



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Gabinete do Ministro

Esplanada dos Ministérios - Bloco U, 8º andar, Brasília/DF, CEP 70065-900

Telefone: (61) 2032-5041 / gabinete@mme.gov.br

Ofício nº 735/2023/GM-MME

Brasília, data da assinatura eletrônica.

Ao Senhor
Deputado **LUCIANO BIVAR**
Primeiro-Secretário da Câmara dos Deputados
70160-900 – Brasília – DF

Assunto: Requerimento de Informação nº 2.366/2023.

Senhor Primeiro-Secretário,

1. Faço referência ao Ofício 1ª Sec/RI/E nº 384, de 09 de outubro de 2023, da Câmara dos Deputados, relativo ao Requerimento de Informação nº 2.366/2023, de autoria da Comissão de Desenvolvimento Urbano - CDU, por meio do qual "Solicita informações ao Senhor Ministro de Minas e Energia dos índices e planilha de custos que embasaram a Proposta de Revisão Tarifária Extraordinária da Equatorial Energia - CEA, no Estado do Amapá, autorizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)".

2. A esse respeito, encaminho a Vossa Excelência o Ofício nº 102/2023-AID/ANEEL, de 27 de outubro de 2023 acompanhado de *Compact Disc* onde consta planilha, elaborada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, com esclarecimentos sobre o assunto.

Atenciosamente,

ALEXANDRE SILVEIRA
Ministro de Estado de Minas e Energia



Documento assinado eletronicamente por Alexandre Silveira de Oliveira, Ministro de Estado de Minas e Energia, em 07/11/2023, às 17:12, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador 0825075 e o código CRC 0ABA5971.



OFÍCIO Nº 102/2023 – AID/ANEEL

Brasília, 27 de outubro de 2023.

Ao Senhor
 Raphael Ehlers dos Santos
 Chefe da Assessoria de Assuntos Parlamentares e Federativos
 Ministério de Minas e Energia - MME
 Brasília DF

Assunto: **Resposta ao Ofício n.º 227/2023 - Requerimento de Informação n.º 2.366/2023.**
 Ref: Processo nº 48300.003754/2023-91

Senhor Assessor,

1. Referimo-nos aos questionamentos formulados pelo Excelentíssimo Deputado Federal Acácio Favacho, Presidente da Comissão de Desenvolvimento Urbano, por meio do RIC nº 2366, de 2023, acerca dos resultados preliminares da Revisão Tarifária Extraordinária – RTE da Companhia de Eletricidade do Amapá – CEA (Equatorial Amapá), cujos resultados provisórios foram submetidos à Consulta Pública nº 35, de 2023, com vistas a colher subsídios e informações para aprimorar a proposta referente à revisão no período entre 13 de setembro e 27 de outubro de 2023.

2. Inicialmente, é importante salientar que a realização da RTE da CEA é fruto do exercício da competência legal atribuída à ANEEL, em conformidade com os normativos e as cláusulas contratuais que regulam a matéria, seguindo o disposto no art. 15, IV, da Lei 9.427/96:

"Art. 15. Entende-se por serviço pelo preço o regime econômico-financeiro mediante o qual as tarifas máximas do serviço público de energia elétrica são fixadas:

IV – em ato específico da ANEEL, que autorize a aplicação de novos valores, resultantes de revisão ou de reajuste, nas condições do respectivo contrato" (Grifos acrescidos)

3. Além disso, amparada na subcláusula segunda da cláusula décima nona do contrato de concessão nº 001/2021¹, a CEA solicitou uma Revisão Tarifária Extraordinária em substituição ao Reajuste Tarifário Anual programado para este ano. Assim, no ano de 2023, está prevista a realização de apenas um processo tarifário.

¹ Referente ao serviço público concedido à CEA.



P. 2 do Ofício nº 102/2023 – AID/ANEEL, de 30/10/2023.

4. E, conforme ainda estipulado neste contrato, durante essa RTE, a concessionária tem o direito de solicitar uma reavaliação completa da Base de Remuneração Regulatória.
5. Examinemos as disposições pertinentes deste contrato de concessão:

CLÁUSULA DÉCIMA NONA – DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS

[...]

Subcláusula Segunda – No período entre a data de assinatura do contrato e a primeira revisão tarifária ordinária subsequente poderá ocorrer uma revisão tarifária extraordinária a pedido da Concessionária, observando os seguintes critérios:

- I - A revisão tarifária ocorrerá em substituição a um reajuste tarifário anual, para a qual será mantida a mesma data de processamento.*
- II - O pedido de revisão deverá ser apresentado formalmente à ANEEL com prazo de antecedência mínima de 1 (um) ano de sua realização.*
- III - A revisão tarifária se dará com base nas regras previstas neste contrato e nos regulamentos vigentes, excepcionando-se os itens previstos na Subcláusula Terceira.*
- IV – No pedido de revisão, a Concessionária poderá solicitar a avaliação completa da Base de Remuneração Regulatória.*
- V – A revisão ocorrerá no processo tarifário de 2023, quando iniciam seus efeitos, observado o disposto no inciso II.*

6. Como em todas as revisões tarifárias conduzidas pela Aneel, seguindo o rito pré-estabelecido no regulamento local, o processo de revisão é dividido em duas fases. Na primeira fase, é realizado um cálculo preliminar, que utiliza dados ainda dependentes de fiscalização da ANEEL. Com base neste resultado provisório, a ANEEL inicia uma Consulta Pública que dura normalmente 45 dias, permitindo a participação dos consumidores e das partes interessadas para coletar subsídios e informações adicionais a fim de aprimorar a revisão tarifária. Também é realizada uma Audiência Pública na cidade de maior concentração de consumidores da concessionária.

7. Na segunda fase, após análise das contribuições recebidas na Consulta Pública e da fiscalização e validação das informações, as áreas responsáveis da agência refazem os cálculos e apresentam o resultado da revisão para a homologação da Diretoria Colegiada da ANEEL, por meio da emissão de Nota Técnica específica que analisa as contribuições recebidas por escrito e as razões pelas quais elas foram acatadas ou não. A deliberação do processo pela Diretoria Colegiada da ANEEL ocorre em sessão de reunião pública, com divulgação prévia da pauta e transmissão ao vivo pela internet. Na ocasião, também é permitido a sustentação oral de qualquer parte interessada no processo.



P. 3 do Ofício nº 102/2023 – AID/ANEEL, de 30/10/2023.

8. Vale ressaltar ainda que a Aneel realiza reuniões com os Conselhos de Consumidores. No caso específico da revisão da CEA, a primeira dessas reuniões ocorreu em 5 de setembro de 2023, durante a qual foi apresentada a proposta preliminar da Revisão Tarifária². Nessa ocasião, houve a apresentação e discussão dos resultados preliminares.

9. Nota-se ainda que, em cumprimento do seu dever institucional de privilegiar a transparência dos seus atos, a ANEEL adota uma série de ações no âmbito dos processos de revisão e reajustes tarifários com vistas a assegurar a ampla divulgação dos resultados e privilegiar a participação dos consumidores.

10. Esclarece-se, também, que a Aneel disponibiliza todos documentos e planilhas que serviram de parâmetro para ao cálculo da revisão na página da internet da Agência no seguinte endereço: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/acesso-a-informacao/participacao-social/consultas-publicas>, bastando localizar a Consulta Pública nº 035/2023 para obter os dados da revisão da CEA.

11. No que tange ao cálculo da revisão tarifária, a Aneel procede o seu cálculo em estrita observância das cláusulas econômicas constantes do Contrato de Concessão, das Leis e das Normas atinentes ao assunto, haja vista o disposto no art. 3º da Lei nº 9.427/1996, redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848/2004, com explícita remessa ao inciso V do art. 29 da Lei nº 8.987/1995, que atribui à ANEEL a competência para:

“V – homologar reajustes e proceder à revisão das tarifas na forma desta Lei, das normas pertinentes e do contrato”.

12. Ademais, a Aneel homologa os processos tarifários em observância às políticas públicas estabelecidas em Lei, que visam favorecer a modicidade, quais sejam: a Tarifa Social de Energia Elétrica – TFSEE (Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010), a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002) e a Conta de Consumo de Combustível – CCC (Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009).

13. Assim, a par das expressas previsões legais citadas, fica evidente que a Aneel não possui a discricionariedade de aprovar processos tarifários observando aspectos alheios às normas do setor. Tampouco limitar os resultados dos processos tarifários aos índices oficiais de inflação, tendo vista que as tarifas são reflexo da variação de itens de custo que não necessariamente acompanham a inflação.

² Documento SIC nº 48580.002443/2023-00.

P. 4 do Ofício nº 102/2023 – AID/ANEEL, de 30/10/2023.

14. Em relação aos resultados preliminares da RTE, na 33ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria Colegiada da Aneel, ocorrida em 12 de setembro de 2023, foi instaurada a Consulta Pública nº 35/2023, no período entre 13 de setembro e 27 de outubro de 2023, com vistas a colher subsídios e informações para aprimorar a proposta referente à Revisão Tarifária Extraordinária Contratual (RTE) da distribuidora.

15. Cumpre ainda salientar que a sessão de Audiência Pública presencial, ocorrida em 27 de setembro de 2023, na cidade de Macapá/AP, após ampla divulgação da data e da localização de realização da sessão, contou com a participação de mais de 350 interessados.

16. Desse modo, segundo o cálculo disponibilizado na Consulta Pública da Aneel nº 35/2023, o resultado preliminar da RTE previu uma variação tarifária de 44,41% aos consumidores da CEA, sendo de 46,70% para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 43,71% para os conectados na Baixa Tensão, conforme demonstrado na tabela abaixo:

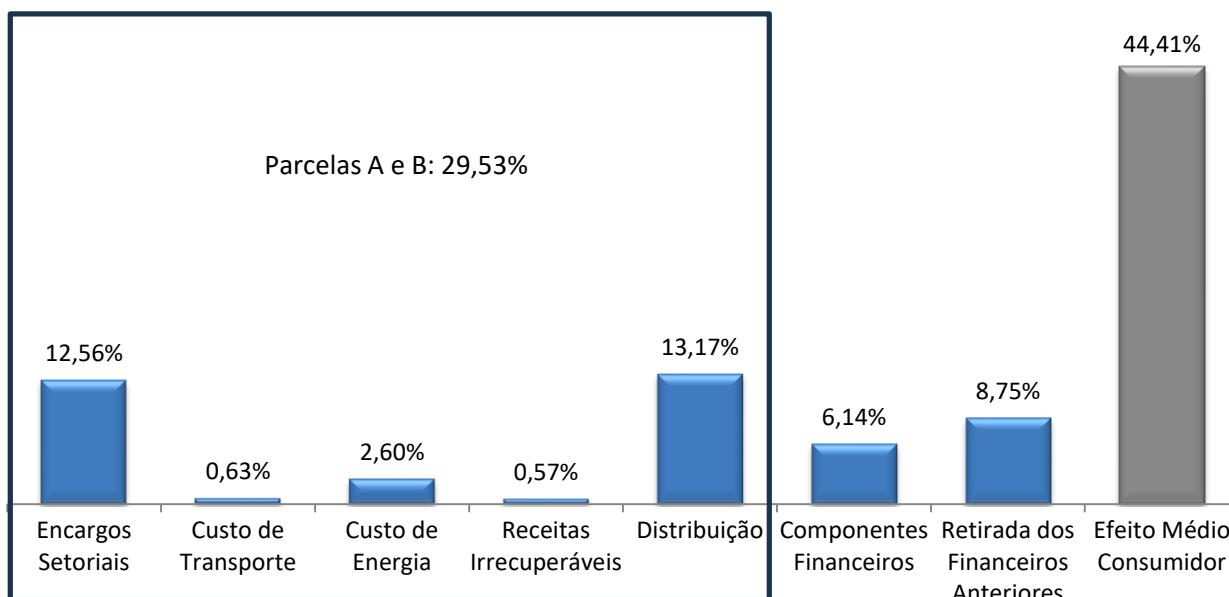
Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	46,70%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	43,71%
Efeito Médio AT+BT	44,41%

Fonte: Nota Técnica SRT/ANEEL nº 101/2023³

17. Já a figura abaixo apresenta os principais itens de custos que contribuíram para o efeito médio divulgado.

³ Documento SIC nº 48580.002442/2023-00.

P. 5 do Ofício nº 102/2023 – AID/ANEEL, de 30/10/2023.



18. Nota-se que o reposicionamento dos itens de custos de Parcela A e B contribuíram para o efeito médio em 29,53%, ao se ter como base de comparação os custos de Parcela A e B atualmente contidos nas tarifas. A Parcela A envolve os custos relacionados às atividades de geração, transmissão, receitas irrecuperáveis e encargos setoriais (que custeiam políticas públicas estabelecidas por meio de leis e decretos). A Parcela B, por sua vez, corresponde aos custos próprios da atividade de distribuição, estando relacionados principalmente com os custos de operação e manutenção e a remuneração do capital investido na concessão.

19. Como pode ser observado, no tocante à Parcela A, o total dos encargos setoriais levou a uma variação no efeito médio de 12,56%, cujo resultado decorre, especialmente, do início do recolhimento da nova cota de CDE Conta-Escassez Hídrica, responsável pelo impacto de 9,86%. Sobre esse item, é importante ressaltar que no processo tarifário de 2022 houve uma reversão de R\$ 198 milhões nas tarifas dos consumidores da CEA. Esse valor decorreu da operação de crédito assumida em 2021, que teve como objetivo cobrir os custos adicionais temporariamente suportados pelas distribuidoras de energia para a compra de energia durante o período de escassez. Como resultado, houve uma significativa redução de 28,80% nas tarifas homologadas em 2022.

20. Quanto aos custos de distribuição (Parcela B), o impacto no efeito médio verificado foi de 13,17%.

21. Destaca-se que no processo tarifário de revisão os custos da distribuição são reavaliados e não apenas atualizados pela inflação. Esses custos de distribuição são denominados, no contrato de concessão, de Parcela B, e compreendem o custeio dos custos operacionais, bem



P. 6 do Ofício nº 102/2023 – AID/ANEEL, de 30/10/2023.

como a remuneração e a amortização do capital investido na concessão com recursos próprios e de terceiros.

22. No presente processo de revisão, inclusive, é feita a fiscalização dos ativos da concessionária, obtendo-se a base de remuneração regulatória, a partir disso é calculado o Custo Anual dos Ativos⁴, composto pelas parcelas denominadas Remuneração, Depreciação e Anuidades.

23. De acordo com dados preliminares apresentados à Aneel, em fiscalização, o montante de investimentos realizados pela concessionária desde a última Revisão Tarifária Periódica, ocorrida em 2017, totalizaria cerca de R\$ 530 milhões, conforme apresentado na tabela a seguir (valores em reais):

TIPOLOGIA	VALOR BRUTO	VALOR DEPRECIADO
SUBSTAÇÃO	136.415.577,00	134.298.750,87
REDES	198.971.555,06	192.822.276,41
MEDIÇÃO	164.246.937,98	155.993.821,38
LINHAS	26.486.485,04	26.378.437,06
PLPT	24.707.366,90	23.220.591,36
CONSOLIDADO	550.827.921,99	532.713.877,08

Fonte: Laudo de Avaliação da Base de Remuneração em fiscalização

24. Já em relação à inclusão dos componentes financeiros apurados no atual processo tarifário para compensação nos 12 meses subsequentes, estes contribuíram para o efeito em 6,14%. A retirada dos componentes financeiros estabelecidos no último processo tarifário, que vigoram até a data da revisão, contribuíram para a um efeito de 8,75% no processo tarifário da CEA.

25. Neste ponto, é crucial enfatizar que o impacto de 8,75% da remoção dos componentes financeiros está principalmente relacionado ao término do alívio proporcionado pelos componentes financeiros considerados no processo tarifário de 2022. Naquele processo, o conjunto de componentes financeiros resultou em um alívio de 6,59% nas tarifas. É importante notar que esses componentes são liquidados ao longo de um período de um ano, e sua remoção das tarifas resulta em um efeito tarifário positivo. Adicionalmente, é fundamental destacar que variações no mercado e no montante de subsídios tarifários, que serão reavaliados na fase final do processo, também afetam o percentual mencionado.

⁴ Compostos pelos componentes de Remuneração, Depreciação e Anuidades, conforme Proret 2.1.





P. 7 do Ofício nº 102/2023 – AID/ANEEL, de 30/10/2023.

26. Nota-se, portanto, que os processos tarifários seguem uma lógica absolutamente própria de cálculo e que a ANEEL procede o seu cálculo observando estritamente o que estabelecem as Leis e Normas referentes ao assunto, bem como as condições estabelecidas no Contrato de Concessão.

27. Por fim, em atendimento à solicitação, segue anexa a planilha e a Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5 de setembro de 2023, que embasaram os resultados preliminares da RTE da CEA. Reitera-se que os documentos também podem ser obtidos no sítio da ANEEL, bastando localizar a Consulta Pública nº 035/2023 no endereço <https://www.gov.br/aneel/pt-br/acesso-a-informacao/participacao-social/consultas-publicas>.

28. Registra-se, ainda, que toda a documentação que compõe o processo de revisão da CEA pode ser acessada por meio de ferramenta de Consulta Processual disponibilizada pela ANEEL, a partir da consulta do Processo Administrativo nº 48500.006872/2022-91, no endereço https://www.gov.br/aneel/pt-br/canais_atendimento/processo-eletronico/consulta-processual.

29. Sendo o que tínhamos para informar, colocamo-nos à disposição para o encaminhamento de subsídios adicionais que se façam necessários.

Atenciosamente,

(Assinado digitalmente)
MARIANNA AMARAL DA CUNHA
Assessora Parlamentar



Memorando nº 60/2023-STR/ANEEL

Brasília, 4 de outubro de 2023.

À Chefe da Assessoria Parlamentar
Marianna Amaral da Cunha

Referência: RIC nº 2366/2023

Assunto: Solicitação de esclarecimentos acerca da Revisão Tarifária Extraordinária - RTE da Companhia Energética do Amapá – CEA (Equatorial Amapá)

1. Referimo-nos aos questionamentos formulados pelo Excelentíssimo Deputado Federal Acácio Favacho, Presidente da Comissão de Desenvolvimento Urbano, por meio do RIC nº 2366, de 2023, acerca dos resultados preliminares da Revisão Tarifária Extraordinária – RTE da Companhia de Eletricidade do Amapá – CEA (Equatorial Amapá), cujos resultados provisórios foram submetidos à Consulta Pública nº 35, de 2023, com vistas a colher subsídios e informações para aprimorar a proposta referente à revisão no período entre 13 de setembro e 27 de outubro de 2023.

