já estão cobertos pela receita ofertada em leilão.	
80. Complementarmente, a parcela do valor da despesa ainda não recuperado até o momento da revisão, ou seja, até 30 de junho de 2026, será transformada em uma Parcela de Ajuste.	
III.1.2.2. Valores de VNR utilizados neste Processo de Revisão	
81. Para o cálculo das parcelas de RAP revisada dos reforços e melhorias associados às instalações que compõem a base incremental das concessionárias de transmissão sujeitas ao presente processo de revisão, foram utilizados os valores de VNR informados pela SFF por meio do Memorando nº 69/2026-SFF/ANEEL.	
82. A SFF destacou que os valores apresentados se referem aos dados informados pelas concessionárias em resposta ao Ofício Circular nº 3/2026-SFF/ANEEL (SEI nº 0286971) e que esses valores ainda estão sob processo de validação e fiscalização da SFF. Portanto, após a conclusão dos trabalhos em andamento, podem ocorrer alterações nos resultados preliminares apresentados nesta Nota Técnica.	
83. Alguns registros da Base Incremental deverão ser objeto de avaliação detalhada da fiscalização, por envolverem investimentos significativos e serem apresentados aumento superior a 100% em relação aos montantes considerados nos respectivos processos de autorização. Destacam-se, por exemplo, os registros IdeMdl 39588 e IdeRct 120018 e IdeMdl 39589 e IdeRct 120019, do Contrato de Concessão nº 19/2010, e os registros IdeMdl 27039 e IdeRct 102223 e IdeMdl 27040 e IdeRct 102224, do Contrato de Concessão nº 04/2010, ambos celebrados com a CHESF.	
84. Para os investimentos que compõem a base blindada, foi mantido o VNR apurado no primeiro processo revisional atualizado para a data de referência de preços desta revisão (junho de 2026) pelo índice inflacionário que consta no respectivo contrato de concessão. Destaca-se que esses investimentos não são revalorizados e permanecem blindados, nos termos dos submódulos 9.2 do PRORET, com exceção das baixas de ativos, que devem ser descontadas.	
III.1.2.3. Tratamentos específicos aplicados nos cálculos	
85. Quando cabível, foram aplicados os tratamentos regulatórios aos valores dos a vos, conforme as regras estabelecidas pela ANEEL, como resumido a seguir:	
a) Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM) é zero, quando se trata de obras de substituição ou adequação de pequeno porte em instalações existentes, pois o custo para se operar e manter as unidades modulares existentes já está incluído na RAP da transmissora;	
b) Custo Anual dos Ativos Elétricos (CAAE) é zero nos casos de instalações implantadas por terceiros e posteriormente transferidas sem ônus à concessionária de transmissão, de modo que a receita é constituída apenas dos custos para operação e manutenção desses ativos. Como tais bens são classificados como Obrigações Especiais (OE) e, no caso das transmissoras licitadas, não há exigência de valorização desses a vos prevista no Submódulo 9.2 dos PRORET, a Base de Remuneração Bruta (BRB) é obtida pela atualização do valor autorizado, sendo dispensada a elaboração de laudo de avaliação. Assim, por padronização, os registros de “Obrigação Especial” não são exibidos nos arquivos de apoio, o que não implica sua exclusão do cálculo;	
c) Para os registros com receita prévia (combinação IdeMdl e IdeRct) que compõem a base incremental de a vos, que são potencialmente elegíveis ao presente processo de revisão, porém não constam no laudo de avaliação apresentado pelas concessionárias, atribui-se Valor Novo de Reposição (VNR) igual a zero para tais lançamentos. Ao longo do processo de validação e fiscalização das informações, as empresas, em conjunto com a SFF, terão a oportunidade de reavaliar esses registros e, caso consigam comprovar a efetiva execução dos investimentos, promover a eventual inclusão das respectivas obras no laudo de avaliação.	
86. Ademais, conforme antecipado na Nota Técnica nº 143/2025-STR/ANEEL (SEI: 0140020), de 26 de junho de 2025, para os reforços em instalações classificadas como ICG, autorizados à CHESF pelas Resoluções Autorizadas nº 4.316/2013 e nº 4.445/2013, procedeu-se ao ajuste da taxa de depreciação com o objetivo de acelerar a amortização do saldo remanescente dos investimentos até 30 de junho de 2032. Tal ajuste visa compatibilizar a amortização com a data contratual de transferência dessas instalações para a distribuidora local, prevista para 1º de julho de 2032, ocasião em que tais ativos deverão estar integralmente amortizados.	
87. Procedimento semelhante foi adotado para os investimentos referentes aos reforços autorizados e implantados nas ICG da Transenergia e da Brilhante, conforme homologado pela Resolução Homologatória (REH) nº 3.343, de 2024, que homologou, dentre outros, o resultado da revisão da RAP dessas concessionárias.	
88. Por sua vez, por meio da Carta ARG.D.R.I.01/2025, de 23 de dezembro de 2025 (SEI: 0264400), a transmissora Argo informou sobre a existência de Reforços de Pequeno Porte, autorizados por meio do Despacho nº 2.940/2022, cuja RAP será estabelecida nesse processo de revisão. Esclareceu, ainda, que tais reforços, antes da emissão dos respectivos Termos de Liberação Defini vos (TLD), datados de 30 de agosto de 2024, esveram amparados por Termos de Liberação de Receita (TLR) vigentes no período de 18 de junho a 29 de agosto de 2024.	
89. Assim, para fins de cálculo da parcela adicional de receita, bem como da PA Retroatividade da concessionária associada a esses reforços, foi considerada a data de início de vigência do TLR (18/6/2024), nos termos do Módulo 3 – Instalações e Equipamentos das Regras dos Serviços de Transmissão.	
90. Por fim, identificou-se que algumas transmissoras informaram taxas de depreciação com número de casas decimais menor do que o especificado pela SFF para o arquivo Base Regulatória, que são cinco casas decimais (o que equivale a valores percentuais com três casas decimais). É imprescindível que essas transmissoras ajustem a precisão do valor da taxa média de depreciação e reencaminhem os arquivos retificados até o fechamento da TS.	
III.1.3. Outras Receitas auferidas pelas Transmissoras	
91. A Segunda Subcláusula da Cláusula Terceira do Contrato de Concessão versa sobre a vidades empresariais que geram ganhos extras. Enquanto a Sexta Subcláusula da Cláusula Sétima dos Contratos de Concessão aborda a redução da RAP por eventuais ganhos extras das Transmissoras (denominados Outras Receitas: “Sexta Subcláusula - A ANEEL poderá revisar o valor da Receita Anual Permitida, visando contribuir para a modicidade tarifária do SERVIÇO PÚBLICO DE TRANSMISSÃO, sempre que houver receita auferida com outras atividades.”	
92. Para se estimar os ganhos presumidos das Transmissoras com a prestação de outras a vidades empresariais, o cálculo das Outras Receitas foi baseado na avaliação dos contratos vigentes no momento da Revisão consoante o item 9 do Submódulo 9.1 do PRORET: <i>“158. Para efeito de modicidade tarifária, são deduzidas da Receita Requerida, no momento da revisão, as receitas ob das pela concessionária mediante a exploração de outras a vidades (Outras Receitas – OR). Portanto, as Outras Receitas corresponderão à soma das receitas presumidas de cada serviço, onde está deve levar em conta uma análise dos contratos vigentes da empresa.</i>	
159. Os critérios adotados partem de uma avaliação “ex-ante”, em que se definem os ganhos presumidos do prestador do serviço pela realização das a vidades aqui consideradas, assim como os critérios de compar lamento desses ganhos entre a empresa regulada e os usuários do serviço público regulado, visando contribuir para a modicidade tarifária.	
160. Para cada fonte de receita adicional a seguir identificada, deverá ser avaliada a projeção de receitas para o próximo ciclo (receita presumida), atualizadas pelo índice contratual à data da revisão, desconsiderando-se os encargos e tributos correspondentes (receita líquida).”	