2. Inicialmente, é importante salientar que a realização da RTE da CEA é fruto do exercício da competência legal atribuída à ANEEL, em conformidade com os normativos e as cláusulas contratuais que regulam a matéria, seguindo o disposto no art. 15, IV, da Lei 9.427/96:

“Art. 15. Entende-se por serviço pelo preço o regime econômico-financeiro mediante o qual as tarifas máximas do serviço público de energia elétrica são fixadas:

IV – em ato específico da ANEEL, que autorize a aplicação de novos valores, resultantes de revisão ou de reajuste, nas condições do respectivo contrato” (Grifos acrescidos)

3. Além disso, amparada na subcláusula segunda da cláusula décima nona do contrato de concessão nº 001/2021¹, a CEA solicitou uma Revisão Tarifária Extraordinária em substituição ao Reajuste Tarifário Anual programado para este ano. Assim, no ano de 2023, está prevista a realização de apenas um processo tarifário.

¹ Referente ao serviço público concedido à CEA.



P. 2 do Memorando nº 60/2023 – STR/ANEEL, de 04/10/2023.

4. E, conforme ainda estipulado neste contrato, durante essa RTE, a concessionária tem o direito de solicitar uma reavaliação completa da Base de Remuneração Regulatória.
5. Examinemos as disposições pertinentes deste contrato de concessão:

CLÁUSULA DÉCIMA NONA – DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS

[...]

Subcláusula Segunda – No período entre a data de assinatura do contrato e a primeira revisão tarifária ordinária subsequente poderá ocorrer uma revisão tarifária extraordinária a pedido da Concessionária, observando os seguintes critérios:

- I - A revisão tarifária ocorrerá em substituição a um reajuste tarifário anual, para a qual será mantida a mesma data de processamento.*
- II - O pedido de revisão deverá ser apresentado formalmente à ANEEL com prazo de antecedência mínima de 1 (um) ano de sua realização.*
- III - A revisão tarifária se dará com base nas regras previstas neste contrato e nos regulamentos vigentes, excepcionando-se os itens previstos na Subcláusula Terceira.*
- IV – No pedido de revisão, a Concessionária poderá solicitar a avaliação completa da Base de Remuneração Regulatória.*
- V – A revisão ocorrerá no processo tarifário de 2023, quando iniciam seus efeitos, observado o disposto no inciso II.*

6. Como em todas as revisões tarifárias conduzidas pela Aneel, seguindo o rito pré-estabelecido no regulamento local, o processo de revisão é dividido em duas fases. Na primeira fase, é realizado um cálculo preliminar, que utilizada dados ainda dependentes de fiscalização da ANEEL. Com base neste resultado provisório, a ANEEL inicia uma Consulta Pública que dura normalmente 45 dias, permitindo a participação dos consumidores e das partes interessadas para coletar subsídios e informações adicionais a fim de aprimorar a revisão tarifária. Também é realizada uma Audiência Pública na cidade de maior concentração de consumidores da concessionária.

7. Na segunda fase, após análise das contribuições recebidas na Consulta Pública e da fiscalização e validação das informações, as áreas responsáveis da agência refazem os cálculos e apresentam o resultado da revisão para a homologação da Diretoria Colegiada da ANEEL, por meio da emissão de Nota Técnica específica que analisa as contribuições recebidas por escrito e as razões pelas quais elas foram acatadas ou não. A deliberação do processo pela Diretoria Colegiada da ANEEL ocorre em sessão de reunião pública, com divulgação prévia da pauta e transmissão ao vivo pela internet. Na ocasião, também é permitido a sustentação oral de qualquer parte interessada no processo.



P. 3 do Memorando nº 60/2023 – STR/ANEEL, de 04/10/2023.

8. Vale ressaltar ainda que a Aneel realiza reuniões com os Conselhos de Consumidores. No caso específico da revisão da CEA, a primeira dessas reuniões ocorreu em 5 de setembro de 2023, durante a qual foi apresentada a proposta preliminar da Revisão Tarifária². Nessa ocasião, houve a apresentação e discussão dos resultados preliminares.

9. Nota-se ainda que, em cumprimento do seu dever institucional de privilegiar a transparência dos seus atos, a ANEEL adota uma série de ações no âmbito dos processos de revisão e reajustes tarifários com vistas a assegurar a ampla divulgação dos resultados e privilegiar a participação dos consumidores.

10. Esclarece-se, também, que a Aneel disponibiliza todos documentos e planilhas que serviram de parâmetro para ao cálculo da revisão na página da internet da Agência no seguinte endereço: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/acesso-a-informacao/participacao-social/consultas-publicas>, bastando localizar a Consulta Pública nº 035/2023 para obter os dados da revisão da CEA.

11. No que tange ao cálculo da revisão tarifária, a Aneel procede o seu cálculo em estrita observância das cláusulas econômicas constantes do Contrato de Concessão, das Leis e das Normas atinentes ao assunto, haja vista o disposto no art. 3º da Lei nº 9.427/1996, redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848/2004, com explícita remessa ao inciso V do art. 29 da Lei nº 8.987/1995, que atribui à ANEEL a competência para:

“V – homologar reajustes e proceder à revisão das tarifas na forma desta Lei, das normas pertinentes e do contrato”.

12. Ademais, a Aneel homologa os processos tarifários em observância às políticas públicas estabelecidas em Lei, que visam favorecer a modicidade, quais sejam: a Tarifa Social de Energia Elétrica – TFSEE (Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010), a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002) e a Conta de Consumo de Combustível – CCC (Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009).

13. Assim, a par das expressas previsões legais citadas, fica evidente que a Aneel não possui a discricionariedade de aprovar processos tarifários observando aspectos alheios às normas do setor. Tampouco limitar os resultados dos processos tarifários aos índices oficiais de inflação, tendo vista que as tarifas são reflexo da variação de itens de custo que não necessariamente acompanham a inflação.

² Documento SIC nº 48580.002443/2023-00.



P. 4 do Memorando nº 60/2023 – STR/ANEEL, de 04/10/2023.

14. No que tange aos resultados preliminares da RTE, na 33ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria Colegiada da Aneel, ocorrida em 12 de setembro de 2023, foi instaurada a Consulta Pública nº 35/2023, no período entre 13 de setembro e 27 de outubro de 2023, com vistas a colher subsídios e informações para aprimorar a proposta referente à Revisão Tarifária Extraordinária Contratual da distribuidora.

15. Cumpre ainda salientar que a sessão de Audiência Pública presencial, ocorrida em 27 de setembro de 2023, na cidade de Macapá/AP, após ampla divulgação da data e da localização de realização da sessão, contou com a participação de mais de 350 interessados.

16. Desse modo, no tocante ao cálculo da RTE, segundo o cálculo disponibilizado na Consulta Pública da Aneel nº 35/2023, o resultado preliminar previu uma variação tarifária de 44,41% aos consumidores da CEA, sendo de 46,70% para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 5,25% para os conectados na Baixa Tensão, conforme demonstrado na tabela abaixo:

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	46,70%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	43,71%
Efeito Médio AT+BT	44,41%

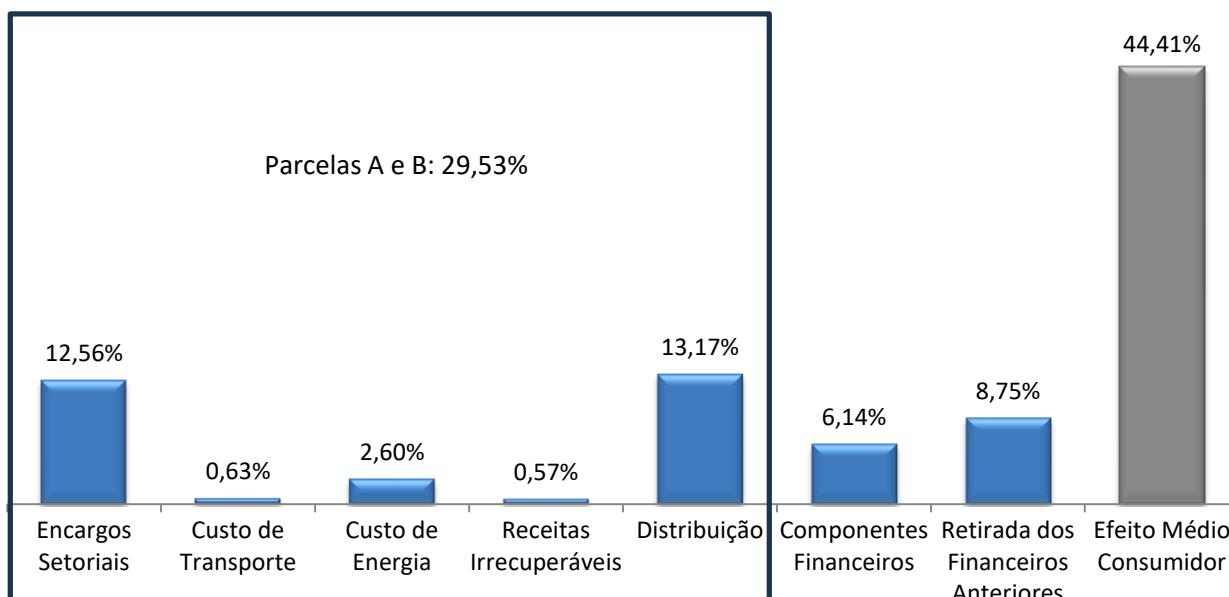
Fonte: Nota Técnica SRT/ANEEL nº 101/2023³

17. Já a figura abaixo apresenta os principais itens de custos que contribuíram para o efeito médio divulgado.

³ Documento SIC nº 48580.002442/2023-00.



P. 5 do Memorando nº 60/2023 – STR/ANEEL, de 04/10/2023.



18. Nota-se que o reposicionamento dos itens de custos de Parcela A e B contribuíram para o efeito médio em 29,53%, ao se ter como base de comparação os custos de Parcela A e B atualmente contidos nas tarifas. A Parcela A envolve os custos relacionados às atividades de geração, transmissão, receitas irrecuperáveis e encargos setoriais (que custeiam políticas públicas estabelecidas por meio de leis e decretos). A Parcela B, por sua vez, corresponde aos custos próprios da atividade de distribuição, estando relacionados principalmente com os custos de operação e manutenção e a remuneração do capital investido na concessão.

19. Como pode ser observado, no tocante à Parcela A, o total dos encargos setoriais levou a uma variação no efeito médio de **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, cujo resultado decorre, especialmente, do início do recolhimento da nova cota de CDE Conta-Escassez Hídrica, responsável pelo impacto de 9,86%. Sobre esse item, é importante ressaltar que no processo tarifário de 2022 houve uma reversão de R\$ 198 milhões nas tarifas dos consumidores da CEA. Esse valor decorreu da operação de crédito assumida em 2021, que teve como objetivo cobrir os custos adicionais temporariamente suportados pelas distribuidoras de energia para a compra de energia durante o período de escassez. Como resultado, houve uma significativa redução de 28,80% nas tarifas homologadas em 2022.

20. Quanto aos custos de distribuição (Parcela B), o impacto no efeito médio verificado foi de 13,17%.



P. 6 do Memorando nº 60/2023 – STR/ANEEL, de 04/10/2023.

21. Destaca-se que no processo tarifário de revisão os custos da distribuição são reavaliados e não apenas atualizados pela inflação. Esses custos de distribuição são denominados no contrato de concessão de Parcela B, e compreendem o custeio dos custos operacionais, bem como a remuneração e a amortização do capital investido na concessão com recursos próprios e de terceiros.

22. No presente processo de revisão, inclusive, é feita a fiscalização dos ativos da concessionária, obtendo-se a base de remuneração regulatória, a partir disso é calculado o Custo Anual dos Ativos⁴, composto pelas parcelas denominadas Remuneração, Depreciação e Anuidades.

23. De acordo com dados preliminares apresentados à Aneel, em fiscalização, o montante de investimentos realizados pela concessionária desde a última Revisão Tarifária Periódica, ocorrida em 2017, totalizaria cerca de R\$ 530 milhões, conforme apresentado na tabela a seguir (valores em reais):

TIPOLOGIA	VALOR BRUTO	VALOR DEPRECIADO
SUBSTAÇÃO	136.415.577,00	134.298.750,87
REDES	198.971.555,06	192.822.276,41
MEDIÇÃO	164.246.937,98	155.993.821,38
LINHAS	26.486.485,04	26.378.437,06
PLPT	24.707.366,90	23.220.591,36
CONSOLIDADO	550.827.921,99	532.713.877,08

Fonte: Laudo de Avaliação da Base de Remuneração em fiscalização

24. Já em relação à inclusão dos componentes financeiros apurados no atual processo tarifário para compensação nos 12 meses subsequentes, estes contribuíram para o efeito em 6,14%. Já a retirada dos componentes financeiros estabelecidos no último processo tarifário, que vigoram até a data da revisão, contribuíram para um efeito de 8,75% no processo tarifário da CEA.

25. Neste ponto, é crucial enfatizar que o impacto de 8,75% da remoção dos componentes financeiros está principalmente relacionado ao término do alívio proporcionado pelos componentes financeiros considerados no processo tarifário de 2022. Naquele processo, o conjunto de componentes financeiros resultou em um alívio de 6,59% nas tarifas. É importante notar que esses componentes são liquidados ao longo de um período de um ano, e sua remoção das tarifas resulta em um efeito tarifário positivo. Adicionalmente, é fundamental destacar que variações no mercado e no montante de subsídios tarifários, que serão reavaliados na fase final do processo, também afetam o percentual mencionado.

⁴ Compostos pelos componentes de Remuneração, Depreciação e Anuidades, conforme Proret 2.1.





P. 7 do Memorando nº 60/2023 – STR/ANEEL, de 04/10/2023.

26. Nota-se, portanto, que os processos tarifários seguem uma lógica absolutamente própria de cálculo e que a ANEEL procede o seu cálculo observando estritamente o que estabelecem as Leis e Normas referentes ao assunto, bem como as condições estabelecidas no Contrato de Concessão.

27. Por fim, em atendimento à solicitação, segue em anexo a planilha e a Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5 de setembro de 2023, que embasaram os resultados preliminares da RTE da CEA. Reitera-se que os documentos também podem ser obtidos no sítio da ANEEL, bastando localizar a Consulta Pública nº 035/2023 no endereço <https://www.gov.br/aneel/pt-br/acesso-a-informacao/participacao-social/consultas-publicas>.

28. Registra-se, ainda, que toda a documentação que compõe o processo de revisão da CEA pode ser acessada por meio de ferramenta de Consulta Processual disponibilizada pela ANEEL, a partir da consulta do Processo Administrativo nº 48500.006872/2022-91, no endereço https://www.gov.br/aneel/pt-br/canais_atendimento/processo-eletronico/consulta-processual.

29. Sendo o que tínhamos para informar, colocamo-nos à disposição para o encaminhamento de subsídios adicionais que se façam necessários.

Atenciosamente,

(Assinado digitalmente)
THIAGO ROBERTO MAGALHÃES VELOSO
Superintendente Adjunto de Gestão Tarifária e Regulação Econômica

NOTA TÉCNICA

Revisão Tarifária Extraordinária de 2023

Companhia de Eletricidade do Amapá – CEA

Consulta Pública

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



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação D18002FA00752260



Nota Técnica nº 101/2023–STR/ANEEL

Em 5 de setembro de 2023.

Processo nº 48500.006872/2022-91.

Assunto: Proposta de abertura de Consulta Pública referente à Revisão Tarifária Extraordinária Contratual de 2023 da Companhia de Eletricidade do Amapá – CEA.

I. OBJETIVO

1. Submeter à Diretoria da ANEEL proposta da revisão tarifária extraordinária contratual de 2023 da Companhia de Eletricidade do Amapá – CEA.
2. A presente proposta de revisão tarifária da CEA segue os procedimentos e metodologias de cálculo previstos nos Módulos 2, 3 e 7 do Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, que tratam do cálculo da revisão tarifária, do reajuste tarifário e da estrutura tarifária.
3. A síntese das metodologias aplicáveis a esta revisão consta do Anexo I desta Nota Técnica.
4. A Seção II apresenta uma descrição dos fatos relativos à revisão tarifária da CEA. A Seção III descreve e faz uma análise do cálculo da revisão tarifária, compreendendo o cálculo do Reposicionamento Tarifário, Receita Verificada, Parcela B, Parcela A, Outras Receitas, Componentes Financeiros e Fator X. A seção IV demonstra os fundamentos legais para o processamento do presente processo tarifário e a seção V, por fim, traz as conclusões.

II. DOS FATOS

5. A Subcláusula Segunda da Cláusula Décima Nona do Contrato de Concessão nº 01/2021¹ estabelece que, entre o período entre a assinatura do contrato e a primeira revisão ordinária (prevista para ocorrer em 13/12/2026), a concessionária pode solicitar uma revisão tarifária extraordinária, observando os seguintes critérios:

- i. A Revisão deve ocorrer em substituição a um reajuste tarifário anual, para o qual será mantida a mesma data de processamento;

¹ Contrato de Concessão assinado em 24 de novembro de 2021, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de concessão da CEA.

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



Pág 2 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

- ii. O pedido de revisão deverá ser apresentado formalmente à ANEEL com o prazo de antecedência mínimo de um ano de sua realização;
 - iii. A revisão tarifária se dará com base nas regras previstas no contrato de concessão e nos regulamentos vigentes, excepcionando-se os itens previstos na Subcláusula Terceira da Cláusula Décima Nona do contrato de concessão;
 - iv. No pedido de revisão, a concessionária poderá pedir a avaliação completa da Base de Remuneração Regulatória; e
 - v. A Revisão ocorrerá no processo tarifário de 2023, quando iniciam seus efeitos, observado o disposto no inciso II.
6. Em 21 de julho de 2022, por intermédio da Carta 26/2022², a CEA exerceu sua prerrogativa contratual e solicitou a realização da revisão extraordinária, no ano de 2023, em substituição ao processo de reajuste tarifário anual. Solicitou também que fosse realizada a avaliação completa da Base de Remuneração Regulatória.
7. Por intermédio do Memorando nº 068/2023-SGM/ANEEL³, de 14 de junho de 2023, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica - SGM prestou as informações atualizadas concernentes ao contrato bilateral de compra de energia firmado pela distribuidora.
8. Já pela Carta 22/2023⁴, de 20 de julho de 2023, a CEA apresentou as informações iniciais para fins do cálculo da revisão extraordinária.
9. A Superintendência de Fiscalização Econômica, Financeira e de Mercado – SFF informou os valores para a composição da Base de Remuneração da CEA, para fins de abertura da Consulta Pública – CP, por intermédio do Memorando nº 205/2023-SFF/ANEEL⁵, de 21 agosto de 2023. Adicionalmente, compartilhou os valores brutos concernentes a Outras Receitas (OR), Ultrapassagem de Demanda (UD) e Excedente de Reativos (ER).
10. Nos dias 23 de agosto e 05 de setembro de 2023, a STR/ANEEL realizou reunião inicial com os representantes da distribuidora e do Conselho de Consumidores⁶, respectivamente, para discutir a proposta da revisão tarifária.
11. Por fim, no dia 05 de setembro de 2023, as planilhas de proposta da revisão tarifária, para fins de abertura de consulta pública, foram encaminhadas ao Conselho de Consumidores⁷, com o compromisso de envio de novas versões dos arquivos, caso surjam atualizações no cálculo.

² Documento SIC nº 48513.019379/2022-00.

³ Documento SIC nº 48550.000900/2023-00.

⁴ Documento SIC nº 48513.017573/2023-00.

⁵ Documento SIC nº 48536.003741/2023-00.

⁶ Documento SIC nº 48580.002443/2023-00.

⁷ Documento SIC nº 48580.002240/2023-00.

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



Pág 3 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

III. ANÁLISE

A. Metodologia Aplicada

12. Conforme detalhado no Anexo I.

B. Período de Referência

13. O período de referência para o cálculo da presente revisão é de dezembro/2022 a novembro/2023.

C. Receita Verificada

16. No cálculo da Receita de Verificada, foram considerados os dados de mercado informados pela concessionária no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP e as tarifas de base econômica homologadas no processo de reajuste tarifário homologado em 2022. Ressalta-se que os dados referentes aos meses julho a novembro de 2023 ainda não estão disponíveis nos bancos de dados e correspondem às informações de julho a novembro de 2022⁸.

17. O quadro a seguir apresenta o valor da Receita de Verificada (RA) por subgrupo tarifário e nível de tensão.

Tabela 1. Receita Verificada

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	1.121.125	778.504.383
A3 (69 kV)	39.897	20.811.623
A3a (30 kV a 44 kV)	278	218.635
A4 (2,3 kV a 25 kV)	226.089	146.545.818
BT (menor que 2,3 kV)	854.861	610.928.307
Demais Livres	16.036	6.115.930
Geração	-	6.435.216
Total	1.137.161	791.055.529

D. PARCELA A

18. O Valor da Parcela A é calculado considerando-se o Mercado de Referência e as condições vigentes na data da revisão tarifária periódica. Compreende os custos com aquisição de energia elétrica (CE), os custos com conexão e uso dos sistemas de distribuição e/ou transmissão

⁸ Esse ajuste visa capturar, nesta fase do processo, o comportamento do mercado da distribuidora no período de 12 meses, incluindo o real efeito da sazonalidade, atenuando, dessa forma, a distorção decorrente da repetição de dados de mercado.

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



Pág 4 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

(CT), os custos com Encargos Setoriais (ES) e as Receitas Irrecuperáveis (RI), conforme detalhado no Anexo I da presente Nota Técnica.

1. Encargos Setoriais (ES)

19. Os encargos setoriais, oriundos de políticas de governo para o setor elétrico, possuem finalidades específicas, são definidos em legislação própria e tem seus valores estabelecidos pela ANEEL.

20. Os encargos setoriais considerados nesta revisão tarifária estão demonstrados na tabela abaixo:

Tabela 2. Encargos Setoriais

Encargos Setoriais	Processo Anterior (R\$)	Processo Atual (R\$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	975.246	1.196.413	Conforme módulo 5.5 do PRORET
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	34.729.387	37.125.576	REH 3.175/2023
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid	34.416.870	35.041.937	DSP 939/2021
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(18.679.794)	(2.127.565)	Desp. 1.959/2022
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica	-	77.994.317	DSP 510/2023
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	-	2.818.830	REH 3.175/2023
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	37.860.025	36.155.367	Previsão STR
PROINFA	13.771.720	11.943.675	ReH 3.147/2022
P&D e Eficiência Energética	6.772.312	9.090.101	Res. Normativa nº 316/2008
Total de Encargos Tarifários	109.845.767	209.238.650	

2. Custos com Conexão e Uso dos Sistemas de Distribuição e/ou Transmissão (CT)

21. Os custos com transmissão de energia elétrica, desde as usinas até as redes de distribuição das concessionárias, são compostos por: Rede Básica (Nodal e Fronteira), Conexão/DIT, Transporte de Itaipu e Uso de Sistemas de Distribuição.

22. Os valores dos custos relacionados ao transporte de energia a serem considerados nesta revisão tarifária estão detalhados na tabela a seguir:

Tabela 3. Custo de conexão e uso dos sistemas de distribuição/transmissão (CT)

Descrição	Valor (R\$)
Rede Básica	45.432.944
Rede Básica Fronteira	6.040.252
Rede Básica ONS (A2)	171.739
Conexão	216.420
Total	51.861.356

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

Pág 5 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

3. Custos com Aquisição de Energia Elétrica (CE)

a. Energia requerida e perdas regulatórias

23. Nem toda a energia elétrica gerada é entregue ao consumidor final. Além da energia necessária ao atendimento de seus consumidores, há que se considerar as perdas de energia, inerentes à natureza do processo de transformação, transmissão e distribuição de energia elétrica (perdas técnicas), além daquelas referentes aos furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento e das unidades consumidoras sem equipamento de medição (perdas não técnicas).

24. Registra-se, ademais, que os limites regulatórios de perdas de energia a serem considerados nos processos tarifários de CEA até 2025 estão definidos na REH nº 2.184, de 29/11/2016.

25. Desse modo, o valor de perdas técnicas considerado neste processo tarifário é no percentual de 11,50% sobre a energia injetada. Já as perdas não técnicas, o percentual definido foi de 43,29%.

26. Para o cálculo das perdas das DIT de uso compartilhado e na Rede Básica foram utilizados os dados contabilizados pela CCEE nos últimos 12 meses.

27. A tabela a seguir apresenta o cálculo da energia requerida considerada no processo de revisão tarifária.

Tabela 4. Energia Requerida

Descrição	Energia (MWh)
Perdas na Rede Básica	39.395
Perdas na Distribuição	568.465
Perdas Técnicas	198.396
Perdas Não Técnicas	370.069
Energia Vendida	1.121.125
Energia Requerida	1.728.985

b. Valoração da compra de energia

28. O cálculo dos custos de aquisição de energia obedece aos critérios estabelecidos no contrato de concessão e nas normas setoriais, em especial à Lei nº 10.848/2004 e ao Decreto nº 5.163/2004.

29. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para a revenda, elaborou-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits de energia elétrica, considerando o período de referência em questão e as informações de montante e preço conforme tabela abaixo:

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



Pág 6 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

Tabela 5. Informações de montante e preço para valoração da compra de energia

Tipo de Contrato	Dado Utilizado	Dispositivo Legal
Bilaterais	Preços e montantes	Memorando nº 68/2023 – SGM
Cota Angra I/Angra II	Receita Fixa e Tarifa de repasse	REH 3.164/2022
Cotas Lei nº 12.783/2013	Receitas Anuais de Geração	REH 3.225/2023
Cota PROINFA	Montante e preço da cota	REH 3.147/2022
CCEARs	Montante	CCEE
CCEARs (exceto térmicas)	Preços	Resultado dos leilões atualizado
CCEARs térmicas	Preços	Previsão STR

30. A tabela a seguir demonstra os contratos de compra de energia elétrica, e os seus respectivos montantes e despesas, já computadas as variações decorrentes das sobras/déficits nos montantes de energia adquirida.

Tabela 6. Custo com Compra de Energia

Contratos	Montante Contratado (MWh)	Montante Considerado (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
AMBIENTE REGULADO - CCEAR	1.979.334	1.473.018	212,35	312.798.351
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	1.594.398	1.186.549	217,29	257.827.523
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	356.687	265.446	193,52	51.367.877
Madeira e Belo Monte	28.249	21.023	171,38	3.602.951
Bilaterais	52.700	39.219	176,62	6.927.063
Oiapoque Energia S/A	52.700	39.219	176,62	6.927.063
Energia Base	282.790	216.748	181,58	39.357.766
Cota Angra I/Angra II	45.736	34.037	347,50	11.827.816
Cotas Lei nº 12783/2013	212.442	158.099	174,13	27.529.950
PROINFA	24.612	24.612	-	-
Total	2.314.824	1.728.985	207,68	359.083.180

4. Receitas Irrecuperáveis (RI)

31. A Receita Irrecuperável é a parcela esperada da receita total faturada pela empresa que tem baixa expectativa de arrecadação em função da inadimplência por parte dos consumidores. A Tabela abaixo apresenta o resultado do cálculo do valor a ser considerado nesta revisão tarifária.

Tabela 7. Receitas Irrecuperáveis

Descrição	Valor
Receita Base (R\$)	1.330.348.608
% RI	1,42%
Receita Irrecuperáveis - RI (R\$)	18.908.155

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

Pág 7 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

E. PARCELA B

32. Em termos de Parcada B, o escopo da Revisão Tarifária Extraordinária, prevista no contrato de concessão, se limita à revisão do Custo Anual dos Ativos - CAA e ao reflexo desta na estrutura tarifária. Os custos Operacionais, por sua vez, devem ser apenas atualizados pelo IPCA e subtraídos do fator X

1. Custos Operacionais (CO)

33. Conforme indica o Inciso II da Subcláusula Terceira da Cláusula Décima Nona do contrato de concessão, a atualização dos custos operacionais deve ser feita aplicando-se a mesma regra de atualização adotada para a Parcada B nos reajustes tarifários anuais.

34. Para a aplicação desta regra, entretanto, torna-se necessário recorrer às informações contidas na Cláusula Décima Nona do contrato de concessão, na REH 2.349/2017 e na planilha de cálculo da revisão tarifária ordinária de 2017, de forma a quantificar o percentual que estes custos representaram na Parcada B no ano de 2017.

35. Sendo assim, considerando que, na revisão tarifária de 2017, a Parcada B econômica⁹ foi de R\$ 230.153.614,06 e que o PMSO de R\$ 128.230.681,92, tem-se que o Custo Operacional, no ano de 2017, representou 55,72% da Parcada B da CEA.

36. Logo, para o presente processo tarifário, tendo em vista que a atualização dos custos operacionais deve ser feita aplicando-se a regra de reajuste da Parcada B, o novo valor de custo operacional apurado é de R\$ 171.130.826,23.

Tabela 8. Custos operacionais no reposicionamento

Descrição	Valores
(1) Parcada B Limpa em 2017	230.153.614
(2) Custos Operacionais em 2017	128.230.682
(3) Proporção CO/PB = (2)/(1)	55,72%
(4) Parcada B Limpa Ano anterior (2022)	296.766.393
(5) Custos Operacionais Ano anterior = (4)*(3)	165.344.164
(6) IPCA	5,02%
(7) Fator X	1,52%
(7.1) Componente Pd do Fator X	0,00%
(7.2) Componente T do Fator X	0,00%
(7.3) Componente Q do Fator X	1,52%
Custos Operacionais - DRP (R\$) = (5)+[(5)*[(6)-(7)]]	171.130.826

37. Na oportunidade, é relevante observar que o Componente T do Fator X, cujo propósito é traçar uma trajetória na definição dos custos operacionais regulatórios, mediante uma comparação entre o intervalo de custos eficientes atualizados e a cobertura dos custos operacionais

⁹ Parcada B econômica é a Parcada B antes da subtração dos valores de outras receitas, ultrapassagem de demanda e excedente de reativos.

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

Pág 8 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

atualmente refletidos na tarifa da concessionária, não foi calculado no âmbito deste processo tarifário. Isso ocorre devido a uma disposição contida na Subcláusula Terceira da Cláusula Décima Nona do contrato de Concessão nº 01/2021-ANEEL, a qual estabelece que, até a primeira revisão ordinária da concessionária após a assinatura do referido contrato, o Componente T da CEA deve ser fixado em zero.

2. Custo Anual dos Ativos (CAA)

Base de Remuneração Regulatória (BRR), Remuneração do Capital (RC) e Quota de Reintegração Regulatória (QRR)

38. A Base de Remuneração consiste no montante de investimentos realizados pelas concessionárias na prestação dos serviços de distribuição de energia.

39. A Remuneração do Capital (RC) corresponde à remuneração dos investimentos realizados pela concessionária e depende fundamentalmente da Base de Remuneração Regulatória Líquida e do Custo de Capital. O custo de capital representa o custo de oportunidade dos recursos do investidor, compatível com um risco similar ao que enfrenta a atividade de distribuição de energia.

40. A Quota de Reintegração Regulatória (QRR) corresponde a depreciação e amortização dos investimentos realizados e tem por finalidade recompor os ativos afetos à prestação do serviço ao longo da sua vida útil, depende da Base de Remuneração Regulatória Bruta e da taxa média de depreciação.

41. A tabela a seguir resume o cálculo da Base de Remuneração Regulatória, bem como o resultado do cálculo da remuneração do capital e da quota de reintegração.

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



Pág 9 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

Tabela 9. Remuneração do Capital e Quota de Reintegração

Descrição	
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	2.156.894.357
(2) Índice de Aproveitamento Integral	5.358.532
(3) Obrigações Especiais Bruta	135.871.631
(4) Bens Totalmente Depreciados	279.957.206
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	1.735.706.988
(6) Depreciação Acumulada	964.488.406
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	1.192.405.950
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	3.270.929
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) = (1)-(6)-(8)	1.189.135.021
(10) Almoxarifado em Operação	2.575.419
(11) Ativo Diferido	-
(12) Obrigações Especiais Líquida	99.214.442
(13) Terrenos e Serviços	10.251.022
(14) Base de Remuneração Líquida Total = (9)+(10)+(11)-(12)+(13)	1.102.747.021
(15) Base de Remuneração Ativos Concessionária	1.102.747.021
(16) WACC antes de impostos	11,25%
(17) Remuneração Ativos Concessionária	124.062.348
(18) Base Obrigações Especiais	135.871.631
(19) Taxa de Remuneração das Obrigações Especiais	1,52%
(20) Remuneração de Obrigações Especiais	2.069.165
(21) Saldo RGR/PLPT	-
(22) Taxa RGR/PLPT	0,08%
(23) Remuneração RGR/PLPT	-
(24) Saldo RGR/Demais Investimentos	-
(25) Saldo RGR/Demais Investimentos	0,08%
(23) Remuneração RGR Demais Investimentos	-
(24) Remuneração do Capital = (17)+(20)+(23)	126.131.513
(25) Taxa de Depreciação	4,14%
(29) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (25)	71.858.269

42. Em atendimento ao estabelecido no Submódulo 2.3 do Módulo 2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, os valores informados pela SFF foram atualizados pelo IPCA entre a data-base do laudo de avaliação (30 de junho de 2023), e a data da revisão tarifária, 13 de dezembro de 2023.

43. Vale frisar que esse efeito já considera as mudanças promovidas pela Lei 14.120/2021, que prevê o pagamento, com recursos da RGR, do valor não depreciado dos ativos de distribuição de energia elétrica classificados como sobras físicas, o que implica na exclusão desses ativos da base.

44. Ressalta-se ainda que, haja vista a ausência de manifestação de concordância da concessionária de distribuição, prevista pela Lei 14.120/2021, não está sendo considerada a exclusão dos ativos imobilizados em curso.

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

Pág 10 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

45. O Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis, também denominado Anuidades, refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em hardware, software, veículos, e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo.

46. A tabela a seguir resume os valores relativos ao CAIMI:

Tabela 10. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis – CAIMI

Descrição	Valores (R\$)
(1) Base de Anuidade Regulatória (BAR)	175.808.957
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	79.114.031
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	21.097.075
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	75.597.851
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	8.507.413
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	4.200.610
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	18.516.238
(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)	31.224.261

3 Ajuste da Parcela B em função do Índice de Ajuste de Mercado e do Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade

47. Normalmente, o índice de ajuste de mercado, denominado de Fator de Ajuste de Mercado, considera os ganhos potenciais de produtividade no ano anterior à revisão tarifária (período de referência), e o período em que as tarifas definidas na revisão estarão vigentes, que são os doze meses posteriores à revisão. Ocorre, entretanto, que a Subcláusula Terceira da Cláusula Décima Nona do contrato de Concessão nº 01/2021-ANEEL estabelece que, até a primeira revisão ordinária da concessionária após a assinatura do referido contrato, o componente Pd deverá ser igual a zero, assim, o índice de ajuste de mercado nesse processo tarifário é nulo.

48. Para o cálculo do Mecanismo de Incentivo à Qualidade, são considerados os indicadores Duração Equivalente de Interrupção (DEC), Frequência Equivalente de Interrupção (FEC), Frequência Equivalente de Reclamação (FER), Índice Aneel de Satisfação do Consumidor (IASC), Indicador de Nível de Serviço de Serviço do Atendimento Telefônico (INS), Indicador de Abandono do Atendimento Telefônico (IAb) e Indicador de Chamadas Ocupadas do Atendimento Telefônico (ICO). O mecanismo busca incentivar a melhoria contínua dos indicadores, além de observar o desempenho entre as distribuidoras.