EMENTA: Obter subsídios relativos à Revisão Periódica da Receita Anual Permitida (RAP) dos Contratos de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica relativos aos empreendimentos licitados com data de revisão em julho de 2026.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
-------------	-------------------

93. O item 9 descreve ainda os pos de a vidades empresariais que podem gerar as **Outras Receitas**, apontando ainda os percentuais dos ganhos destinados à modicidade: "a) **Atividades complementares:** são aquelas cujas despesas não são claramente identificadas e já estão cobertas pela receita advinda da a vidade regulada. Enquadram-se nesse subgrupo os contratos de compartilhamento de infraestrutura e sistemas de comunicação; e b) **Atividades a típicas:** são aquelas às quais se impõem critérios de administração e gestão que permitam total distinção de contabilização dos custos e resultados. Destacam-se nessa categoria receitas advindas da prestação de serviços a terceiros (operação e manutenção, consultoria, engenharia)."

94. Com relação aos Contratos de Compartilhamento de Infraestrutura (CCI), considera-se, para fins de modicidade tarifária, toda a receita líquida auferida, excetuando-se custos adicionais comprovados, haja vista o Contrato de Concessão estabelecer a obrigatoriedade da concessionária em compartilhar as instalações já remuneradas pela RAP.

95. As respostas das Concessionárias ao Ofício Circular nº 36/2025-STR/ANEEL sobre ganhos auferidos com a vidades extras estão consolidadas Quadro 1. O total preliminar de Outras Receitas (OR) extraídas em prol da modicidade tarifária é de R\$ 1.076.150,23. Ressalta-se que, conforme a Resolução Normativa nº 846, de 11 de junho de 2019, deixar de prestar informações e **prestar informações incorretas ou falsas são passíveis de penalidade do Grupo III pela ANEEL.**

Quadro 1. Outras Receitas (OR) informadas pelas Concessionárias.


Contrato	Sigla	Concessionária	OR Modicidade (R\$) Jun/26
010/2005	CGT ELETROSUL	COMPANHIA DE GERACAO E TRANSMISSAO DE ENERGIA ELETRICA DO SUL DO BRASIL	12.700,27
002/2007	GOIAS	GOIAS TRANSMISSAO S.A	6.656,57
003/2010	MONTESCARLOS	LINHAS DE TRANSMISSAO DE MONTES CLAROS S.A.	31.678,81
004/2010	CHEF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	36.523,39
005/2010	ETEM	EMPRESA DE TRANSMISSAO DE ENERGIA DO NATO GROSSO S.A. - ETEM	0,00
006/2010	ELETOBRAS	CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS SA ELETOBRAS	11.679,86
007/2010	CHEF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	8.555,46
008/2010	MGE	MGE TRANSMISSAO S.A.	11.839,40
009/2010	ELETRONORTE	CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A	0,00
010/2010	COPEL-GT	Copel Geração E Transmissão S.A.	0,00
011/2010	CGT ELETROSUL	COMPANHIA DE GERACAO E TRANSMISSAO DE ENERGIA ELETRICA DO SUL DO BRASIL	1.582,36
012/2010	CGT ELETROSUL	COMPANHIA DE GERACAO E TRANSMISSAO DE ENERGIA ELETRICA DO SUL DO BRASIL	0,00
013/2010	CHEF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	0,00
014/2010	CHEF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	0,00
015/2010	COPEL-GT	Copel Geração E Transmissão S.A.	0,00
016/2010	ATLÂNTICO	ATLÂNTICO - CONCESSIONARIA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA DO BRASIL S.A.	22.401,77
017/2010	ENCRUZD	ENCRUZD NOVO TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	0,00
018/2010	ETVG	EMPRESA DE TRANSMISSAO DE VARZEA GRANDE S.A. - ETVG	12.743,36
019/2010	CHEF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	12.809,58
020/2010	CHEF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	13.452,09
021/2010	CHEF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	10.843,18
003/2011	CGT ELETROSUL	COMPANHIA DE GERACAO E TRANSMISSAO DE ENERGIA ELETRICA DO SUL DO BRASIL	6.330,91
003/2011	CALDAS NOVAS	CALDAS NOVAS TRANSMISSAO S.A.	0,00
004/2011	ELETRONORTE	CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A	0,00
005/2011	LTC	LINHA DE TRANSMISSAO CORUMBA SA	0,00
006/2011	SLTE	SETE LAGOAS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	13.140,13
007/2011	EVOLTZ VIII	EVOLTZ VIII - TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	0,00
007/2015	XRITE	XINGU RIO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	51.212,11
003/2016	SANTA MARIA	SPE SANTA MARIA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	0,00
004/2016	EDP GOIÁS	EDP TRANSMISSAO GOIAS SA	0,00
005/2016	MANTIQUEIRA	MANTIQUEIRA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	0,00
006/2016	COPEL-GT	Copel Geração E Transmissão S.A.	114.655,36
007/2016	SANTA LUCIA	SPE SANTA LUCIA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	0,00
008/2016	Firmindpools	FIRMINOPOLIS TRANSMISSAO S.A.	0,00
009/2016	ARGO	ARGO TRANSMISSAO DE ENERGIA S.A.	464.082,61
014/2016	CAMPITIBA	TRANSMISSORA DE ENERGIA CAMPINAS-ITATIBA SPE S.A.	0,00
017/2016	TAISA	TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA S/A	0,00
018/2016	LITORAL SUL	EDP TRANSMISSAO LITORAL SUL S.A.	0,00
019/2016	AGUA AZUL	SUBESTACAO AGUA AZUL SPE S.A.	0,00
022/2016	PARANAITA	ENERGISA PARANAITA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	12.135,45
001/2021	MORRO DO CHAPEU	NEENERGIA MORRO DO CHAPEU TRANSMISSÃO E ENERGIA S.A.	0,00
002/2021	MEZ 6	MEZ 6 ENERGIA S.A.	0,00
003/2021	MEZ 5	MEZ 5 ENERGIA S.A.	0,00
004/2021	CPFL Transmissão	CPFL TRANSMISSAO S.A.	0,00
005/2021	IE Riacho Grande	INTERLIGACAO ELÉTRICA RIACHO GRANDE	0,00
006/2021	MEZ 8	MEZ 8 ENERGIA S.A.	0,00
007/2021	MEZ 9	MEZ 9 ENERGIA S.A.	0,00
008/2021	BRE 4	BRE 4 IMPLANTACAO DE SISTEMAS DE TRANSMISSAO ELÉTRICA SPE LTDA	0,00
009/2021	ENERGISA-AM	ENERGISA AMAZONAS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	16.822,87
010/2021	SILVÂNIA	SILVÂNIA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	205.305,68
		Total	1.076.150,23

96. Cabe esclarecer que, para viabilizar a captura das Outras Receitas associadas ao Contrato de Concessão nº 10/2005 da CGT Eletrosul, tendo em vista que esse contrato não se submete à revisão da RAP Ofertada, a dedução dos valores anuais correspondentes às Outras Receitas será efetuada por meio de Parcela de Ajuste, a vigorar até a próxima revisão periódica da transmissora, no valor de R\$ 12.700,27 ao ano, a preços estimados de junho de 2026.

III.1.4. Parcelas de Ajuste

97. A **Parcela de Ajuste (PA)** é o mecanismo previsto em contrato e estabelecido no Submódulo 9.3 do PRORET para tratar eventuais ajustes financeiros decorrentes das mais diversas situações. No caso das revisões periódicas da RAP, podem ser estabelecidas as seguintes PA: a) **PA Postergação:** refere-se às diferenças financeiras decorrentes de eventuais postergações no cálculo da revisão periódica da RAP, fazendo com o que o resultado seja homologado em ano posterior ao previsto. Essa PA deve ser compensada em parcela única. Ressalta-se que, no presente processo revisional, não houve cálculo de PA Postergação, tendo em vista que o resultado da revisão será homologado tempos vamente, com vigência a partir de 1º de julho de 2026, conforme data contratual; b) **PA Retroatividade:** refere-se à retroatividade das parcelas adicionais de RAP revisada dos reforços e melhorias que estão passando pela primeira revisão periódica (base incremental), no período compreendido entre a sua data de entrada em operação comercial até 30 de junho do ano da revisão, conforme previsto no Submódulo 9.7 do PRORET. As diferenças entre as parcelas de RAP revisadas definitivas e as receitas provisórias estabelecidas nos processos autoriza vos devem ser compensadas por meio de PA, em parcelas iguais, até a revisão subsequente; c) **PA Vida Útil:** aplica-se aos módulos que possuem fim de vida útil regulatória antes da próxima Revisão. Nessas situações, o valor residual do Custo Anual dos A vos Elétricos (CAAE) é pago por meio de PA, compensando-se o prazo de pagamento desse montante por um número inteiro de ciclos tarifários, enquanto mantém-se a parcela da RAP referente aos Custos de Administração, Operação e Manutenção (CAOM) e ao Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI). Tal procedimento não resulta em perdas ou ganhos às concessionárias envolvidas, pois consiste basicamente na alteração da forma de pagamento de RAP para Parcela de Ajuste dos valores proporcionais de CAAE devidos até o fim da vida útil dos ativos. d) PA Outros Ajustes: refere-se a ajustes diversos não enquadrados nos itens anteriores.

98. O item 13 do Submódulo 9.7 do PRORET define a parcela de retroatividade: "Nos períodos entre revisões as receitas associadas às melhorias e aos reforços têm caráter provisório, sendo redefinidas no processo de revisão subsequente à entrada em operação comercial do empreendimento, com efeitos retroa vos à data de entrada em operação comercial do reforço ou melhoria. A eventual diferença decorrente da revisão do valor será considerada na RAP da transmissora em parcelas iguais até a revisão periódica da RAP subsequente".