49. O Fator de Ajuste de Qualidade, calculado para aplicação na atual revisão tarifária, foi definido em 1,517%.

50. As tabelas a seguir resumem o cálculo da Parcela B ajustada da revisão tarifária da CEA.

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

Pág 11 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

Tabela 11. Cálculo da Parcela B ajustada

Descrição	Valores
Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	171.130.826
Custos Operacionais (CO)	171.130.826
Custo Anual dos Ativos (CAA)	229.214.043
Remuneração do Capital (RC)	126.131.513
Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	71.858.269
Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	31.224.261
Parcela B (VPB)	400.344.869
Índice de Produtividade da Parcela B	0,00%
Mecanismo de Incentivo à Qualidade	1,52%
Parcela B com ajustes	397.137.826

4. Outras Receitas (OR)

51. As concessionárias de distribuição de energia elétrica possuem, além das receitas decorrentes da aplicação das tarifas, outras fontes de receita de atividades relacionadas com a concessão de serviço público, que são denominadas de “Outras Receitas”. Estas podem ser classificadas em duas categorias, conforme sua natureza: em “receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica”, que são as relativas aos serviços cobráveis e “receitas de atividades acessórias”, que são atividades de natureza econômica acessórias ao objeto do contrato de concessão, exercida por conta e risco das concessionárias.

52. A tabela a seguir sintetiza o cálculo de “Outras Receitas”, calculada nos termos do Submódulo 2.7A do PRORET.

Tabela 12. Outras Receitas

Descrição das atividades	Compartilhamento Receita Regulatória
Serviços Cobráveis	60% 3.897.597
Arrecadação de convênios ou valores pela fatura	60% 279.057
Compartilhamento de infraestrutura	60% 4.752.492
Total	8.929.145

5. Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos

53. A Resolução Normativa nº 1.000/2021 estabelece a obrigatoriedade na cobrança de demandas que excederem em mais de 5% os valores previamente contratados por ponto de conexão, sendo esta chamada “Ultrapassagem de Demanda”. Além disso, também determina que seja aplicada cobrança sobre os montantes de energia reativa e demanda de potência reativa que infringirem o limite que resulte em fator de potência igual a 0,92, sendo chamado “Excedente de Reativos”.

54. No caso da CEA, estão sendo considerados os seguintes valores de Ultrapassagem de

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



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação D18002FA00752260

Pág 12 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

Demandas e Excedentes de Reativos para os meses entre dezembro/2022 e junho/2023, validados até o momento pela SFF, bem como uma projeção para o período entre julho e novembro/2023, que são tratados conforme o Submódulo 2.1A do PRORET e subtraídos da Parcela B.

Tabela 13. Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos

Descrição	total
Ultrapassagem de Demanda	888.030
Excedente Reativo	1.772.148
Total	2.660.178

F. Componentes Tarifários Financeiros

55. Os componentes tarifários financeiros não fazem parte da base econômica e se referem a valores a serem pagos ou recebidos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos processos tarifários, em função de obrigação legais e regulamentares impostas às distribuidoras.

56. A tabela seguinte consolida os valores considerados como componentes financeiros nesta revisão da CEA.

Tabela 14. Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	10.093.601	1,28%
CVA em processamento - Transporte	7.911.335	1,00%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	21.417.831	2,71%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(2.997.789)	-0,38%
Sobrecontratação/exposição de energia	10.930	0,00%
Neutralidade de Parcela A- Energia	13.554.697	1,71%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	1.166.730	0,15%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	1.630.660	0,21%
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável	(1.144.563)	-0,14%
Neutralidade Crédito de PIS/COFINS	1.058.444	0,13%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	675.007	0,09%
Ajuste ref. equilíbrio econômico-financeiro TUSDg	(214.067)	-0,03%
Previsão do Risco Hidrológico	28.701.746	3,63%
Reversão do Risco Hidrológico	(27.824.350)	-3,52%
Conselho de Consumidores	(635.613)	-0,08%
Financeiro CDE Eletrobras	(1.633.403)	-0,21%
Crédito de PIS/COFINS	(2.657.074)	-0,34%
Reversão de Créditos de Rescisão Contratual e Migração de Consumidores (REN 376 e 414)	(562.134)	-0,07%
Total	48.551.989	6,14%

G. Análise da Revisão Tarifária Periódica

1. Resultados

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

Pág 13 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

57. A Revisão Tarifária da CEA conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 44,41%, sendo de 46,70%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 43,71%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

Tabela 15. Efeito médio ao consumidor

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	46,70%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	43,71%
Efeito Médio AT+BT	44,41%

58. O efeito médio nas tarifas de 44,41% decorre: (i) do reposicionamento dos itens de custos de Parcela A e B, que contribui para o efeito médio em 29,53%, ao se ter como base de comparação os custos de Parcela A e B atualmente contidos nas tarifas; (ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual processo tarifário para compensação nos 12 meses subsequentes, com efeito de 6,14%; e (iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no último processo tarifário, que vigoraram até a data da revisão, que contribuíram para um efeito de 8,75% no atual processo tarifário.

59. Neste momento, é crucial enfatizar que o impacto de 8,75% da remoção dos componentes financeiros está principalmente relacionado ao término do alívio proporcionado pelos componentes financeiros considerados no processo tarifário de 2022. Naquele processo, o conjunto de componentes financeiros resultou em um alívio de 6,59% nas tarifas. É importante notar que esses componentes são liquidados ao longo de um período de um ano, e sua remoção das tarifas resulta em um efeito tarifário positivo. Adicionalmente, é fundamental destacar que variações no mercado e no montante de subsídios tarifários, que serão reavaliados na fase final do processo, também afetam o percentual mencionado.

60. A diferença de efeitos entre os grupos de consumo se deve à variação dos itens de custos que compõem a tarifa e as novas tarifas de referência (TRs) calculadas nas revisões tarifárias.

61. A tabela a seguir apresenta os itens de custos que são reconhecidos nas tarifas, com a variação entre os valores atuais e os estabelecidos na revisão, a contribuição de cada item para o efeito médio calculado, e a participação de cada valor na composição da receita da concessionária.

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

Pág 14 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

Tabela 16. Resumo da revisão

	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Variação	Participação na Revisão	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia+RI]	509.682.362	639.091.340	25,39%	16,36%	62,37%
Encargos Setoriais	109.845.767	209.238.650	90,48%	12,56%	20,42%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	975.246	1.196.413	22,68%	0,03%	0,12%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	34.729.387	37.125.576	6,90%	0,30%	3,62%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TUSD)	21.312.665	22.372.988	4,98%	0,13%	2,18%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TE)	13.104.205	12.668.948	-3,32%	-0,06%	1,24%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(18.679.794)	(2.127.565)	-88,61%	2,09%	-0,21%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TUSD)	-	23.811.040	0,00%	3,01%	2,32%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TE)	-	54.183.276	0,00%	6,85%	5,29%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	-	2.818.830	0,00%	0,36%	0,28%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	37.860.025	36.155.367	-4,50%	-0,22%	3,53%
PROINFA	13.771.720	11.943.675	-13,27%	-0,23%	1,17%
P&D e Eficiência Energética	6.772.312	9.090.101	34,22%	0,29%	0,89%
Custos de Transmissão	46.887.224	51.861.356	10,61%	0,63%	5,06%
Rede Básica	41.184.812	45.432.944	10,31%	0,54%	4,43%
Rede Básica Fronteira	5.372.183	6.040.252	12,44%	0,08%	0,59%
Rede Básica ONS (A2)	129.172	171.739	32,95%	0,01%	0,02%
Conexão	201.058	216.420	7,64%	0,00%	0,02%
Custos de Aquisição de Energia	338.543.258,19	359.083.180,14	6,07%	2,60%	35,04%
Receitas Irrecuperáveis	14.406.112,68	18.908.154,59	31,25%	0,57%	1,85%
PARCELA B	281.373.167	385.548.502	37,02%	13,17%	37,63%
Custos Operacionais	165.344.164	168.534.240	1,93%	0,40%	16,45%
Anuidades	18.715.105	30.750.492	64,31%	1,52%	3,00%
Remuneração	74.666.017	124.217.706	66,36%	6,26%	12,12%
Depreciação	38.041.106	70.767.956	86,03%	4,14%	6,91%
UD+ER+OR	(15.393.225)	(11.589.323)	-24,71%	0,48%	-1,13%
Ajuste de PB associado ao SCEE	-	2.867.433	0,00%	0,36%	0,28%
RT considerando a variação tarifária da RTE	791.055.529	1.024.639.843	29,53%	100%	
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual	48.551.989		6,14%		
CVA em processamento - Energia	10.093.601		1,28%		
CVA em processamento - Transporte	7.911.335		1,00%		
CVA em processamento - Encargos Setoriais	21.417.831		2,71%		
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(2.997.789)		-0,38%		
Sobrecontratação/exposição de energia	10.930		0,00%		
Neutralidade de Parcela A- Energia	13.554.697		1,71%		
Neutralidade de Parcela A - Transporte	1.166.730		0,15%		
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	1.630.660		0,21%		
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável	(1.144.563)		-0,14%		
Neutralidade Crédito de PIS/COFINS	1.058.444		0,13%		
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	675.007		0,09%		
Ajuste ref. equilíbrio econômico-financeiro TUSDg	(214.067)		-0,03%		
Previsão do Risco Hidrológico	28.701.746		3,63%		
Reversão do Risco Hidrológico	(27.824.350)		-3,52%		
Conselho de Consumidores	(635.613)		-0,08%		
Financeiro CDE Eletrobras	(1.633.403)		-0,21%		
Crédito de PIS/COFINS	(2.657.074)		-0,34%		
Reversão de Créditos de Rescisão Contratual e Migração de Consumidores (REN 376 e 414)	(562.134)		-0,07%		
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior			8,75%		
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores			44,41%		

2. Análise Parcela A

62. A Parcela A representou 62,4% dos custos da concessionária, com impacto tarifário de 16,36%.

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

Pág 15 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

63. O total dos encargos setoriais levou a uma variação no efeito médio de 12,56%. Destaca-se, principalmente, a variação da cota associada à CDE Modicidade Eletrobrás (2,09%), em razão de a cota para 2023 ser menor que a cota para 2022¹⁰; e o início do recolhimento das novas cotas de CDE Conta-Escassez Hídrica (9,86%) e CDE GD (0,36%).

64. Em relação à cota da CDE Conta-Escassez Hídrica, é importante notar que, no processo tarifário de 2022, houve uma reversão de R\$ 198 milhões nas tarifas dos consumidores da CEA. Esse valor decorre da operação de crédito assumida em 2021, que teve como objetivo cobrir os custos adicionais temporariamente suportados pelas distribuidoras de energia para a compra de energia durante o período de escassez. Como resultado, houve uma significativa redução de 28,80% nas tarifas homologadas em 2022.

65. Já os custos de transmissão impactaram a revisão em 0,63%, decorrente, especialmente, das novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) para o ciclo 2022-2023 e aprovadas por intermédio da Resolução Homologatória no 3.217, de 4 de julho de 2023.

66. Os custos de compra de energia elétrica considerados para a CEA levaram a uma variação no efeito médio de 2,60%. Os itens que mais contribuíram para esse aumento foram: (i) a energia proveniente dos contratos CCEAR – Nova e Alternativa (1,48%), em razão da atualização desses custos; e (ii) os Contratos de Cotas de Garantia Física – CCGF (Lei nº 12.783/2013), em vista das variações do montante e do custo decorrentes da descotização das usinas da Eletrobras (implicando 0,73% no efeito médio).

67. A tabela a seguir apresenta a variação na compra de energia entre o último processo tarifário e a atual revisão:

Tabela 17. Detalhamento da compra de energia

Tipo de contrato	Montante de energia (MWh)			Custo unitário (R\$/MWh)		
	Processo Anterior	Processo Atual	Variação	Processo Anterior	Processo Atual	Variação
Existente - CCEAR-DSP	569	-	-100,00%	318,32	-	-100,00%
Existente - CCEAR-QTD	1.083	-	-100,00%	190,19	-	-100,00%
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	1.551.211	1.594.398	2,8%	210,14	217,29	3,4%
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	353.684	356.687	0,8%	182,42	193,52	6,1%
Madeira e Belo Monte	28.172	28.249	0,3%	155,55	171,38	10,2%
Cota Angra I e Angra II	43.653	45.736	4,8%	349,15	347,50	-0,5%
Cotas Lei nº 12.783/2013	258.654	212.442	-17,9%	155,05	174,13	12,3%
Bilateral	52.700	52.700	0,0%	132,43	176,62	33,4%
Proinfa	25.520	24.612	-3,6%	-	-	-
Sobra (-) / Exposição (+)	(558.220)	(585.840)	4,9%	213,26	210,68	-1,2%
TOTAL	1.757.027	1.728.985	-1,6%	192,68	207,68	7,8%

¹⁰ Apesar de o encargo apresentar valor negativo e contribuir para a modicidade tarifária, tem-se que a cota de 2023, cujo valor consta do Despacho nº 1.120/2023, é significativamente menor que a cota considerada no ano de 2022, conforme Despacho nº 1.959/2022. Assim, o alívio tarifário da nova cota para o ano de 2023 foi reduzido em relação àquele considerado no processo anterior, justificando o impacto positivo apresentado.

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

Pág 16 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

68. O gráfico abaixo, por sua vez, demonstra o impacto por modalidade de contrato de energia:

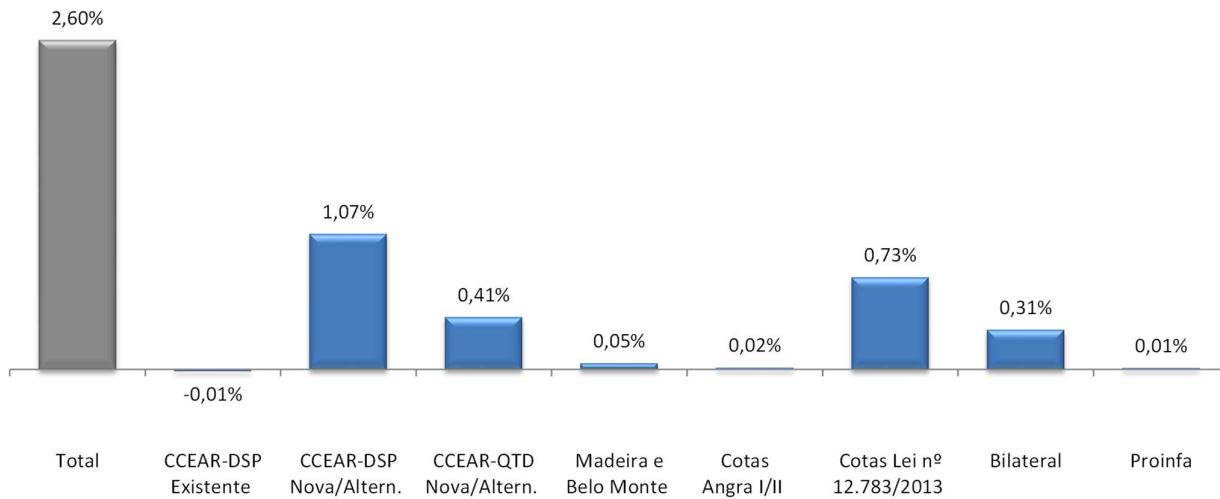


Gráfico 1: Comparação da variação do custo de energia

69. As receitas irrecuperáveis variaram 31,25%, em relação aos valores hoje contidos nas tarifas, com impacto de 0,57% nesta revisão.

3. Análise Parcada B

70. A variação da Parcada B calculada neste processo foi 37,02%, em relação ao processo anterior, impactando a presente revisão em 13,17%. Os custos de distribuição da concessionária serão detalhados a seguir.

71. Quanto aos **custos operacionais**, conforme já mencionado, a aplicação da regra indicada no Inciso II da Subcláusula Terceira da Cláusula Décima Nona do contrato de concessão, para atualização desses custos, apresentou uma variação de 1,93%, cujo impacto neste processo foi de 0,40% no efeito médio.

72. A **remuneração do capital** experimentou uma significativa variação de 66,36% em relação aos valores atualmente aplicados nas tarifas, resultando em um impacto tarifário de 6,26%. Esse impacto é atribuído à introdução da nova Base de Remuneração Líquida, que foi identificada desde a última revisão ordinária, realizada em 2017. Essa alteração na base de remuneração, que totaliza aproximadamente R\$ 523 milhões, é principalmente resultado dos substanciais investimentos feitos pela nova controladora da CEA desde que assumiu a área de concessão no Amapá. O Gráfico abaixo demonstra esse efeito.

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

Pág 17 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

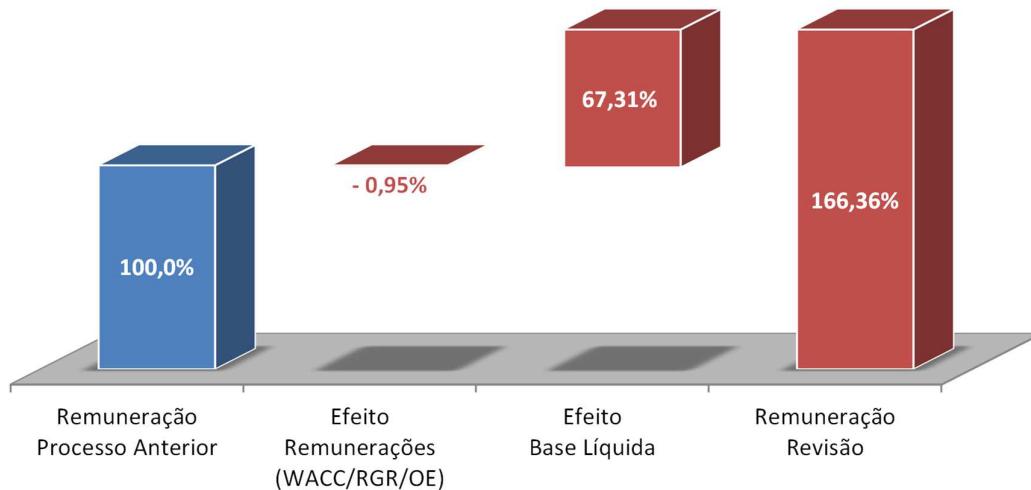


Gráfico 2. Efeito da revisão sobre a remuneração do capital

73. A **quota de reintegração** regulatória apresentou 86,03%, em relação aos valores tarifários vigentes, representando um impacto de 4,14% nas tarifas. Esse incremento pode ser principalmente atribuído à variação na Base de Remuneração Bruta, que aumentou em R\$ 530 milhões desde a última revisão em 2017, e à alteração na taxa de depreciação, que passou de 3,90% para 4,14%. O gráfico abaixo visualiza esses efeitos de forma mais clara.