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À TOMADA DE SUBSÍDIOS TS-006/2026																																				
	NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Companhia Piratininga de Força e Luz - COCEN CPFL Piratininga																																			
	AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL																																			
	ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA Nº 39/2026-STR/ANEEL de 19/03/26																																			
EMENTA: Obter subsídios relativos à Revisão Periódica da Receita Anual Permitida (RAP) dos Contratos de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica relativos aos empreendimentos licitados com data de revisão em julho de 2026.																																				
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																				
IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou																																				
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO																																			
<p>99. A partir da análise das informações constantes da Carta SGHB/SD-RR/172/25, de 22 de dezembro de 2025 (SEI: 0264681), verificou-se que as datas de início de vigência de algumas parcelas de receita da transmissora Montes Claros, tular do Contrato de Concessão nº 03/2010-ANEEL, divergiam daquelas estabelecidas nos respectivos Termos de Liberação emitidos pelo ONS. Dessa forma, as datas foram corrigidas, conforme apresentado no Quadro 2, tendo sido apurada uma Parcela de Ajuste (PA) Outros Ajustes no valor de R\$294.268,84, a preços esmados de junho de 2026. No fechamento deste processo será realizada a atualização definitiva do valor considerando os índices oficiais do IPCA publicados pelo IGBE.</p> <p>Quadro 2. Datas de Início de Vigência Corretas, conforme Termos de Liberação emitidos pelo ONS. Transmissora Montes Claros (Contrato de Concessão nº 03/2010-ANEEL)</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: center;">IdeMdl</th> <th style="text-align: center;">IdeRct</th> <th style="text-align: center;">% RAP</th> <th style="text-align: center;">Data Anterior</th> <th style="text-align: center;">Data Corrigida</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">22385</td> <td style="text-align: center;">118218</td> <td style="text-align: center;">90%</td> <td style="text-align: center;">24/05/2023</td> <td style="text-align: center;">16/04/2023</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">22385</td> <td style="text-align: center;">118219</td> <td style="text-align: center;">90%</td> <td style="text-align: center;">24/05/2023</td> <td style="text-align: center;">16/04/2023</td> </tr> </tbody> </table>	IdeMdl	IdeRct	% RAP	Data Anterior	Data Corrigida	22385	118218	90%	24/05/2023	16/04/2023	22385	118219	90%	24/05/2023	16/04/2023																					
IdeMdl	IdeRct	% RAP	Data Anterior	Data Corrigida																																
22385	118218	90%	24/05/2023	16/04/2023																																
22385	118219	90%	24/05/2023	16/04/2023																																
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: center;">IdeMdl</th> <th style="text-align: center;">IdeRct</th> <th style="text-align: center;">% RAP</th> <th style="text-align: center;">Data Anterior</th> <th style="text-align: center;">Data Corrigida</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">22385</td> <td style="text-align: center;">118218</td> <td style="text-align: center;">90%</td> <td style="text-align: center;">24/05/2023</td> <td style="text-align: center;">16/04/2023</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">22385</td> <td style="text-align: center;">118799</td> <td style="text-align: center;">90%</td> <td style="text-align: center;">24/05/2023</td> <td style="text-align: center;">16/04/2023</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">22385</td> <td style="text-align: center;">123145</td> <td style="text-align: center;">90%</td> <td style="text-align: center;">02/06/2023</td> <td style="text-align: center;">25/04/2023</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">22385</td> <td style="text-align: center;">123146</td> <td style="text-align: center;">90%</td> <td style="text-align: center;">02/06/2023</td> <td style="text-align: center;">25/04/2023</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">42563</td> <td style="text-align: center;">123143</td> <td style="text-align: center;">90%</td> <td style="text-align: center;">02/06/2023</td> <td style="text-align: center;">25/04/2023</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">42562</td> <td style="text-align: center;">123142</td> <td style="text-align: center;">90%</td> <td style="text-align: center;">02/06/2023</td> <td style="text-align: center;">25/04/2023</td> </tr> </tbody> </table>	IdeMdl	IdeRct	% RAP	Data Anterior	Data Corrigida	22385	118218	90%	24/05/2023	16/04/2023	22385	118799	90%	24/05/2023	16/04/2023	22385	123145	90%	02/06/2023	25/04/2023	22385	123146	90%	02/06/2023	25/04/2023	42563	123143	90%	02/06/2023	25/04/2023	42562	123142	90%	02/06/2023	25/04/2023	
IdeMdl	IdeRct	% RAP	Data Anterior	Data Corrigida																																
22385	118218	90%	24/05/2023	16/04/2023																																
22385	118799	90%	24/05/2023	16/04/2023																																
22385	123145	90%	02/06/2023	25/04/2023																																
22385	123146	90%	02/06/2023	25/04/2023																																
42563	123143	90%	02/06/2023	25/04/2023																																
42562	123142	90%	02/06/2023	25/04/2023																																
<p>100. A partir da análise das informações constantes da Carta CELEO 532760.2025 (SEI: 0267107), de 30 de dezembro de 2025, verificou-se inconsistência nas datas de início de vigência de duas parcelas de receita da transmissora Encruzo, tular do Contrato de Concessão nº 17/2010-ANEEL, e de uma parcela de receita da transmissora LTC, tular do Contrato de Concessão nº 05/2011-ANEEL, no âmbito do processo de revisão periódica de 2021.</p> <p>101. No referido processo, para essas três parcelas de receita, considerou-se, equivocadamente, como data de início de vigência das receitas adicionais, a data de entrada em operação comercial das instalações licitadas, em vez da data de entrada em operação comercial do reforço ou da melhoria autorizados. As datas corretas são apresentadas no Quadro 3.</p> <p>Quadro 3. Datas de Início de Vigência Corretas. Transmissoras Encruzo e LTC (Contratos de Concessão nº 17/2010-ANEEL e 05/2011-ANEEL)</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: center;">Contrato</th> <th style="text-align: center;">IdeMdl</th> <th style="text-align: center;">IdeRct</th> <th style="text-align: center;">Data Anterior</th> <th style="text-align: center;">Data Corrigida</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">17/2010</td> <td style="text-align: center;">22587</td> <td style="text-align: center;">114294</td> <td style="text-align: center;">02/07/2012</td> <td style="text-align: center;">20/03/2018</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">17/2010</td> <td style="text-align: center;">22586</td> <td style="text-align: center;">114295</td> <td style="text-align: center;">02/07/2012</td> <td style="text-align: center;">20/03/2018</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">05/2011</td> <td style="text-align: center;">23155</td> <td style="text-align: center;">109307</td> <td style="text-align: center;">30/09/2013</td> <td style="text-align: center;">14/06/2016</td> </tr> </tbody> </table>	Contrato	IdeMdl	IdeRct	Data Anterior	Data Corrigida	17/2010	22587	114294	02/07/2012	20/03/2018	17/2010	22586	114295	02/07/2012	20/03/2018	05/2011	23155	109307	30/09/2013	14/06/2016																
Contrato	IdeMdl	IdeRct	Data Anterior	Data Corrigida																																
17/2010	22587	114294	02/07/2012	20/03/2018																																
17/2010	22586	114295	02/07/2012	20/03/2018																																
05/2011	23155	109307	30/09/2013	14/06/2016																																
<p>102. O equívoco fez com que, na revisão periódica de 2021, as parcelas de receita revisadas dessas obras fossem ligeiramente diferentes das corretas, bem como que as parcelas de PA Retroatividade fossem calculadas indevidamente, considerando períodos superiores aos efetivamente devidos. Assim, os cálculos foram refeitos utilizando-se as mesmas planilhas empregadas na RPR 2021 (denominadas "Rev RAP R&M Encruzo_CC 17_2010 corrigida" e "Rev RAP R&M LTC Corumbá_CC 05_2011 corrigida").</p> <p>103. Como resultado, foi apurada uma PA Outros Ajustes no valor de R\$ 84.156,61, a preços de junho de 2021, que resultará em um valor estimado de R\$ 110.742,46 a preços de junho de 2026, a ser recebida pela Encruzo, e uma PA Outros Ajustes no valor de -R\$ 5.886,64, a preços de junho de 2021, que resultará em um valor estimado de -R\$ 7.746,29, a preços de junho de 2026, a ser paga pela LTC.</p> <p>104. Adicionalmente, foram corrigidas as Bases de Remuneração Regulatória Líquidas (BRR-L) dessas obras consideradas no presente processo, a partir do recálculo dos valores de BRR-L da RPR 2021 com base nas datas corretas de entrada em operação.</p> <p>105. Por fim, verificou-se que a obra "deslocamento da LDAT 138 kV Padre Fialho - Samarco (ENERGISA/MG) para possibilitar a instalação do Novo Pátio de 138 kV" autorizada à transmissora Montes Claros pela REA nº 9.289/2020 (IdeMdl 22385 e IdeRct 118799) foi reportada no laudo de avaliação com VNR igual a zero. Conforme dispõe o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE), tal dispêndio caracteriza-se como despesa e, portanto, não deve compor o Ativo Imobilizado em Serviço (AIS).</p> <p>106. Não obstante, como se trata de obra devidamente autorizada pela ANEEL, entende-se que o ressarcimento do valor autorizado é devido à concessionária, porém, por se tratar de despesa, não é cabível o pagamento de remuneração de capital sobre esse montante. Desse modo, o montante ainda não amortizado associado a essa obra será ressarcido à transmissora por meio de Parcela de Ajuste no valor total de R\$ 1.246.028,91, a preços estimados de junho de 2026.</p>																																				
III.2. Observações da STR quanto às informações encaminhadas pelas Concessionárias																																				
<p>107. No exame dos documentos enviados pelas Concessionárias, em resposta ao Ofício Circular nº 36/2025-STR/ANEEL, não foram identificados problemas relevantes que afetaram a qualidade geral dos dados encaminhados. 108. Porém, conforme depende-se do Quadro 4, esta Superintendência não identificou resposta ao Ofício-Circular, tampouco justificativa para o não envio das informações de Outras Receitas das seguintes Concessionárias:</p>																																				
Quadro 4. Concessionárias que não apresentaram resposta ao Ofício Circular nº 36/2025.																																				
Contrato	Sigla	Concessionária																																		
008/2016	Firmínópolis	FIRMINOPOLIS TRANSMISSAO S.A.																																		
008/2021	BRE 4	BRE 4 IMPLANTACAO DE SISTEMAS DE TRANSMISSAO ELETRICA SPE LTDA																																		
<p>109. Reitera-se a importância de sempre encaminhar resposta à STR, justificando o envio ou a ausência das informações exigidas no Ofício-Circular. A Superintendência necessita, prioritariamente, dos dados das Outras Receitas, mediante o recebimento das receitas extras e dos respectivos contratos, ambos inexistentes nos sistemas da ANEEL. Mesmo que a transmissora não realize outras atividades empresariais, é fundamental responder ao Ofício, informando essa condição.</p>																																				
III.3. Planilha de cálculo																																				
<p>110. Ao longo dos últimos processos, foram feitos diversos aprimoramentos na planilha de cálculo da revisão da RAP das transmissoras licitadas, dentre as quais destaca-se:</p>																																				
a) Consolidação do cálculo da revisão da RAP Ofertada e do cálculo da revisão da RAP das bases incremental e blindada referentes a Reforços e Melhorias em uma única planilha;																																				
b) Consolidação, na planilha de cálculo, de todos os dados de entrada (e.g. laudos de avaliação fiscalizados, WACC, dados de contratos) e de saída (RAP Ofertada e de Reforços e Melhorias Revisadas);																																				
c) Aprimoramento da automação da planilha de cálculo, que permite o recálculo para um ou para todos os contratos de concessão de transmissão licitados em revisão;																																				
d) Revisão e padronização de todas as fórmulas da planilha, com a utilização de parâmetros e tabelas nominadas, tornando-as mais intuitivas e facilitando eventuais alterações, caso necessário.																																				
<p>111. A consolidação em uma única planilha e os demais aprimoramentos realizados trazem benefícios para todas as partes interessadas, ao reduzir o risco de erros e inconsistências entre os cálculos realizados para as diferentes transmissoras, ao permitir a reprodutibilidade dos cálculos com facilidade, ao reduzir barreiras à participação pública e agilizar a incorporação de contribuições oriundas da Tomada de Subsídios.</p> <p>112. Especificamente com relação aos dados dos laudos de avaliação, apesar dos esforços conjuntos da STR e da SFF para reduzir ao máximo as diferenças entre o conteúdo do arquivo Base Regulatória e os registros e dados efetivamente considerados no cálculo da revisão da receita dos reforços e melhorias, alguns registros marcados inicialmente como elegíveis foram desconsiderados do cálculo, por não atenderem algum aspecto regulatório ou tarifário. Estes registros desconsiderados constam da planilha de cálculo, na aba "Laudo BI", com a coluna "Considerado" igual a "Não" e a coluna "Observação" preenchida com a justificativa correspondente.</p>																																				

**CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À TOMADA DE SUBSÍDIOS TS-006/2026****NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Companhia Piratininga de Força e Luz - COCEN CPFL Piratininga**
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL**ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA Nº 39/2026-STR/ANEEL de 19/03/26****EMENTA: Obter subsídios relativos à Revisão Periódica da Receita Anual Permitida (RAP) dos Contratos de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica relativos aos empreendimentos licitados com data de revisão em julho de 2026.****CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS****IMPORTANTE:** Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou**TEXTO/ANEEL****TEXTO/INSTITUIÇÃO**

113. Conforme já mencionado, a versão do arquivo Base Regulatória utilizada na abertura da TS ainda **está em processo de fiscalização pela SFF**. Até o fechamento da TS, espera-se a redução das divergências entre os registros considerados elegíveis pela SFF e pela STR, com a conclusão da fiscalização e a aplicação dos comandos regulatórios por ambas as áreas técnicas.

A Fiscalização da SFF/Aneel sobre a base Regulatória é importante, visto que, em ocasiões anteriores foram encontradas discrepâncias. Este conselho de consumidores considera importante, em prol da transparência, que os Laudos de Avaliação da Base Incremental sejam disponibilizados nesta Tomada de Subsídios.

III.3.4. Resultados Preliminares

114. As tabelas seguintes apresentam os valores das receitas revisadas e os respectivos índices de reposicionamento, ob dos nos cálculos preliminares, para as transmissoras com Revisão Periódica em 2026. A **Tabela 1 se refere à RAP Ofertada e a Tabela 2 à RAP de Reforços e Melhorias**.

Tabela 1 – Receitas Ofertadas no Leilão Revisadas e Índices de Reposicionamento.