Gráfico 3. Efeito da revisão sobre quota de reintegração

74. A cobertura para **anuidades** variou 64,31%, com impacto de 1,52%. Esse resultado decorre da revisão dos parâmetros regulatórios usados para calcular as anuidades no ciclo atual e da atualização da base de remuneração regulatória, da qual o cálculo das anuidades depende,

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

Pág 18 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

conforme a regulamentação vigente. Por outro lado, a taxa de remuneração regulatória (WACC) apresentou um sensível redução. O gráfico seguinte ilustra os dois efeitos que influenciaram a variação das anuidades:

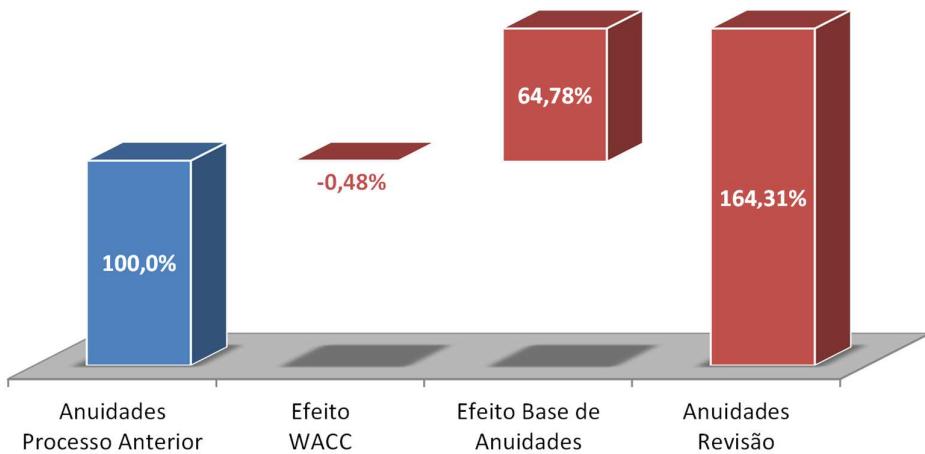


Gráfico 4. Efeito da revisão sobre as anuidades

75. Conforme o regulamento, os valores arrecadados de Ultrapassagem de Demanda (UD), Excedente de Reativos (ER) e Outras Receitas (OR), são subtraídos da Parcela B. Desse modo, a soma de todas essas receitas teve uma participação de 0,48% nesta revisão. Destaca-se que esse efeito positivo decorre do fato de que, nessa fase da revisão, foram identificados menos recursos dessas naturezas, quando comparados com os considerados no processo tarifário anterior.

76. Ainda sobre a Parcela B, convém ressaltar pleito apresentado pela Distribuidora relativo à perda de receita associada à redução de mercado decorrente da entrada das unidades consumidoras com micro e minigeração distribuída (MMDG) do Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE, que não produziram pleno efeito no período de referência.

77. Desse modo, em conformidade com a decisão da diretoria da Aneel ocorrida na 7ª Reunião Pública Ordinária de 2023, quando foi discutida a Revisão Tarifária Periódica da ENEL Rio, assim como em resposta ao Ofício Circular nº 06/2023 SGT/ANEEL¹¹, em que houve análise e deliberação de pleito semelhante, e visando o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, foi acrescentado à receita da distribuidora a perda, por ela estimada, dessa redução, o que resultou, nesta fase do processo, o montante de R\$ R\$ 2.867.432,56, cujo efeito foi de 0,36% nas tarifas.

4. Análise Financeiros

78. Os componentes financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, contribuíram com o efeito de 6,14% nesta fase da atual revisão da CEA.

¹¹ Documento SIC nº 48581.000489/2023-00

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



Pág 19 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

79. Destacam-se os valores da CVA, os quais foram calculados pela concessionária, que totalizaram um impacto agregado de 4,98%. Ressalta-se que os financeiros estimados pela distribuidora, nessa fase de Consulta Pública, ainda serão validados e recalculados pela ANEEL até a versão final deste processo.

80. E os itens de neutralidade da Parcada A representaram um feito conjunto de 1,92%, em função, especialmente das diferenças mensais apuradas entre os valores faturados de cada item no Período de Referência e os respectivos valores contemplados nos Repositionamento Tarifário anterior.

81. Já em relação aos créditos de PIS/COFINS, para reversão no processo tarifário, a distribuidora informou um residual no montante de R\$ 2,6 milhões, cujo impacto foi de -0,34%.

5. Participação dos componentes na receita anual

82. O gráfico abaixo demonstra a participação dos itens das Parcelas A e B na composição da nova Receita Anual da concessionária.

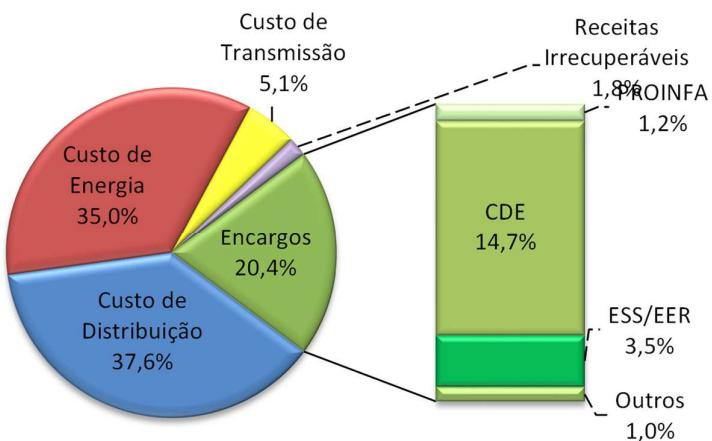


Gráfico 5. Composição da receita sem tributos

83. O gráfico a seguir ilustra a participação de cada segmento na composição da receita da distribuidora com tributos.

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



Pág 20 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

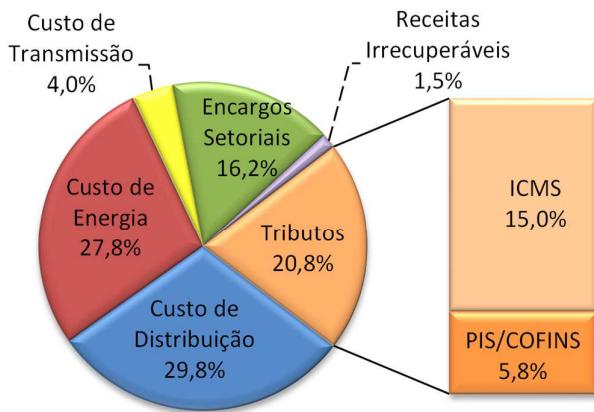


Gráfico 6. Composição da receita com tributos

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

84. A legalidade do assunto encontra amparo nas seguintes normas:
- art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com alterações dadas pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e remissão ao art. 29 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, em especial ao inciso V;
 - art. 21 do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997;
 - art. 6º da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;
 - art. 2º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
 - art. 25 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;
 - Resolução nº 395, de 15 de dezembro de 2009;
 - Módulos 2 e 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET;
 - Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST;
 - No Contrato de Concessão nº 01/2021.

V. CONCLUSÃO

85. Diante do exposto e do que consta no Processo nº 48500.006872/2022-91, opina-se pela instauração de Consulta Pública, visando obter subsídios e informações adicionais para aprimoramento da Revisão Tarifária Extraordinária Contratual de 2023 da CEA.

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



Pág 21 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

(Assinado digitalmente)

DEVETH LIMA FERREIRA

Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)

CECILIA MAGALHÃES FRANCISCO

Coordenadora Adjunta de Gestão Tarifária de
Distribuição

(Assinado digitalmente)

LEONARDO DE ARAÚJO SILVA

Coordenador de Gestão Tarifária de
Distribuição

(Assinado digitalmente)

FLAVIA LIS PEDERNEIRAS

Gerente de Gestão Tarifária

De acordo

(Assinado digitalmente)

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES

Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica

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



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação D18002FA00752260

Pág 22 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

ANEXO I

METODOLOGIA DE REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA PARA CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO

I. OBJETIVO

1. Apresentar uma síntese da metodologia de revisão tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica que tenham assinado termo aditivo ao contrato de concessão resultante das Audiências Públicas nº 38/2015 (prorrogação de vigência de contrato de concessão) ou nº 89/2016 (opção pelos mesmos itens do novo contrato de concessão, sem adesão à prorrogação de sua vigência).
2. A metodologia aplicada ao cálculo desta Revisão Tarifária Periódica – RTP está descrita nos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET¹², os quais têm caráter normativo e consolidam a regulamentação acerca dos processos tarifários. Os cálculos realizados correspondem ao fiel cumprimento das disposições estabelecidas no Contrato de Concessão da concessionária e na legislação setorial vigente.
3. Os Submódulos do PRORET aplicáveis ao processo de RTP de concessionárias de distribuição com as características indicadas nos parágrafos acima estão listados a seguir:

Submódulo	Tema	Versão	Vigência
Módulo 2 – Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica			
2.1 A	Procedimentos Gerais	2.3	18/03/2020
2.2 A	Custos Operacionais e Receitas Irrecuperáveis	2.2	13/03/2018
2.3	Base de Remuneração Regulatória	2.0	23/11/2015
2.4	Custo de Capital	4.1	15/03/2021
2.5 A	Fator X	3.0	19/03/2020
2.6	Perdas de Energia	2.0	06/05/2015
2.7 A	Outras Receitas	2.2	05/07/2018
2.8	Geração Própria de Energia	1.1	24/12/2014
Módulo 3 – Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica			
3.2 A	Custos de Aquisição de Energia	1.1	25/01/2018
3.3 A	Custos de Transmissão	1.0	24/02/2017
3.4 A	Encargos Setoriais	1.0	24/02/2017
Módulo 4 - Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição			
4.1	Conceitos Gerais	1.0	28/03/2016
4.2 A	CVA	1.0	24/02/2017
4.3	Sobrecontratação de Energia	1.0	28/03/2016
4.4 A	Demais Componentes Financeiros	1.5	27/05/2019
Módulo 5. Encargos setoriais			
5.1	Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC	1.0	22/12/2017
5.2	Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	1.1	28/06/2018
5.3	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA	1.0	29/11/2012
5.4	Encargo de Serviço de Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva -	1.0	28/12/2018
5.5	Taxa de fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE	1.1	31/05/2016
5.6	Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e eficiência Energética – EE	1.1	23/10/2018
Módulo 6 – Demais Procedimentos			
6.1	Limites de Repasses de Compras de Energia	1.0	28/03/2016
6.2	Itaipu	1.0	01/06/2017

¹² O PRORET pode ser acessado em: <http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>.

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



Pág 23 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

6.3	Encargos de conexão A1	1.0	18/04/2012
6.7	Centrais de Geração Angra 1 e 2	3.0	26/12/2018
6.8	Bandeiras Tarifárias	1.9	01/06/2020
Módulo 10 - Ordem e Condições de Realização dos processos Tarifários e Requisitos de Informações e Obrigações			
10.1	Revisões tarifárias de Distribuidoras e Permissionárias	1.2	15/07/2013

II. SÍNTSE DA METODOLOGIA APLICADA

4. O percentual médio do reposicionamento tarifário é o resultado da razão entre a **Receita Requerida** e a **Receita Verificada**, ambas calculadas tendo como referência o mercado dos 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao mês de aniversário da revisão tarifária.

5. A **Receita Requerida** reflete os custos operacionais eficientes e a remuneração adequada dos investimentos necessários para a prestação dos serviços dos serviços de distribuição de energia elétrica. O cálculo da receita requerida também compreende a atualização de custos relacionados às atividades de geração e transmissão e aos encargos setoriais.

6. A **Receita Verificada** corresponde a receita que seria auferida caso não fossem alteradas as tarifas vigentes praticadas pela concessionária até o momento da revisão tarifária. O resultado da razão entre essas duas receitas corresponde o quanto que as tarifas devem variar em média.

7. O cálculo do percentual médio do reposicionamento tarifário segue a seguinte fórmula:

$$RT = \left(\frac{RR}{RV} - 1 \right) \times 100 \quad (1)$$

onde:

RT: Repositionamento Tarifário Médio (%);

RR: Receita Requerida; e

RV: Receita Verificada.

8. A Receita Requerida é dividida em duas componentes: a primeira, denominada de **Parcela A**, envolve custos relacionados à aquisição de energia elétrica para atendimento aos clientes, uso dos sistemas de transmissão, encargos setoriais e as receitas irrecuperáveis. Em geral, a distribuidora não tem gestão completa sobre esses itens de custos, e em razão disso estes valores são repassados para os clientes da empresa.

9. A segunda componente, denominada de **Parcela B**, compreende as despesas com a prestação do serviço de distribuição de energia. São custos inerentes à atividade de distribuição, que estão sujeitos ao controle e influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária e, por definição, são repassados por meio de valores regulatórios.

10. Desse modo, a receita requerida da concessionária pode ser expressa da seguinte forma:

$$RR = VPA + VPB \quad (2)$$

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



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação D18002FA00752260

Pág 24 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

onde:

RR: Receita requerida;
VPA: Valor da Parcela A;
VPB: Valor da Parcela B;

11. No que se refere aos custos de Parcela B, são dois os custos que compõem a receita da concessionária: os custos operacionais e os de capital. Os custos operacionais são os custos necessários para a empresa prover o serviço de distribuição de energia, incluindo os custos com gestão de pessoas, infraestrutura física e materiais e serviços.

12. Os custos de capital incluem os montantes investidos pela concessionária ainda não depreciados, chamado de base de remuneração. Esta base de remuneração é multiplicada pela taxa de retorno para determinar o total de remuneração do capital investido pela distribuidora. No cálculo dos custos de capital também é incluída a quota de reintegração regulatória, que representa a recomposição dos investimentos realizados para a prestação do serviço de distribuição ao longo da vida útil dos bens e direitos.

13. Outro item que é adicionado ao custo de capital são os tributos a ele associados, de forma a assegurar que a remuneração efetivamente auferida pela empresa regulada seja suficiente para o pagamento do Imposto de Renda sobre Pessoa Jurídica - IPRJ e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL.

14. No cálculo dos valores regulatórios de Parcela B também se faz necessário a atualização dos valores por um fator de ajuste de mercado, de modo a considerar que ao longo da vigência das tarifas estabelecidas na revisão o mercado da concessionária será outro, distinto do utilizado como referência para o cálculo da revisão.

15. Da mesma forma são descontados do cálculo da Parcela B os resultados da aplicação dos mecanismos de incentivos à melhoria da qualidade pela ANEEL com incidência na revisão tarifária. Por fim, são descontadas as Outras Receitas e as receitas de Ultrapassagem de Demanda e Excedente Reativo, que são revertidas em parte para a modicidade tarifária.

16. A fórmula abaixo expressa o cálculo da Parcela B no processo de revisão tarifária. É basicamente sob este componente que os processos de revisão e reajuste se distinguem, quanto ao nível de preços.

$$VPB = (CAOM + CAA) \cdot (1 - P_m - MIQ) - OR - UD - ER \quad (3)$$

onde:

CAOM: Custo de Administração, Operação e Manutenção;
CAA: Custo Anual dos Ativos;
P_m: Fator de Ajuste de Mercado;
MIQ: Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade;
OR: Outras Receitas;
UD: Receita obtida com Ultrapassagem de Demanda e
ER: Receita obtida com Excedente Reativo

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



Pág 25 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

17. Por sua vez, o Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM) é composto pelos Custos Operacionais, definidos pela metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 2.2 A do PRORET.

18. Enquanto o Custo Anual dos Ativos (CAA) é dado pela soma dos componentes abaixo:

$$CAA = RC + QRR + CAIMI \quad (4)$$

onde:

CAA: Custo Anual dos Ativos;
RC: Remuneração do capital, incluindo a remuneração líquida de capital e tributos;
QRR: Quota de Reintegração Regulatória (depreciação); e
CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (Anuidades).

19. A fórmula abaixo expressa o cálculo da Parcela A:

$$VPA = CE + CT + ES \quad (5)$$

onde:

VPA: Valor de Parcela A;
CE: Custo de aquisição de energia elétrica e geração própria;
CT: Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição; e
ES: Encargos setoriais definidos em legislação específica.

20. Os procedimentos de cálculo da Parcela A nos processos de revisão tarifária é semelhante ao adotados nos processos de reajustes. A regra de cálculo de cada um dos componentes de Parcela A estão descritos nos Submódulos 3.2, 3.3 e 3.4 do PRORET.

III. PROCESSAMENTO DA REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

A. Definição do Período de Referência

21. O período de referência para revisão tarifária corresponde ao ciclo de doze meses, entre o mês do processo tarifário anterior e o mês anterior ao atual processo de revisão.

B. Cômputo da Receita Anual

22. No cálculo da Receita Anual inicial (RA_0) da distribuidora devem ser considerados os dados de mercado disponíveis no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP e as tarifas homologadas no processo tarifário anterior.

C. Cômputo da Parcela A

23. A Parcela A é composta pela soma dos seguintes componentes: (i) Encargos Setoriais; (ii) Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição; (iii) Custo de aquisição de energia elétrica e geração própria.

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



Pág 26 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

24. Os procedimentos de cálculo detalhados de cada um dos componentes acima estão descritos nos Submódulos 2.2, 3.2, 3.3 e 3.4 do PRORET.