Concessionária	Contrato	RAP Ofertada no Leilão (R\$)		IRR RAP Ofertada (%) [2]/[1]
		Vigente Jun/25 [1]	Revisada Jun/26 [2]	
CGT ELETROSUL	010/2005	N/A	N/A	N/A
GOIAS	002/2010	81.938.042,88	80.814.322,85	-1,37%
MONTECLAROS	003/2010	50.733.521,24	49.993.754,49	-1,46%
CHESF	004/2010	49.736.818,38	49.015.242,41	-1,45%
ETEM	005/2010	20.455.927,81	20.199.409,05	-1,25%
ELETOBRAS	006/2010	12.795.579,37	12.609.332,42	-1,46%
CHESF	007/2010	16.944.633,98	16.712.133,32	-1,37%
MGE	008/2010	55.877.075,34	55.145.806,28	-1,31%
ELETRONORTE	009/2010	8.387.841,34	8.274.503,47	-1,35%
COPEL-GT	010/2010	47.229.412,19	45.596.368,66	-3,46%
CGT ELETROSUL	011/2010	19.633.457,94	18.938.997,33	-3,54%
CGT ELETROSUL	012/2010	5.293.559,27	5.108.304,31	-3,50%
CHESF	013/2010	12.544.851,90	12.103.275,85	-3,52%
CHESF	014/2010	2.281.990,19	2.200.063,44	-3,59%
COPEL-GT	015/2010	7.677.279,57	7.407.315,13	-3,52%
ATLÂNTICO	016/2010	15.123.700,89	14.600.469,47	-3,46%
ENCRUZO	017/2010	19.106.062,08	18.434.645,98	-3,51%
ETVG	018/2010	6.973.411,04	6.725.251,64	-3,56%
CHESF	019/2010	24.356.559,08	23.593.350,52	-3,13%
CHESF	020/2010	9.904.790,14	9.638.787,92	-2,69%
CHESF	021/2010	11.156.132,29	10.864.666,57	-2,61%
CGT ELETROSUL	002/2011	4.283.917,44	4.124.179,70	-3,73%
CALDAS NOVAS	003/2011	7.492.699,38	7.238.950,97	-3,39%
ELETRONORTE	004/2011	4.421.502,89	4.256.670,09	-3,73%
LTC	005/2011	38.364.909,28	36.968.331,04	-3,64%
SLTE	006/2011	8.924.635,04	8.599.404,41	-3,64%
EVOLTZ VIII	007/2011	11.307.912,93	10.906.601,04	-3,55%
XRTE	007/2015	1.794.657.103,55	1.807.493.705,44	0,72%
SANTA MARIA	003/2016	32.188.479,27	32.555.726,47	1,14%
EDP GOIÁS	004/2016	32.060.020,97	32.647.884,84	1,83%
MANTIQUEIRA	005/2016	765.081.891,24	771.546.576,38	0,84%
COPEL-GT	006/2016	167.147.386,04	168.226.590,82	0,65%
SANTA LUCIA	007/2016	103.170.486,09	103.991.977,73	0,80%
Firminópolis	008/2016	11.141.185,25	11.266.501,94	1,12%
ARGO	009/2016	660.892.518,94	665.740.380,58	0,73%
CAMPITIBA	014/2016	28.262.526,52	28.592.929,90	1,17%
TAESA	017/2016	91.470.313,11	92.173.022,56	0,77%
LITORAL SUL	018/2016	65.396.240,95	66.037.758,04	0,98%
AGUA AZUL	019/2016	50.739.129,38	51.295.166,32	1,10%
PARANAITA	022/2016	13.865.924,44	13.996.047,45	0,94%
MORRO DO CHAPÉU	001/2021	218.502.579,42	238.501.255,15	9,15%
MEZ 6	002/2021	27.875.232,66	30.361.801,10	8,92%
MEZ 5	003/2021	72.493.033,06	78.769.279,00	8,66%
CPFL Transmissão	004/2021	12.635.057,92	13.739.963,31	8,74%
IE Riacho Grande	005/2021	93.110.359,22	101.478.417,60	8,99%
MEZ 8	006/2021	58.151.216,23	63.370.681,14	8,98%
MEZ 9	007/2021	7.163.345,32	7.772.843,40	8,51%
BRE 4	008/2021	20.660.785,01	22.505.247,27	8,93%
ENERGISA-AM	009/2021	86.200.626,48	93.906.749,09	8,94%
SILVÂNIA	010/2021	41.302.414,42	44.815.252,21	8,51%
Total		5.007.114.079,37	5.080.855.896,09	1,47%

Os índices finais médios de reposicionamento de 1,47%, por estarem abaixo da inflação medida pelo IPCA, do período considerado, são favoráveis aos consumidores finais de energia elétrica, portanto, devem ser aprovados. Entendemos, contudo, que as transmissoras objeto de distrusto, no caso MEZ8 e MEZ9, não devem ser consideradas nesta revisão tarifária, pois encontram-se inadimplentes com os contratos.

Tabela 2 – Receitas dos Reforços e Melhorias Revisadas e Índices de Reposicionamento.

Concessionária	Contrato	RAP R&M (R\$)		IRR RAP R&M (%) [2]/[1]
		Vigente Jun/25 [1]	Revisada Jun/26 [2]	
CGT ELETROSUL	010/2005	85.535.409,74	90.529.209,78	5,84%
GOIAS	002/2010	14.721.542,92	17.869.165,25	21,38%
MONTECLAROS	003/2010	23.374.707,89	29.815.662,24	27,56%
CHESF	004/2010	4.552.833,09	7.265.605,20	59,58%
ETEM	005/2010	77.604,94	92.343,43	18,99%
ELETOBRAS	006/2010	0,00	0,00	N/A
CHESF	007/2010	0,00	0,00	N/A
MGE	008/2010	15.323.385,41	17.407.719,84	13,60%
ELETRONORTE	009/2010	0,00	0,00	N/A
COPEL-GT	010/2010	468.887,03	555.647,68	18,50%
CGT ELETROSUL	011/2010	12.097.358,26	14.344.542,31	18,58%
CGT ELETROSUL	012/2010	596.157,74	667.207,05	11,92%
CHESF	013/2010	3.949.737,84	4.592.062,30	16,26%
CHESF	014/2010	7.360.032,27	8.497.917,71	15,46%
COPEL-GT	015/2010	0,00	0,00	N/A
ATLÂNTICO	016/2010	5.678.003,74	6.500.369,42	14,48%
ENCRUZO	017/2010	2.501.228,38	2.853.812,81	14,10%
ETVG	018/2010	13.299.294,31	15.321.229,51	15,20%
CHESF	019/2010	9.267.695,56	22.071.777,79	138,16%
CHESF	020/2010	4.823.648,69	6.971.630,50	44,53%
CHESF	021/2010	842.405,82	1.216.136,38	44,36%

EMENTA: Obter subsídios relativos à Revisão Periódica da Receita Anual Permitida (RAP) dos Contratos de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica relativos aos empreendimentos licitados com data de revisão em julho de 2026.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou

TEXTO/ANEEL					TEXTO/INSTITUIÇÃO				
CGT ELETROSUL	002/2011	10.978.544,43	14.752.356,53	34,37%					
CALDAS NOVAS	003/2011	0,00	0,00	N/A					
ELETRONORTE	004/2011	5.570.007,61	6.997.311,56	25,62%					
LTC	005/2011	2.070.967,39	2.391.988,77	15,50%					
SLTE	006/2011	3.625.838,29	3.745.825,96	3,31%					
EVOLTZ VIII	007/2011	0,00	0,00	N/A					
XRTE	007/2015	0,00	0,00	N/A					
SANTA MARIA	003/2016	0,00	0,00	N/A					
EDP GOIÁS	004/2016	0,00	1.209.157,84	N/A					
MANTIQUEIRA	005/2016	0,00	0,00	N/A					
COPEL-GT	006/2016	2.284.341,88	2.249.816,48	-1,51%					
SANTA LUCIA	007/2016	0,00	0,00	N/A					
Firminópolis	008/2016	0,00	0,00	N/A					
ARGO	009/2016	0,00	2.018.312,06	N/A					
CAMPITIBA	014/2016	0,00	0,00	N/A					
TAESA	017/2016	3.135.479,00	3.522.255,83	12,34%					
LITORAL SUL	018/2016	3.749.680,23	5.118.290,65	36,50%					
AGUA AZUL	019/2016	0,00	0,00	N/A					
PARANAITA	022/2016	0,00	0,00	N/A					
MORRO DO CHAPÉU	001/2021	0,00	0,00	N/A					
MEZ 6	002/2021	0,00	0,00	N/A					
MEZ 5	003/2021	349.853,04	391.632,78	11,94%					
CPFL Transmissão	004/2021	0,00	0,00	N/A					
IE Riacho Grande	005/2021	0,00	0,00	N/A					
MEZ 8	006/2021	0,00	0,00	N/A					
MEZ 9	007/2021	0,00	0,00	N/A					
BRE 4	008/2021	0,00	0,00	N/A					
ENERGISA-AM	009/2021	4.735.663,69	5.327.816,01	12,50%					
SILVÂNIA	010/2021	6.997.780,78	7.234.778,53	3,39%					
Total		247.968.089,97	301.531.582,17	21,60%					

115. A Tabela 3 apresenta o reposicionamento da RAP Total, que é a soma da RAP Ofertada e da RAP de Reforços e Melhorias.