1. Encargos Setoriais

25. Os encargos setoriais, oriundos de políticas de governo para o setor elétrico, possuem finalidades específicas e são definidos em legislação própria. Seus valores são estabelecidos pela ANEEL e não representam ganhos de receita para a concessionária. Os encargos considerados nos processos tarifários são:

a. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

26. Criada pela Lei nº 10.438, de 26/4/2002, com redação alterada pelas Leis nº 12.783, de 11/1/2013, e nº 12.839, de 9/7/2013 regulamentado pela Resolução nº 549, de 7/5/2013, em conformidade com a Medida Provisória nº 605, de 23/1/2013 e os Decretos nº 7.945, de 7/3/2013 e 9.022, de 31 de março de 2017. A CDE tem como finalidade:

- i) o desenvolvimento energético dos Estados;
- ii) promover a universalização do serviço de energia elétrica;
- iii) garantir recursos para atendimento da subvenção econômica destinada aos consumidores classificados como Residencial Baixa Renda,
- iv) prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC,
- v) prover recursos e permitir a amortização de operações financeiras vinculadas à indenização por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária,
- vi) promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, termossolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelos sistemas interligados,
- vii) prover recursos para compensar descontos tarifários aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e nas tarifas de energia elétrica (regulamentado pelo Decreto nº. 7.891, de 23/1/2013), e
- viii) prover recursos para compensar o efeito da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica, assegurando o equilíbrio da redução das tarifas das concessionárias de distribuição.

27. A cobertura tarifária referente ao encargo de CDE considerado neste processo tarifário incorpora os seguintes valores:

- i) quota anual de **CDE Uso**, paga por todos os agentes que atendem consumidores finais cativos e livres no Sistema Interligado Nacional - SIN, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica. Essa quota é destinada ao custeio dos objetivos da CDE, previstos em seu orçamento anual, definido pelo Poder Executivo, conforme previsto nos §§ 2º e 3º do art. 13 da Lei nº 10.438, de 2002, com redação dada pela Lei nº 12.783, de 2013.

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



Pág 27 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

ii) quota anual da **CDE – Conta-Covid (TUSD e TE)**, por meio do Decreto nº 10.350, publicado em 18 de maio de 2020, o Governo Federal determinou a criação da Conta COVID, destinada a receber os recursos de operação financeira para alívio do caixa das distribuidoras de energia em meio à pandemia do novo corona vírus. O empréstimo, contratado e administrado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, tem como objetivo garantir a liquidez do setor, mitigando os impactos da redução do consumo e do aumento da inadimplência nesse período. Para o consumidor, a iniciativa representa a postergação e o parcelamento de impactos tarifários que serão, serão diluídos em 60 meses por meio da CDE Conta-Covid.

b. Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE

28. Instituída pela Lei nº 9.427, de 26/12/1996 e alterada pela Lei nº 12.783/2013, de 11/01/2013, destina-se à cobertura do custeio das atividades da ANEEL e tem sua metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 5.5 do PRORET.

c. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.

29. Instituído pela Lei nº 10.438, de 26/4/2002, regulamentado pelo Decreto nº. 5.025/2004, tem como objetivo aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica. Tem sua metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 5.3 do PRORET.

d. Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH.

30. Instituído pela Lei nº. 7.990, de 28/12/1989, destina-se a compensação pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, tem sua metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 5.9 do PRORET.

e. Encargo de Serviços do Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva – EER

31. Previstos no Decreto nº. 5.163, de 30/7/2004 e Decreto nº 6.353, de 16/1/2008, respectivamente. O ESS tem como finalidade destinar recursos à cobertura dos custos dos serviços do SIN, compreende, entre outros: custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito; a reserva de potência operativa para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma; a reserva de capacidade superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador, necessária para a operação do sistema de transmissão; e a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas. O EER representa todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva, entendida como aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN.

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



Pág 28 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

f. Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Programa Eficiência Energética (PEE)

32. Instituída pela Lei nº. 9.991, de 24/7/2000, trata-se de obrigação das concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica de aplicarem percentuais de sua receita operacional líquida para fins de pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e programas de eficiência energética. Importante esclarecer que, segundo orientação do Ofício Circular nº 185/2015-SFF/ANEEL, as receitas adicionais de Bandeira Tarifária foram reconhecidas dentro da receita operacional líquida das Concessionárias e, portanto, passam a sofrer a incidência dos percentuais de P&D e PEE.

2. Custo com Conexão e Uso dos Sistemas de Transmissão e/ou Distribuição

33. Os custos com transmissão de energia elétrica, desde as usinas até as redes de distribuição da concessionária, são compostos por: Rede Básica (Sistêmica e Fronteira), DIT Compartilhada e de uso exclusivo, Transporte de Itaipu, Uso da Rede Básica pela usina de Itaipu e Uso de Sistemas de Distribuição.

34. O contrato de concessão estabelece que deverão ser observados os montantes de Contratação Eficiente na apuração dos custos de encargo de uso dos sistemas de transmissão e distribuição os quais devem obedecer, respectivamente, os termos da Resolução Normativa nº 666/2015 e da Resolução Normativa nº 506/2012 e alterações supervenientes.

a. Custo de Rede Básica

35. Referem-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição às Transmissoras, conforme Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST celebrado com o ONS, para acesso à rede de transmissão do sistema interligado. São calculados pelo ONS, com base nos valores de demanda de potência multiplicados por tarifa estabelecida pela ANEEL. Essa tarifa depende da receita anual permitida para as concessionárias de transmissão (RAP) para cobrir os custos decorrentes da atividade de transmissão. A ANEEL fixa a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) nas formas de TUSTRB, relativa ao uso de instalações da Rede Básica, e TUSTFR, referente ao uso de instalações de fronteira com a Rede Básica. As distribuidoras quotistas de Itaipu pagam também a parcela atribuída à geradora Itaipu Binacional pelo Uso da Rede Básica (MUST Itaipu), de forma proporcional às suas quotas-partes.

36. Para o cálculo dos encargos de Rede Básica Nodal e Fronteira, os MUSTs (Montantes de Uso do Sistema de Transmissão) são obtidos no CUST – Contrato de Uso do Sistema de Transmissão, celebrado entre o ONS, as concessionárias de transmissão e a distribuidora, disponibilizado no SACT – Sistema de Acompanhamento dos Contratos de Transmissão, enquanto que as tarifas são obtidas da resolução homologatória que define as Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão para cada ciclo publicadas anualmente.

37. Já os valores referentes às instalações de transmissão de uso exclusivo são obtidos de resolução homologatória específica publicada anualmente, além de considerar as informações presentes no SIGET - Sistema de Gestão da Transmissão.

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



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação D18002FA00752260

Pág 29 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

b. Custo de Conexão

38. Refere-se ao uso exclusivo, pelas distribuidoras, das Demais Instalações de Transmissão (DIT) não integrantes da rede básica e pertencentes às transmissoras, para conexão às instalações da rede básica de transmissão. Os valores desse custo são estabelecidos pela ANEEL e têm reajuste anual concatenado com a data de reajuste ou revisão das tarifas de fornecimento das distribuidoras de energia elétrica.

39. Cabe esclarecer que a Receita Anual da Conexão de uso exclusivo referente às Demais Instalações de Transmissão (DIT) presente na Resolução Homologatória do processo tarifário da distribuidora pode diferir do custo de conexão repassado às tarifas e considerado na DRP.

40. A situação descrita acima pode ocorrer, pois de acordo com o que consta no § 12 do artigo 7º e § 3º do artigo 7º-A da Resolução Normativa nº 67/2004 e § 6º do artigo 4º-A da Resolução Normativa nº 68/2004, os encargos de conexão associados às novas instalações de transmissão de uso exclusivo, apesar de serem devidos pela distribuidora a partir da data de entrada em operação comercial dessas instalações, só poderão ser considerados no cálculo da tarifa dos consumidores finais da concessionária ou permissionária de distribuição a partir da respectiva prestação de serviço, sem efeitos retroativos.

41. Caso haja instalações de transmissão de uso exclusivo da distribuidora, autorizados com RAP prévia e que entraram em operação comercial durante o Período de Referência, considera-se adicionalmente para fins de cobertura tarifária dos custos associados a essas instalações, o período compreendido entre a data de conexão da distribuidora na nova instalação e a data de aniversário da concessionária de distribuição.

c. Transporte da Energia Elétrica proveniente de Itaipu Binacional

42. Refere-se ao custo de transmissão da quota parte de energia elétrica adquirida, pela concessionária, daquela geradora. A despesa com transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu é o resultado da multiplicação do montante de demanda de potência (MW) adquirida pela tarifa de transporte de Itaipu fixada pela ANEEL, em R\$/MW.

d. Custo do Uso de Sistemas de Distribuição

43. Refere-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição a outras Distribuidoras, conforme Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD celebrado entre as partes, para acesso à rede de distribuição daquelas. A despesa é calculada com base nos valores de demanda de potência, observando a Contratação Eficiente (montante faturado contido no intervalo de 100% até 110% do MUSD contratado), multiplicados por tarifa estabelecida pela ANEEL em resolução da distribuidora acessada.

3. Compra de Energia

44. O cálculo dos custos de aquisição de energia obedece aos critérios estabelecidos no

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



Pág 30 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

contrato de concessão e nas normas setoriais, em especial à Lei nº 10.848/2004 e ao Decreto nº 5.163/2004.

45. A Lei nº 10.848/2004 também estabeleceu dois ambientes de contratação no Sistema Interligado Nacional – SIN, o Ambiente de Contratação Regulada – ACR e o Ambiente de Contratação Livre – ACL. A mesma lei, em seu art. 2º, determina que as empresas de distribuição de energia “deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada”.

46. Além disso, é considerado no cálculo o procedimento aprovado pelo Despacho nº 4.225, de 10/12/2013, que estabelece que o custo de aquisição de energia seja obtido pela multiplicação da energia requerida, líquida da energia do PROINFA, pela tarifa média dos contratos de compra de energia vigentes na data da revisão.

47. As modalidades disponíveis de aquisição de energia elétrica no cumprimento da obrigação de contratação para o atendimento do mercado dos agentes de distribuição são descritas a seguir:

i) **Contratos Bilaterais:** são contratos de livre negociação entre os agentes, firmados antes da publicação da Lei nº 10.848/2004; os contratos firmados para o atendimento do Sistema Isolado antes da Medida Provisória nº 466, de 29/07/2009, e aqueles firmados por meio de licitação realizada na modalidade de concorrência ou Contratos Bilaterais as contratações de energia de Geração Distribuída decorrente da desverticalização, conforme dispõe a Lei n.º 10.848, de 2004 e os contratos oriundos de licitação pública realizada por agentes de distribuição com mercado inferior a 700 GWh/ano e contratos firmados entre concessionária com mercado inferior a 700 GWh/ano e seu agente supridor.

ii) **Contratos de Leilões (CCEARs):** são Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, decorrentes de leilões definidos com base no art. 19 do Decreto n. 5.163, de 2004, para empreendimentos de geração existentes, novos empreendimentos e de fontes alternativas;

iii) **Leilões de Ajuste:** são contratos realizados de acordo com o art. 26 do Decreto nº 5.163, de 2004, em decorrência de leilões específicos realizados pela ANEEL, direta ou indiretamente, para contratações de ajuste pelas distribuidoras, com prazo de suprimento de até dois anos, para fins de possibilitar a complementação do montante de energia elétrica necessário para o atendimento à totalidade de suas cargas.

iv) **Cotas de ITAIPU:** refere-se à energia comercializada por Itaipu Binacional com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das cotas-partes; a metodologia para o cálculo das cotas – parte se encontra na Resolução Normativa nº 331, de 16/9/2008;

v) **Cotas de Angra I e II:** refere-se à energia comercializada pelas centrais geradoras Angra I e Angra II com as concessionárias de distribuição de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN adquirentes das suas respectivas cotas-partes; conforme disposto no art. 11 Lei nº 12.111, de 9/12/2009;

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

Pág 31 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

vi) **Cotas do PROINFA:** refere-se à energia proveniente de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, decorrente do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;

vii) **Cotas das Concessões Renovadas:** refere-se à parcela decorrente do rateio da garantia física de energia e de potência das usinas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783, de 2013; incluem-se aí as usinas objeto do Leilão de Contratação de Concessões de Usinas Hidrelétricas em Regime de Alocação de Cotas de Garantia Física e Potência, realizado em 25/11/2015;

viii) **Geração Própria:** refere-se à energia proveniente de empreendimento de geração própria da concessionária de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano e aquelas que atendem os Sistemas Isolados para atendimento do seu mercado. A Lei 9.074, de 7 de julho de 1995, com redação dada pela Lei 10.848, de 2004;

ix) **Suprimento:** refere-se à energia comercializada entre distribuidoras/permissionária com mercado inferior a 700 GWh/ano (suprida), no Sistema Interligado Nacional – SIN, que adquirem energia de outra distribuidora/permissionária (supridora), sendo que as partes firmam contratos de compra e venda cuja tarifa é estabelecida pela ANEEL;

x) **Geração Distribuída:** produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto: hidráulicas com capacidade instalada superior a 30 MW; e térmicas, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento (não existem restrições de eficiência para térmicas que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível).

a. Perdas Elétricas e Energia Requerida

48. Com a finalidade de calcular o montante de energia que deve ser repassado às tarifas dos consumidores, a ANEEL determina o nível máximo de perdas (na distribuição – técnicas e não técnicas e na Rede Básica) a ser admitido em função do mercado atendido pela distribuidora. A energia requerida é definida como sendo o volume de energia elétrica e potência adquirida para o atendimento dos consumidores cativos e das outras concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica no período de referência, acrescido das perdas definidas pela ANEEL.

49. As perdas podem ser segmentadas entre perdas na Rede Básica, que são externas ao sistema de distribuição da concessionária e tem origem iminentemente técnica, e as perdas na distribuição que podem ser de natureza técnica ou não técnica.

50. As perdas regulatórias na distribuição são definidas a cada revisão tarifária, enquanto as perdas na Rede Básica são estimadas, todos os anos, em cada processo tarifário, utilizando-se os valores contabilizados nos últimos 12 meses e informados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, aí incluindo-se as perdas das DIT de uso compartilhado.

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

Pág 32 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

b. Perdas Técnicas

51. As perdas técnicas se referem à parcela das perdas na distribuição inerente ao processo de transporte, transformação de tensão e medição da energia na rede da concessionária, são calculadas levando-se em consideração as características do sistema de distribuição da concessionária, como pontos de injeção e consumo de energia elétrica, bitola dos condutores, tipo de transformadores.

52. As perdas técnicas são calculadas segregando as redes de distribuição em alta, média e baixa tensão, além das subestações, transformadores de distribuição, ramais de ligação e medidores. O Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST detalha a metodologia empregada para o cálculo das perdas técnicas.

c. Perdas Não-Técnicas

53. As perdas não técnicas representam as perdas associadas à furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição. Estas são obtidas pela diferença entre as perdas na distribuição e as perdas técnicas.

54. O referencial regulatório para as perdas não técnicas é redefinido a cada revisão tarifária e pode se dar na forma de uma trajetória decrescente, reconhecendo-se um nível menor de perdas não técnicas a cada reajuste tarifário subsequente, ou na forma de uma meta fixa, em que o nível de perdas não técnicas reconhecido nas tarifas, sempre referenciado em termos de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão, se mantém constante ao longo do ciclo tarifário.

55. O Submódulo 2.6 do PRORET detalha a metodologia empregada para o cálculo das perdas não técnicas. A abordagem adotada pela ANEEL, para a definição dos limites de perdas não técnicas, é da comparação de desempenho de distribuidoras que atuem em áreas de concessão com certo grau de semelhança. Essa comparação se dá, essencialmente, a partir da construção de um ranking de complexidade no combate às perdas não técnicas, que busca mensurar de forma objetiva o nível de dificuldade enfrentado por cada distribuidora para reduzir, essencialmente, as fraudes e os furtos de energia em sua área de concessão.

56. A partir da formulação do ranking é possível afirmar quais distribuidoras que atuam em áreas mais complexas, e que ainda assim tenham alcançado níveis mais baixos de perdas não técnicas, sejam referências de eficiência, e possam, portanto, ser utilizadas para se definir trajetórias de redução de perdas não técnicas para as demais. Cabe ressaltar que, além da análise de eficiência comparativa das distribuidoras, a avaliação também considera o desempenho passado da própria distribuidora, que pode servir de referencial regulatório quando os níveis de perdas não técnicas tiverem crescido.

57. O ponto de partida para o referencial regulatório de perdas não técnicas é definido, regra geral, pelo menor valor entre a meta definida no ciclo anterior e a média histórica dos últimos 4 anos civis alcançada pela distribuidora, considerando eventuais ajustes e exceções previstas no

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



Pág 33 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

Submódulo 2.6 do PRORET, se for o caso. A meta para o final do ciclo, por sua vez, considera o desempenho de distribuidoras que atuem em áreas tão ou mais complexas sob o ponto de vista do combate às perdas não técnicas, e que tenham desempenho melhores. Caso a concessionária em processo de revisão possua patamares reais de perdas não técnicas superiores aos considerados adequados pela ANEEL, o nível médio de perdas não técnicas das empresas benchmarks passa a ser referencial para a definição da meta, que deve observar a velocidade potencial de redução.

d. Valoração da Compra de Energia

58. O artigo 36 do Decreto nº 5.163, de 30/7/2004, estabelece que a ANEEL autorize o repasse dos custos de aquisição de energia elétrica previstos nos contratos de que tratam os artigos 15, 27 e 32 do mesmo Decreto, pelos agentes de distribuição às tarifas de seus consumidores finais, assegurando a neutralidade no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica.

59. O cálculo dos valores econômicos para a compra de energia na DRP obedece aos critérios estabelecidos no contrato de concessão e nas normas setoriais, em especial a Lei nº 10.848/2004 e o Decreto nº 5.163/2004.

60. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para revenda, elabora-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits¹³ considerando o período de referência em questão.

61. As sobras ou déficits são calculados a partir da diferença entre os totais de energia contratada e de energia requerida, ambos relativos ao período de referência. A energia contratada disponível corresponde ao somatório de CCEAR's, Contratos de Leilão de Ajuste, Contratos Bilaterais, Geração Própria, cotas de energia de Itaipu, do Proinfa, de Angra I e II, e das Usinas com Contratos Renovados, e Contratos de Suprimento.

62. Os critérios e procedimentos adotados no cálculo do preço de repasse dos contratos de compra de energia estão detalhados no Submódulo 3.2A do PRORET.

D. Cômputo da Parcela B

1. Custos Operacionais

63. A metodologia de definição dos custos operacionais, descrita no Sumódulo 2.2 do PRORET, estabelece o método de comparação por benchmarking para a definição do nível eficiente dos custos operacionais que serão reconhecidos nas tarifas.