Tabela 3 – RAPs Totais e Índices de Reposicionamento.

Concessionária	Contrato	RAP Total (R\$)		IRR RAP Total (%)
		Vigente Jun/25 [1]	Revisada Jun/26 [2]	
CGT ELETROSUL	010/2005	85.535.409,74	90.529.209,78	5,84%
GOIAS	002/2010	96.659.585,80	98.683.488,09	2,09%
MONTESCLAROS	003/2010	74.108.229,13	79.809.416,74	7,69%
CHESF	004/2010	54.289.651,47	56.280.847,61	3,67%
ETEM	005/2010	20.533.532,75	20.291.752,48	-1,18%
ELETRORBRAS	006/2010	12.795.579,37	12.609.332,42	-1,46%
CHESF	007/2010	16.944.633,98	16.712.133,32	-1,37%
MGE	008/2010	71.200.460,75	72.553.526,12	1,90%
ELETRONORTE	009/2010	8.387.841,34	8.274.503,47	-1,35%
COPEL-GT	010/2010	47.698.299,22	46.152.016,34	-3,24%
CGT ELETROSUL	011/2010	31.780.816,20	33.283.539,64	4,89%
CGT ELETROSUL	012/2010	5.889.717,01	5.775.511,35	-1,94%
CHESF	013/2010	16.494.589,74	16.695.338,15	1,22%
CHESF	014/2010	9.642.022,46	10.697.981,16	10,95%
COPEL-GT	015/2010	7.677.279,57	7.407.315,13	-3,52%
ATLÂNTICO	016/2010	20.801.704,63	21.100.838,89	1,44%
ENCRUZO	017/2010	21.607.290,46	21.288.458,79	-1,48%
ETVG	018/2010	20.272.705,35	22.046.481,15	8,75%
CHESF	019/2010	33.624.254,64	45.665.128,30	35,81%
CHESF	020/2010	14.728.438,83	16.610.418,41	12,78%
CHESF	021/2010	11.998.538,11	12.080.802,94	0,69%
CGT ELETROSUL	002/2011	15.262.461,87	18.876.536,22	23,68%
CALDAS NOVAS	003/2011	7.492.699,38	7.238.950,97	-3,39%
ELETRONORTE	004/2011	9.991.510,50	11.253.981,65	12,64%
LTC	005/2011	40.435.876,67	39.360.319,81	-2,66%
SLTE	006/2011	12.550.473,33	12.345.230,37	-1,64%
EVOLTZ VIII	007/2011	11.307.912,93	10.906.601,04	-3,55%
XRTE	007/2015	1.794.657.103,55	1.807.493.705,44	0,72%
SANTA MARIA	003/2016	32.188.479,27	32.555.726,47	1,14%
EDP GOIÁS	004/2016	32.060.020,97	33.857.042,68	5,61%
MANTIQUEIRA	005/2016	765.081.891,24	771.546.576,38	0,84%
COPEL-GT	006/2016	169.431.727,92	170.476.407,30	0,62%
SANTA LUCIA	007/2016	103.170.486,09	103.991.977,73	0,80%
Firminópolis	008/2016	11.141.185,25	11.266.501,94	1,12%
ARGO	009/2016	660.892.518,94	667.758.692,64	1,04%
CAMPITIBA	014/2016	28.262.526,52	28.592.929,90	1,17%
TAESA	017/2016	94.605.792,11	95.695.278,39	1,15%
LITORAL SUL	018/2016	69.145.921,18	71.156.048,69	2,91%
AGUA AZUL	019/2016	50.739.129,38	51.295.166,32	1,10%
PARANAITA	022/2016	13.865.924,44	13.996.047,45	0,94%
MORRO DO CHAPÉU	001/2021	218.502.579,42	238.501.255,15	9,15%
MEZ 6	002/2021	27.875.232,66	30.361.801,10	8,92%
MEZ 5	003/2021	72.842.886,10	79.160.911,78	8,67%
CPFL Transmissão	004/2021	12.635.057,92	13.739.963,31	8,74%
IE Riacho Grande	005/2021	93.110.359,22	101.478.417,60	8,99%
MEZ 8	006/2021	58.151.216,23	63.370.681,14	8,98%
MEZ 9	007/2021	7.163.345,32	7.772.843,40	8,51%
BRE 4	008/2021	20.660.785,01	22.505.247,27	8,93%
ENERGISA-AM	009/2021	90.936.290,17	99.234.565,10	9,13%
SILVÂNIA	010/2021	48.300.195,20	52.050.030,74	7,76%
Total		5.255.082.169,34	5.382.387.478,26	2,42%

Os índices finais médios de reposicionamento de 2,42%, por estarem abaixo da inflação medida pelo IPCA, do período considerado, são favoráveis aos consumidores finais de energia elétrica, portanto, devem ser aprovados. Entendemos, contudo, que as transmissoras objeto de distrato, no caso MEZ8 e MEZ9, não devem ser consideradas nesta revisão tarifária, pois encontram-se inadimplentes com os contratos.

116. A Tabela 4 apresenta as Parcelas de Ajuste calculadas no âmbito deste processo revisional e que serão incorporadas ao processo de Reajuste da RAP do ciclo 2026/2027.

**CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À TOMADA DE SUBSÍDIOS TS-006/2026****NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Companhia Piratininga de Força e Luz - COCEN CPFL Piratininga**
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL**ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA Nº 39/2026-STR/ANEEL de 19/03/26****EMENTA: Obter subsídios relativos à Revisão Periódica da Receita Anual Permitida (RAP) dos Contratos de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica relativos aos empreendimentos licitados com data de revisão em julho de 2026.****CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS****IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou****TEXTO/ANEEL****TEXTO/INSTITUIÇÃO****Tabela 4 – Parcelas de Ajuste calculadas no processo de revisão.**