64. A identificação do nível eficiente é obtida pela comparação entre as distribuidoras levando-se em consideração as características de cada concessionária. A partir dessa análise é estabelecido um intervalo de custos operacionais regulatórios que serve de parâmetro para os

¹³ As sobras ou déficits são calculados a partir da diferença entre os totais de energia contratada e de energia requerida, ambos relativos ao período de referência.

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



Pág 34 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

valores que serão estabelecidos ao longo do ciclo tarifário.

65. No momento da revisão, o intervalo de custos operacionais é atualizado para a data da revisão observando a variação da extensão de redes, números de consumidores, mercado, perdas não técnicas ajustadas e número de horas de fornecimento interrompido.

66. Numa análise posterior, compara-se o intervalo de custos eficientes atualizado com a cobertura de custos operacionais presentes na tarifa da concessionária. Caso o valor de custos operacionais presente na tarifa esteja fora do intervalo definido pelo método de benchmarking, parte da diferença é incorporada no momento da revisão e a parcela remanescente é considerada para fins de cálculo do Componente T do Fator X.

67. Regra geral, se o valor contido na tarifa de custos operacionais for maior que o limite superior do intervalo estabelecido, o valor de custos operacionais reconhecido na revisão e o Fator T são calculados de forma a estabelecer uma trajetória de redução da Parcela B ao longo do ciclo até alcançar o limite superior. Caso o valor contido na tarifa seja menor que o limite inferior do intervalo, o valor de custos operacionais reconhecidos na revisão e o Fator T são calculados de forma criar uma trajetória de aumento da Parcela B ao longo do ciclo até alcançar o limite inferior. Por fim, se os valores estiverem contidos no intervalo de custos eficientes, o custo reconhecido na revisão corresponderá ao custo já contido nas tarifas e o Fator T será igual a zero.

68. Um passo seguinte é verificar se a trajetória estabelecida conforme análise anterior é compatível com a restrição de variação de 5% a.a.. Nos casos em que a trajetória excede a variação anual de 5%, a trajetória é ajustada para não exceder o limite anual, conforme fórmula a seguir:

$$\Delta CO = \min\left(\sqrt[N]{\frac{CO_{ef}}{CO_{At}}} - 1; 5\%\right) \quad (7)$$

$$CO_{meta} = CO_{At}(1 \pm \Delta CO)^N$$

onde:

ΔCO : trajetória dos custos operacionais regulatórios;

5%: variação máxima admissível;

CO_{meta} : meta de custos operacionais ajustada ao limite máximo de variação anual;

69. Uma última etapa consiste da avaliação do prêmio de eficiência. Nos casos em que a aplicação da metodologia, conforme descrita nos passos anteriores, resultar em uma meta de custo operacional superior a 120% do custo real da empresa, o excedente desse valor será compartilhado em 50% com o consumidor.

70. Nestes casos, o valor final da meta de custos operacionais é recalculado de modo a levar em consideração o compartilhamento do prêmio de eficiência, conforme fórmula a seguir:

$$CO'_{meta} = \frac{1,2 \cdot OpeX_{médio} + CO_{meta}}{2} \quad (8)$$

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

Pág 35 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

onde:

$C0'_{meta}$: meta de custos operacionais regulatórios com compartilhamento;

$Opx_{médio}$: média dos custos operacionais reais.

2. Custo Anual dos Ativos (CAA)

a. Base de Remuneração Regulatória (BRR)

71. Os ativos da concessionária são remunerados por meio da Base de Remuneração Regulatória e da Base de Anuidade Regulatória.

72. A Base de Remuneração Regulatória (BRR) é composta pelos valores dos seguintes itens:

I – Ativo Imobilizado em Serviço (AIS), avaliado e depreciado (ou amortizado, conforme caso específico), considerando os seguintes grupos de contas de ativos:

- i) Terrenos – Distribuição, Geração;
- ii) Reservatórios, barragens e adutoras;
- iii) Edificações, obras civis e benfeitorias – Distribuição, Geração; e
- iv) Máquinas e equipamentos – Distribuição, Geração.

II – Intangível, considerando a conta de Serviços;

III – Almoxarifado de operação; e

IV – Obrigações especiais.

73. A Base de Anuidade Regulatória (BAR) é composta por valores equivalentes aos seguintes grupos de contas do AIS e Intangível:

I – Intangível – Software, Outros;

II – Terrenos – Administração;

III – Edificações, obras civis e benfeitorias – Administração;

IV – Máquinas e equipamentos – Administração;

V – Veículos; e

VI – Móveis e utensílios.

74. Para a avaliação dos ativos das concessionárias vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, visando à definição da base de remuneração, devem ser observadas as seguintes diretrizes:

i) A base de remuneração aprovada no terceiro ciclo de revisão tarifária (3CRTP) deve ser “blindada”. Entende-se como base blindada os valores aprovados por laudo de avaliação ajustados, incluindo as movimentações ocorridas (adições, baixas, depreciação) e as respectivas atualizações;

ii) As inclusões entre as datas-base do terceiro ciclo e da atual revisão tarifária, desde que ainda em operação, compõem a Base Incremental e são avaliadas no processo de revisão

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

Pág 36 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

tarifária;

iii) Os valores finais da avaliação são obtidos somando-se os valores atualizados da base de remuneração blindada (item a) com os valores das inclusões ocorridas entre as datas-base do terceiro ciclo e da atual revisão tarifária – base incremental (item b);

iv) Considera-se como data-base do laudo de avaliação o último dia do sexto mês anterior ao mês da atual revisão tarifária;

v) A base de remuneração deverá ser atualizada pela variação do IPCA, entre a data-base do laudo de avaliação e a data da revisão tarifária.

75. Os ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica somente são elegíveis a compor a Base de Remuneração Regulatória quando efetivamente utilizados no serviço público de distribuição de energia elétrica. São desconsiderados da base de remuneração aqueles ativos que compõe a Base de Anuidade Regulatória – BAR.

76. Também é deduzido da base de remuneração líquida da empresa o total do saldo devedor de recursos da RGR junto a Eletrobrás, referente ao terceiro mês anterior à data base do laudo de avaliação da Base de Remuneração da concessionária. Assim, os ativos imobilizados provenientes de recursos da RGR serão remunerados à taxa específica, e os demais ativos da empresa ao custo de capital regulatório (WACC).

77. O saldo dos investimentos realizados, a partir de financiamento com recursos da RGR, é remunerado pelo custo dos empréstimos em termos reais, tendo em vista que o reajuste tarifário contempla atualização monetária da parcela B, assim como os investimentos realizados durante o ciclo tarifário são corrigidos pela inflação quando de sua incorporação à base de remuneração regulatória.

78. Os recursos da RGR destinados ao Programa Luz para Todos (PLpT) são remunerados pelo custo efetivo dos empréstimos em termos reais, de 2,28% a.a., e os recursos da RGR não destinados ao PLpT serão remunerados ao custo da menor captação de recursos de terceiros disponíveis às distribuidoras de energia elétrica, de 2,28% a.a. em termos reais.

b. Remuneração do Capital (RC)

79. A Remuneração do Capital (RC) corresponde à remuneração dos investimentos realizados pela concessionária e depende fundamentalmente da Base de Remuneração Regulatória e do custo de capital, conforme formulação a seguir:

$$RC = (BRRl - RGR) \cdot r_{WACC_{pré}} + RGR \cdot r_{rgr} + RC_{OE} \quad (9)$$

onde:

RC: Remuneração do Capital;

BRRl: Base de Remuneração Regulatória Líquida;

RGR: Saldo devedor da Reserva Global de Reversão, RGR;

r_{WACC_{pré}}: Custo Médio Ponderado de Capital Real antes dos Impostos;

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



Pág 37 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

*r_{RGR}: Custo de capital da RGR, ponderado por destinação (PLpT e não PLpT); e
 RC_{OE}: Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais.*

80. Para o cálculo da taxa de retorno, utiliza-se a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital (Weighted Average Cost of Capital - WACC), incluindo o efeito dos impostos sobre a renda, sendo expresso pela seguinte fórmula:

$$r_{WACC} = (P/V) \cdot r_p + (D/V) \cdot r_d \quad (10)$$

onde:

r_{wacc}: custo médio ponderado de capital após impostos, em termos reais;

r_p: custo do capital próprio real depois de impostos;

r_d: custo da dívida real depois de impostos;

P: capital próprio;

D: capital de terceiros ou dívida;

V: soma do capital próprio e de terceiros;

81. A estrutura de capital diz respeito às fontes de recursos utilizadas por um investidor em um investimento específico, existindo duas fontes: capital próprio e de terceiro.

82. Para a determinação da estrutura ótima de capital a ser aplicada, partiu-se do levantamento de dados empíricos das empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil, em um período de 4 anos consecutivos.

83. Para determinar o custo de capital próprio, adota-se o método de risco/retorno CAPM (Capital Asset Pricing Model). O modelo CAPM construído para o cálculo da remuneração de ativos de distribuição de energia elétrica no Brasil tem como resultado fundamental a seguinte equação:

$$r_p = r_{NTN-b} + \beta \cdot (r_m - r_f) + pr_A \quad (11)$$

onde:

r_p: remuneração do capital próprio;

r_{NTN-b}: remuneração do título público brasileiro;

β: beta do setor regulado;

r_m-r_f: prêmio de risco do mercado estadunidense, formado pela diferença de referência entre o r_m (taxa de retorno do mercado estadunidense) e a r_f (taxa de retorno do ativo livre de risco estadunidense); e

pr_A: prêmio de risco da atividade.

84. Para o custo de capital de terceiros, adota-se uma abordagem similar à do capital próprio, ou seja, trata-se de adicionar à taxa livre de risco os prêmios de risco adicionais exigidos para se emprestar recursos a uma concessionária de distribuição no Brasil. O custo do capital de terceiros é calculado então pelo método CAPM da dívida, conforme a seguinte expressão:

$$r_T = r_{Deb} + ce_{Deb} \quad (12)$$

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

Pág 38 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

onde:

r_T : remuneração do capital de terceiros;
 r_{Deb} : rentabilidade das debêntures; e
 ce_{Deb} : custo de emissão das debêntures.

85. A tabela a seguir ilustra o cálculo do custo médio ponderado de capital para uma concessionária que tenha alíquota de 34% a título de Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) e Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido (CSLL).

Tabela I.1. Resultado do Custo Médio Ponderado de Capital – WACC

Custo de Capital	
Proporção de Capital Próprio (P)	57,82%
Proporção de Capital de Terceiros (D)	42,18%
Remuneração do título público brasileiro (r_{NTN-b})	5,83%
Beta médio alavancado (β)	0,4480
Prêmio de risco do mercado EUA ($r_m - r_f$)	6,46%
Prêmio de risco da atividade (pr_A)	0,51%
Prêmio de risco do negócio e financeiro ()	3,40%
Custo de capital próprio	9,23%
Debêntures (r_{Deb})	6,73%
Custo de emissão (ce_{Deb})	0,37%
Impostos	34%
Custo de dívida real	7,10%
Custo Médio Ponderado	
WACC real antes de impostos*	11,08%
WACC real depois de impostos	7,32%

* Para empresas com alíquota de IRPJ/CSLL de 34%

86. Para aplicação tarifária, considera-se o WACC real depois do benefício tributário dos impostos do percentual de impostos a serem pagos. Assim, a equação anterior será aplicada às tarifas dos consumidores como se segue abaixo:

$$r_{WACC\,pré} = \frac{(P/V) \cdot r_p + (D/V) \cdot r_d}{1-T} \quad (13)$$

87. Tendo em vista que as alíquotas de IRPJ e CSLL estão sujeitas a tratamento legal diferenciado, de acordo com as especificidades da distribuidora, podendo resultar em alíquotas finais inferiores ao valor de 34%, serão consideradas as seguintes alíquotas:

- para concessionárias isentas, imunes ou não sujeitas à tributação da renda, as alíquotas de IRPJ e CSLL somam 0,00% (zero);
- para as concessionárias enquadradas na área de atuação SUDENE/SUDAM, as alíquotas de IRPJ e CSLL somam 15,25%, proporcionalmente à receita faturada na área de concessão sujeita ao benefício fiscal;
- para as concessionárias com remuneração regulatória inferior a R\$ 240.000,00, as alíquotas de IRPJ e CSLL somam 24%;
- para os demais casos, considera-se as alíquotas de 25% e 9%, totalizando 34%.

88. Para aplicação tarifária, considerar-se-ia o WACC conforme tabela abaixo:

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

Pág 39 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

Tabela I.2 – WACC antes de Impostos

WACC	Alíquota de IRPJ e CSLL	Taxa ($r_{wacc-pré}$)
WACC real antes dos impostos ^a	Isento	8,33%
WACC real antes dos impostos ^b	15,25%	9,29%
WACC real antes dos impostos ^c	24%	10,11%
WACC real antes dos impostos ^d	34%	11,08%

- a) concessionárias isentas de impostos sobre a renda;
- b) concessionárias enquadradas na área de atuação SUDENE/SUDAM;
- c) concessionárias com lucro regulatório inferior a R\$240.000; e
- d) todas as demais.

89. A Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais - RC_{OE} – é calculado conforme equação abaixo.

$$RC_{OE} = \frac{PRM-PRP}{1-t} \times 0,5 \times P \times \frac{CAOM}{CAOM+CAA-RC_{OE}} \times OES_b \quad (14)$$

onde:

RC_{OE} : Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais;

PRM : Prêmio de Risco do Negócio e Financeiro;

PRP : Prêmio de Risco-País, conforme série EMBI+Br;

t : Impostos e Contribuições sobre a Renda;

P : Participação do Capital Próprio no Capital Total;

$CAOM$: Custos de Administração, Operação e Manutenção;

CAA : Custo Anual dos Ativos; e

OES_b : Obrigações Especiais Bruta.

c. Quota de Reintegração Regulatória (QRR)

90. A Quota de Reintegração Regulatória (QRR), por sua vez, corresponde à parcela que considera a depreciação e a amortização dos investimentos realizados e tem por finalidade recompor os ativos afetos à prestação do serviço ao longo da sua vida útil.

91. A Quota de Reintegração Regulatória (QRR) depende fundamentalmente da Base de Remuneração Regulatória e da taxa média de depreciação das instalações, conforme formulação a seguir:

$$QRR = BRRb \cdot \delta \quad (15)$$

onde:

QRR : Quota de Reintegração Regulatória;

$BRRb$: Base de Remuneração Regulatória bruta; e

δ : Taxa média de depreciação das instalações.

92. Para o cálculo da taxa média de depreciação das instalações, devem-se utilizar as taxas anuais de depreciação definidas na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, aprovado pela Resolução Normativa ANEEL nº 367, de 02 de novembro

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

Pág 40 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

de 2009.

d. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI)

93. O Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis, também denominado Anuidades, refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em hardware, software, veículos, e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo.

94. Os ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória (BAR) não são considerados no Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) que comporá a base de remuneração. Esses ativos são determinados como uma relação do AIS. A BAR será determinada pela formulação a seguir:

$$BAR = 2,7159 \cdot (AIS - IA)^{-0,167+1} \cdot (IPCA_1 / IPCA_0)^{0,167} \quad (16)$$

onde:

BAR: Montante da base de remuneração regulatória referente aos investimentos em ativos não elétricos (instalações móveis e imóveis);

AIS: Ativo imobilizado em serviço aprovado na quarta revisão;

IA: Índice de aproveitamento sobre o AIS aprovado na quarta revisão;

IPCA₁: Valor do índice IGP-M na data da revisão tarifária; e

IPCA₀: Valor do índice IGP-M em 01/01/2011.

95. Uma vez definida a base de anuidade regulatória, para o cálculo da anuidade, é necessário segregar em 3 grupos de ativos, conforme tabela a seguir:

Tabela I.3 – Segregação da Base de Anuidade Regulatória nos Grupos de Ativos

Grupo de Ativos	(% da BAR)
Aluguéis (BAR_A)	45%
Veículos (BAR_V)	12%
Sistemas (BAR_I)	43%

96. Uma vez segregadas, as Anuidades são dadas por:

$$CAIMI = CAL + CAV + CAI \quad (17)$$

onde:

CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (Anuidades);

CAL: Custo Anual de Aluguéis;

CAV: Custo Anual de Veículos; e

CAI: Custo Anual de Sistemas de Informática.

97. As Anuidades serão calculadas com depreciação linear na vida útil e com remuneração sobre 50% do investimento.

$$CA(L/V/I) = BAR_{A/V/I} \cdot \left[\frac{1}{VU_{A/V/I}} + \frac{rWACC_{pré}}{2} \right] \quad (18)$$

onde:

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



Pág 41 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

CA(L/V/I): Custo Anual de: A: Aluguéis / V:Veículos / I:Sistemas de Informática;
BAR_{A/V/I}: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos considerados para infraestrutura de: A:imóveis de uso administrativos / V: veículos / I: Sistemas de informática; e
VU_{A/V/I}: Vida útil. Considera-se o valor definido na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE: A: 85% referente ao TUC (Tipo de Unidade de Cadastro) “Edificação – outras” e 15% referente ao TUC “Equipamento Geral” / V: referente ao TUC “Veículos” / I:referente ao TUC “Equipamento Geral de Informática”.

3. Receitas Irrecuperáveis

98. Conforme estabelecido no Submódulo 3.1 do PRORET, o cálculo das Receitas Irrecuperáveis é feito pela soma da Receita Requerida (Parcela A + Parcela B), excetuando a própria Receita Irrecuperável, de todos os itens financeiros e da receita de bandeiras realizada nos últimos 12 meses, incluindo a estes os valores correspondentes aos tributos ICMS, PIS, COFINS e PASEP, e multiplicado por um valor correspondente a um percentual médio de Receitas Irrecuperáveis, por classe de consumo, ponderado pela participação da classe de consumo na receita total da distribuidora, conforme fórmula abaixo:

$$V_{RI} = \frac{RR + \text{Financeiros} + \text{Receita de Bandeiras}}{(1 - ICMS - PIS - COFINS)} \times \{\sum_c (\rho_c \times RI_c)\} \quad (6)$$

onde:

V_{RI} : valor a ser considerado de receitas irrecuperáveis;

RR : receita requerida (Parcela A + Parcela B), sem incluir os valores correspondentes à RI;

Financeiros: Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição, conforme definidos no PRORET submódulo 4;

Receita de Bandeiras: receita faturada de bandeira tarifária nos últimos 12 meses;

ρ_c : participação da classe de consumo C na receita total verificada no ano teste;

RI_c : percentual de receitas irrecuperáveis regulatórias, relativo à classe C, do grupo ao qual pertence à empresa.