Concessionária	Contrato	PA Retroatividade	PA Vida Útil	PA Outros Ajustes	PA Total
		Anual (R\$) Jun/26	Anual (R\$) Jun/26	Anual (R\$) Jun/26	Anual (R\$) Jun/26
CGT ELETROSUL	010/2005	45.345,41	0,00	-12.700,27	32.645,14
GOIAS	002/2010	899.911,99	0,00	0,00	899.911,99
MONTECLAROS	003/2010	2.751.559,80	0,00	1.540.297,75	4.291.857,55
CHESF	004/2010	1.239.011,67	0,00	0,00	1.239.011,67
ETEM	005/2010	0,00	0,00	0,00	0,00
ELETOBRAS	006/2010	0,00	0,00	0,00	0,00
CHESF	007/2010	0,00	0,00	0,00	0,00
MGE	008/2010	1.660.503,20	0,00	0,00	1.660.503,20
ELETRONORTE	009/2010	0,00	0,00	0,00	0,00
COPEL-GT	010/2010	0,00	0,00	0,00	0,00
CGT ELETROSUL	011/2010	576.102,87	0,00	0,00	576.102,87
CGT ELETROSUL	012/2010	46.352,26	0,00	0,00	46.352,26
CHESF	013/2010	39.248,40	0,00	0,00	39.248,40
CHESF	014/2010	0,00	0,00	0,00	0,00
COPEL-GT	015/2010	0,00	0,00	0,00	0,00
ATLÂNTICO	016/2010	0,00	0,00	0,00	0,00
ENCRUZO	017/2010	0,00	0,00	110.742,46	110.742,46
ETVG	018/2010	0,00	0,00	0,00	0,00
CHESF	019/2010	10.403.972,44	0,00	0,00	10.403.972,44
CHESF	020/2010	-28.044,39	0,00	0,00	-28.044,39
CHESF	021/2010	392.656,87	0,00	0,00	392.656,87
CGT ELETROSUL	002/2011	2.287.528,64	0,00	0,00	2.287.528,64
CALDAS NOVAS	003/2011	0,00	0,00	0,00	0,00
ELETRONORTE	004/2011	975.930,82	0,00	0,00	975.930,82
LTC	005/2011	0,00	0,00	-7.746,29	-7.746,29
SLTE	006/2011	-39.288,64	0,00	0,00	-39.288,64
EVOLTZ VIII	007/2011	0,00	0,00	0,00	0,00
XRTE	007/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
SANTA MARIA	003/2016	0,00	0,00	0,00	0,00
EDP GOIAS	004/2016	1.898.874,72	0,00	0,00	1.898.874,72
MANTIQUEIRA	005/2016	0,00	0,00	0,00	0,00
COPEL-GT	006/2016	-127.191,99	0,00	0,00	-127.191,99
SANTA LUCIA	007/2016	0,00	0,00	0,00	0,00
Firminópolis	008/2016	0,00	0,00	0,00	0,00
ARGO	009/2016	821.662,56	0,00	0,00	821.662,56
CAMPITIBA	014/2016	0,00	0,00	0,00	0,00
TAESA	017/2016	0,00	0,00	0,00	0,00
LITORAL SUL	018/2016	599.876,90	0,00	0,00	599.876,90
AGUA AZUL	019/2016	0,00	0,00	0,00	0,00
PARANAÍTA	022/2016	0,00	0,00	0,00	0,00
MORRO DO CHAPÉU	001/2021	0,00	0,00	0,00	0,00
MEZ 6	002/2021	0,00	0,00	0,00	0,00
MEZ 5	003/2021	30.909,96	0,00	0,00	30.909,96
CPFL Transmissão	004/2021	0,00	0,00	0,00	0,00
IE Riacho Grande	005/2021	0,00	0,00	0,00	0,00
MEZ 8	006/2021	0,00	0,00	0,00	0,00
MEZ 9	007/2021	0,00	0,00	0,00	0,00
BRE 4	008/2021	0,00	0,00	0,00	0,00
ENERGISA-AM	009/2021	239.986,50	0,00	0,00	239.986,50
SILVÂNIA	010/2021	-4.967,03	0,00	0,00	-4.967,03
Total		24.709.942,96	0,00	1.630.593,65	26.340.536,61

117. Fundamentaram a análise dessa Nota Técnica: Inciso IV do art. 15 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 2004, com a redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, inciso X do art. 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997; Contratos de Concessão de Transmissão listados no Quadro 1; e Submódulo 9.1, 9.2 e 9.7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET).

V - DA CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÃO

118. **Aplicando-se a metodologia vigente**, foram obtidos os resultados preliminares da revisão periódica da RAP ofertada em laudo e da parcela de **RAP de Reforços e Melhorias** dos Contratos de Concessão de Transmissão listados no **Quadro 1**, bem como os respectivos **índices de reposicionamentos**, apresentados nas **Tabelas 1 e 2** dessa Nota Técnica.

Os índices finais médios de reposicionamento de 2,42%, por estarem abaixo da inflação medida pelo IPCA, do período considerado, são favoráveis aos consumidores finais de energia elétrica, portanto, devem ser aprovados. Entendemos, contudo, que as transmissoras objeto de distrato, no caso MEZ8 e MEZ9, não devem ser consideradas nesta revisão tarifária, pois encontram-se inadimplentes com os contratos.

119. Considerando a recente delegação de competências adicionais à STR por meio da Portaria ANEEL nº 7.065/2026, recomendamos que o cálculo preliminar das Receitas revisadas e dos índices de reposicionamento seja submetido à **apreciação das concessionárias afetadas, dos demais interessados e da sociedade em geral** por meio de Tomada de Subsídios, mediante **intercâmbio documental, por período de 45 (quarenta e cinco) dias**.

120. Adicionalmente, recomenda-se que os registros da **Base Incremental** que envolvam investimentos relevantes e apresentem aumento significativo em relação aos montantes considerados nos respes vos processos de autorização sejam comunicados à SFF e objeto de avaliação detalhada da equipe de fiscalização. Destacam-se, a título de exemplo, os registros IdeMdl 39588 e IdeRct 120018, bem como IdeMdl 39589 e IdeRct 120019, vinculados ao Contrato de Concessão nº 19/2010, além dos registros IdeMdl 27039 e IdeRct 102223 e IdeMdl 27040 e IdeRct 102224, associados ao Contrato de Concessão nº 04/2010, ambos celebrados com a CHESF.

A Fiscalização da SFF/ANEEL sobre a base Regulatória é importante, visto que, em ocasiões anteriores foram encontradas discrepâncias. Este conselho de consumidores considera importante, em prol da transparência, que os Laudos de Avaliação da Base Incremental sejam disponibilizados nesta Tomada de Subsídios.

Assinado digitalmente:

MATEUS DE OLIVEIRA FERREIRA Especialista em Regulação

RONALD E. HARDINGE-BAILEY DE AMORIM Especialista em Regulação

ROBSON KUHN YATSU Gerente de Gestão Tarifária

De acordo:

LEANDRO CAIXETA MOREIRA Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica

Leandro Caixeta Moreira, Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica, em 19/03/2026, às 17:55

Ronald Edward Hardinge-Bailey De Amorim, Especialista em Regulação, em 19/03/2026, às 17:56

Mateus De Oliveira Ferreira, Coordenador(a) de Gestão Tarifária de Transmissão, em 19/03/2026, às 17:57