4. Ajuste da Parcela B em função do Índice de Ajuste de Mercado e do Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade

99. Ao Custo de Administração, Operação e Manutenção – CAOM e ao Custo Anual dos Ativos – CAA é aplicado um fator de ajuste de mercado e um mecanismo de incentivo à qualidade.

a. Índice de Ajuste de Mercado (Pm)

100. O índice de ajuste de mercado, denominado de Fator de Ajuste de Mercado, considera os ganhos potenciais de produtividade no ano anterior à revisão tarifária (período de referência), e o período em que as tarifas definidas na revisão estarão vigentes, que são os doze meses posteriores à revisão.

101. O valor do Fator de Ajuste de Mercado (Pm), a ser aplicado na revisão tarifária periódica de cada concessionária, como ajuste do Valor da Parcela B, é definido a partir da

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



Pág 42 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

produtividade média do setor de distribuição e do crescimento médio do mercado faturado e do número de unidades consumidoras da concessionária entre a atual e a revisão tarifária anterior. O cálculo do Pm utiliza a mesma fórmula do componente Pd do Fato X descrita no item 5 deste Anexo.

b. Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade

102. O Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade busca incentivar a melhoria contínua dos indicadores, além de observar o desempenho entre as concessionárias, ajusta o valor da Parcela B na revisão tarifária de acordo com o comportamento dos indicadores de qualidade técnico e comercial da distribuidora.

103. Para o cálculo do Mecanismo de Incentivo à Qualidade, é considerada a mesma metodologia de cálculo do Componente Q do Fator X descrita no item 5 deste Anexo.

5. Outras Receitas (OR)

104. Conforme Submódulo 2.7 do PRORET, as outras receitas podem ser classificadas em duas categorias, conforme sua natureza: em “receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica”, que são as relativas aos serviços cobráveis e “receitas de atividades acessórias”, que são atividades de natureza econômica acessórias ao objeto do contrato de concessão, exercida por conta e risco das concessionárias.

105. As atividades acessórias subdividem-se em 2 subgrupos:

i) **Atividades acessórias próprias:** são aquelas que se caracterizam como atividade regulada, prestada somente pela distribuidora e sujeita à fiscalização, tais como: arrecadação de convênios ou valores por meio da fatura de energia elétrica; arrecadação de faturas de terceiros por meio de estrutura própria de arrecadação; veiculação de propaganda ou publicidade em fatura de energia elétrica ou páginas eletrônicas; aluguel ou cessão onerosa de imóveis e espaços físicos; compartilhamento de infraestrutura; serviços de avaliação técnica e de aferição de medidores em laboratório próprio; e operacionalização de serviço de créditos tributários.

ii) **Atividades acessórias complementares:** são aquelas que se caracterizam como atividade não regulada, cuja prestação está relacionada à fruição do serviço público de distribuição de energia elétrica e que pode ser prestada tanto pela distribuidora quanto por terceiros, observando-se a legislação de defesa do consumidor e a legislação da defesa da concorrência. São elas: elaboração de projeto, construção, expansão, operação, manutenção ou reforma de: (1) redes de distribuição de energia elétrica destinadas à regularização fundiária de interesse específico e ao atendimento dos empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras; (2) redes de energia elétrica destinadas ao acesso dos sistemas de distribuição ou transmissão; (3) subestações de energia; (4) instalações elétricas internas de unidades consumidoras; (5) banco de capacitores; (6) padrões de entrada de unidades consumidoras atendidas em baixa tensão; (7) sistemas de medição de energia elétrica; (8) geradores, incluindo-se unidades de microgeração e minigeração distribuída; e (9) sistemas de iluminação pública; além de: eficientização do consumo de energia elétrica

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



Pág 43 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

e instalação de cogeração qualificada, desde que não enquadráveis nos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) ou de Eficiência Energética estabelecidos em lei; serviços de comunicação de dados; e serviços de consultoria relacionados às atividades acessórias previstas.

106. O compartilhamento das receitas decorrentes das atividades acessórias próprias será de 60% da receita bruta, ou seja, um percentual de 40% será atribuído à concessionária, com fins de estimular a eficiência na prestação do serviço, enquanto a outra parcela será destinada aos consumidores do serviço de distribuição de energia elétrica.

107. Já o compartilhamento das receitas inerentes das atividades acessórias complementares também será de 60% da receita bruta da concessionária, com exceção dos itens: a) (8) geradores, incluindo-se unidades de microgeração e minigeração distribuída; (9) sistemas de iluminação pública, b) eficientização do consumo de energia elétrica e instalação de cogeração qualificada, desde que não enquadráveis nos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) ou de Eficiência Energética estabelecidos em lei e c) serviços de comunicação de dados, os quais o percentual de compartilhamento será de 30% da receita bruta.

E. FATOR X

108. O Fator X tem por objetivo principal garantir que o equilíbrio entre receitas e despesas eficientes, estabelecido no momento da revisão tarifária, se mantenha ao longo do ciclo tarifário. É empregado no cálculo tarifário nos reajustes anuais quando o valor da Parcela B é corrigido pelo IGP-M menos o Fator X. Dessa forma, quanto maior o Fator X menor é o reajuste tarifário anual.

109. A abordagem adotada pela ANEEL para o cálculo do Fator X na revisão tarifária periódica busca defini-lo a partir dos ganhos potenciais de produtividade, compatíveis com o nível de crescimento do mercado, do número de unidades consumidoras e da qualidade do serviço, além de promover uma transição dos custos operacionais eficientes.

110. Para atingir essa finalidade, o Fator X será composto por três componentes, conforme a formulação a seguir:

$$Fator\ X = Pd + Q + T \quad (19)$$

onde:

Pd = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

Q = Qualidade do serviço; e

T = Trajetória de custos operacionais.

111. Os **componentes T e Pd** são definidos “ex-ante”, ou seja, no momento da revisão tarifária. O componente Q será especificado “ex-post”, ou seja, em cada reajuste tarifário posterior à atual revisão tarifária, embora a metodologia para seu cálculo seja desde já conhecida.

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

Pág 44 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

1. Componente de Ganhos de Produtividade da Atividade de Distribuição – Pd

112. O Componente Pd do Fator X consiste nos ganhos de produtividade das distribuidoras de energia elétrica no período histórico analisado, e foi estimado a partir da mediana da produtividade do segmento de distribuição e do crescimento médio do mercado faturado de cada distribuidora em relação ao crescimento médio do mercado faturado de todas as distribuidoras, conforme equação a seguir:

$$Pd(i) := PTF + 0,317 \times (\Delta MWh(i)_{T-6:T-1} - \overline{\Delta MWh}) \quad (20)$$

onde:

PTF: Produtividade média do segmento de distribuição entre 2013 e 2018, calculada por mediana das variações anuais, equivalente a 0,663% a.a;

$\Delta MWh(i)_{T-6:T-1}$: Variação de mercado, em MWh, da concessionária i, para os seis anos que antecedem a revisão tarifária em processamento;

$\overline{\Delta MWh}$: Variação média de mercado, em MWh das distribuidoras, equivalente a 1,521% a.a.; e

T: Ano da revisão tarifária em processamento.

2. Trajetória de Eficiência para os Custos Operacionais – T

113. O Componente T do Fator X tem por objetivo estabelecer uma trajetória na definição dos custos operacionais regulatórios. A metodologia de cálculo de custos operacionais, bem como o cálculo do Componente T, é descrita na seção III.D.1 deste anexo.

3. Componente de Qualidade do Serviço – Q

114. O Componente Q do Fator X tem por finalidade incentivar a melhoria da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras ao longo do ciclo tarifário, alterando as tarifas de acordo com o comportamento de indicadores de qualidade.

115. Na aferição do nível de qualidade do serviço prestado, são considerados indicadores dos serviços técnicos e comerciais prestados por cada distribuidora. Seu cálculo leva em conta a variação de sete indicadores e o atendimento aos padrões de qualidade estabelecidos pela ANEEL.

116. As parcelas de qualidade técnica e comercial possuem pesos distintos, conforme equação abaixo:

$$Q = 0,70 \cdot Q_{Técnico} + 0,30 \cdot Q_{Comercial} \quad (21)$$

117. A parcela técnica do componente Q é calculada por meio dos indicadores DEC e FEC, enquanto a parcela comercial é aferida por outros cinco indicadores, todos apresentados na tabela 16 a seguir¹⁴:

¹⁴ Considera-se, por simplicidade de apresentação, que o IASC é um componente de qualidade comercial, mesmo sabendo-se que a satisfação mensurada por esse índice comprehende todas as dimensões de qualidade.

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

Pág 45 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

Tabela I.4. Indicadores técnicos e comerciais a serem considerados no Mecanismo de Incentivos

Sigla Indicador	Indicador	Definição	Padrões Estabelecidos para Atendimento	Distribuidoras Avaliadas	Regulamentação
Comerciais					
FER	Frequência Equivalente de Reclamação	Frequência equivalente de reclamações a cada mil unidades consumidoras	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	REN nº 574/2012
IASC	Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor	Resultado de pesquisa de avaliação do grau de satisfação do consumidor residencial com os serviços prestados	Valor mínimo de 70	Todas	
INS	Indicador de Nível de Serviço do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas atendidas pelas chamadas recebidas menos abandonadas	Valor maior ou igual a 85%	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN nº 414/2010
IAb	Indicador de Abandono do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas abandonadas sobre recebidas menos abandonadas	Valor menor ou igual a 4%	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN nº 414/2010
ICO	Indicador de Chamadas Ocupadas do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas ocupadas sobre oferecidas	Valor menor ou igual a: 4% até 2014; 2% a partir de 2015	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN nº 414/2010
Técnicos					
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Tempo que uma UC ficou sem energia elétrica para certo período	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	Módulo 8 do PRODIST
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Número de vezes que uma UC ficou sem energia elétrica para certo período	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	Módulo 8 do PRODIST

118. O Anexo II do Submódulo 2.5 do PRORET mostra os modelos a serem aplicados para obtenção de cada parcela da qualidade.

E. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Repositionamento Econômico

119. Os componentes tarifários financeiros não fazem parte da base tarifária econômica e se referem a valores a serem pagos ou recebidos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias, em função de obrigação legais e regulamentares impostas às distribuidoras. Descrições detalhadas e formas de cálculo encontram-se nos Submódulos 4.1, 4.2, 4.3 e 4.4 do PRORET¹⁵.

120. Os componentes financeiros usualmente considerados no processo de reajuste ou revisão tarifária anual são:

1. Neutralidade dos Encargos Setoriais

121. Em conformidade com o disposto na Subcláusula Décima Oitava da Cláusula Sétima

¹⁵ Maiores detalhes a respeito dos componentes financeiros constam dos Submódulos 4.1 a 4.4 do PRORET em <http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>

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



Pág 46 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

do Contrato de Concessão, a neutralidade dos encargos refere-se ao cálculo das diferenças mensais apuradas entre os valores de cada item dos encargos setoriais faturados no período de referência e os respectivos valores contemplados no processo tarifário anterior, atualizadas pela taxa SELIC.

122. A metodologia de cálculo da Neutralidade dos Encargos Setoriais consta do Submódulo 4.4 do PRORET.

2. Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA

123. Compensa os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes/revisões da Parcela A, conforme disposto na Portaria Interministerial nº 25, de 24/1/2002, do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Ministério da Fazenda (MF).

- Os valores da CVA do 5º dia útil anterior à data do reajuste ou revisão tarifária anual são atualizados pela Selic¹⁶.
- Em observância ao Submódulo 4.2 e 6.8 do PRORET, na apuração da CVA_{ENERGIA} e na CVA_{ESS/ERR}, é efetuada a reversão da receita decorrente da aplicação dos adicionais das Bandeiras Tarifárias Vermelha e os repasses da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias alocada para a concessionária, evitando aumento adicional.
- Ressalta-se que dados considerados no cálculo já foram fiscalizados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL. Para a fiscalização, foi utilizado banco de dados corporativo para receber os dados de pagamento associados ao cálculo do saldo de CVA e das garantias financeiras dos contratos de compra de energia.
- A SFF/ANEEL recomenda que a SGT/ANEEL não utilize dados que não estejam salvos no citado banco. Solicita ainda que oriente as empresas, caso necessário, a reenviar ou retificar os dados sempre para o banco de pagamentos via Dutonet.

3. Saldo a Compensar da CVA do ano anterior.

124. Conforme previsto no § 4º do artigo 3º da Portaria Interministerial MME/MF nº 25/2002, deve ser verificado se o Saldo da CVA em Processamento considerado no processo tarifário do ciclo anterior foi efetivamente compensado, levando-se em conta as variações ocorridas entre o mercado de energia elétrica utilizado na definição daquele processo tarifário e o mercado verificado nos 12 meses da compensação, bem como a diferença entre a taxa de juros projetada e a taxa de juros SELIC verificada.

¹⁶ Em conformidade com os §§ 2º e 3º do Art. 3º da Portaria Interministerial MF/MME nº 25, de 24 de janeiro de 2002, e os §§ 1º e 2º do Art. 6º da Resolução nº 89, de 18 de fevereiro de 2002, os valores das CVA até o 5º (quinto) dia útil anterior à data do reajuste tarifário são atualizados pela aplicação da menor taxa obtida na comparação entre a taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - SELIC para títulos públicos federais e a projeção de variação indicada no mercado futuro da taxa média de depósitos interfinanceiros negociados na Bolsa de Mercadorias e Futuros para o prazo de 12 meses, ambos referentes aos 30 dias anteriores à data do reajuste.

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

Pág 47 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

4. Repasse de Sobrecontratação/exposição involuntária de Energia

125. O repasse da sobrecontratação de energia e da exposição ao mercado de curto prazo é realizado sob a forma de dois componentes financeiros composto pelas seguintes parcelas: (i) apuração do resultado financeiro, decorrente das compras e vendas no mercado de curto prazo, considerando a receita de bandeiras da parcela de exposição; e (ii) ajuste do resultado financeiro, descrito no item (i), observando os limites de repasse de sobrecontratação de energia e de exposição voluntária, após a finalização dos resultados no ano civil. Calculado conforme a metodologia contida no Submódulo 4.3 do PRORET¹⁷.

5. Recálculo da Sobrecontratação de Energia

126. Conforme 32ª reunião pública ordinária da diretoria de 2017, realizada em 29/08/2017, e no que consta do processo 48500.002114/2016-55, a diretoria da ANEEL determinou à SGT/ANEEL a realização de recálculos do saldo da CVA e do repasse da sobrecontratação de Energia referentes às competências de janeiro de 2012 a dezembro de 2014, em função das recontabilizações de carga realizadas pela CCEE.

6. Demais Componentes Financeiros - DCF

127. Serão considerados como Demais Componentes Financeiros (DCF) os seguintes itens: (i) Garantias financeiras de CCEARs; (ii) Penalidade por descumprimento da meta de Universalização; (iii) Compensação por violação de imites de continuidade; (iv) Neutralidade dos encargos setoriais; (v) Descasamento da TUSD Geração; (vi) Descasamento da TUSD Distribuição; (vii) Descasamento das tarifas de permissionárias; (viii) Recálculo de processo tarifário anterior; (ix) Suprimento fora da faixa de tolerância; e (x) Acordo Bilateral de CCEAR; e (xi) Previsão de Risco Hidrológico. A metodologia de cálculo para cada um deles estão elencados no Submódulo 4.4 do PRORET¹⁸ e devem ser verificados os que se aplicam a cada processo tarifário.

IV. ADICIONAIS DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS E CCRBT

128. Os adicionais de bandeiras tarifárias são definidos pela ANEEL anualmente conforme previsão das variações relativas aos custos de geração por fonte termelétrica e à exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo que afetem os agentes de distribuição de energia elétrica conectados ao Sistema Interligado Nacional – SIN.

129. Os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias pelas distribuidoras são revertidos à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – Conta Bandeiras, a qual foi criada pelo Decreto nº 8.401/2015 e regulamentada por meio do Submódulo 6.8 do PRORET.

130. Uma vez arrecadados na Conta Bandeiras, os recursos são repassados às distribuidoras, considerando os custos efetivamente realizados de geração por fonte termelétrica e

¹⁷ http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2016703_Proret_Submod_4_3_V0.pdf

¹⁸ http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2019845_Proret_Submod_4_4_V5.pdf

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



Pág 48 da Nota Técnica nº 101/2023-STR/ANEEL, de 5/09/2023.

de exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo e a respectiva cobertura tarifária vigente.

131. Desta forma, conforme estabelecido no parágrafo 38 do Submódulo 6.8 do PRORET, a receita decorrente da aplicação dos adicionais das Bandeiras Tarifárias e os repasses da Conta Bandeiras devem ser considerados na apuração da CVA_{ENERGIA}, da CVAESS/EER da concessionária e do cálculo do financeiro de Exposição/Sobrecontratação.

V. SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

132. Nos termos do inciso VII do artigo 13º da Lei nº 10.438/2002, e conforme dispõe o Decreto nº 7.891/2013, a CDE, além de suas demais finalidades, deve custear descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos: geradores e consumidores de fonte incentivada; serviço de irrigação e aquicultura em horário especial; serviço público de água esgoto e saneamento; distribuidoras com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano; classe rural; subclasse cooperativa de eletrificação rural e; serviço público de irrigação.

133. E, conforme o artigo 3º do Decreto nº 7.891/2013, alterado pelo Decreto nº 9.022/2017, o Gestor da CDE, que é a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, deve repassar o montante mensal de recursos da CDE a cada distribuidora visando custear os referidos descontos tarifários retirados da estrutura tarifária. Para definição dos valores mensais dos subsídios a serem repassados, a SGT deve utilizar o mercado considerado no período de referência deste processo tarifário.