NOTA TÉCNICA

Revisão Tarifária Periódica

ENF
Energisa Nova Friburgo S.A

RTP 2021 - Final

SUPERINTENDÊNCIA DE GESTÃO TARIFÁRIA

ANEEL
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

ANEEL
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

Nota Técnica nº 132/2021–SGT/ANEEL

Em 17 de junho de 2021

Processo n.º 48500.004625/2020-98

Assunto: **Quinta Revisão Tarifária Periódica da ENF - Energisa Nova Friburgo - Distribuidora de Energia S.A..**

I. OBJETIVO

1. Submeter à Diretoria da ANEEL proposta da revisão tarifária periódica de 2021 da ENF - Energisa Nova Friburgo - Distribuidora de Energia S.A., após análise das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 09/2021 e na Audiência Pública nº 06/2021. A análise de contribuições da CP 09/2021 consta da Nota Técnica nº 125/2021-SGT/ ANEEL[1], de 15 de junho de 2021

2. A presente proposta de revisão tarifária da ENF 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 ENF. A Seção III descreve o cálculo da revisão tarifária periódica, compreendendo o cálculo do Reposicionamento Tarifário, Receita Verificada, Parcela B, Parcela A, Outras Receitas, Componentes Financeiros e Fator X. A seção IV traz as conclusões.

II. DOS FATOS

5. O Contrato de Concessão nº 042/1999, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de concessão da ENF, define a data de 22/06/2021 para a realização da revisão tarifária periódica.

6. Em 23 de junho de 2020, a Diretoria Colegiada da Aneel aprovou a Resolução Normativa 885/2020, que regulamentou o Decreto nº 10.350/2020, o qual criou a conta destinada

[1] Documento SIC nº 48581.000939/2021-00.

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

ao setor elétrico para enfrentamento do estado de calamidade pública (CONTA-COVID) reconhecido pelo Decreto Legislativo nº 6, de 20 de março de 2020; regulamentou a Medida Provisória nº 950, de 8 de abril de 2020; e dispôs sobre outras providências.

7. As informações iniciais para subsidiar o cálculo da revisão tarifária foram solicitadas por meio do Ofício n° 268/2020-SGT/ANEEL[2], de 08 de dezembro de 2020, sendo encaminhados pela concessionária mediante a Carta SRE 020/2020/ENF, de 17 de janeiro de 2021[3].

8. Em 10/02/2021, a Superintendência de Regulação Econômica e Estudos de Mercado – SRM enviou, por meio do Memorando nº 014/2021-SRD/ANEEL4, as informações dos contratos bilaterais da ENF.

9.

10. Em 23/03/2021, a Diretoria da ANEEL decidiu instaurar a Consulta Pública n° 09/2021 com o objetivo de discutir com a sociedade a proposta de revisão tarifária. O período de contribuições se estendeu de 24/03/2021 a 07/05/2021.

11. Em 17/06/2021, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Administração e Finanças - SAF[5], a ENF encontra-se adimplente com suas obrigações intrassetoriais, o que possibilita o reposicionamento de seus níveis de tarifas, haja vista o disposto no art. 10 da Lei n° 8.631, de 04/03/1993, com redação dada pela Lei n° 10.848, de 15/03/2004.

12. No dia 17/06/2021, a proposta da revisão tarifária final foi encaminhada à ENF e ao Conselho de Consumidores da concessionária.

III. ANÁLISE

A. Metodologia Aplicada

13. Na Revisão Tarifária Periódica – RTP as tarifas são reposicionadas levando-se em consideração os novos padrões de produtividade exigidos para a concessionária ao longo do ciclo e as alterações na estrutura de custos.

14. No momento da RTP também são definidas as regras de aplicação do Fator X nos reajustes tarifários. O Fator X tem como objetivo repassar aos consumidores os ganhos de produtividade obtidos pela concessionária e os resultados da aplicação dos mecanismos de incentivos que foram estabelecidos pela ANEEL nos processos tarifários.

[2] Documento SIC 48580.000070/2021-00
[3] Documento SIC 48513.032113/2020-00
[4] Documento SIC nº 48554.000402/2021-00.
[5] Documento SIC 48580.001116/2020-00

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

15. Além disso são definidas as perdas técnicas e não técnicas regulatórias a serem aplicadas nos processos tarifários. Para a definição das perdas não técnicas, a ANEEL compara o desempenho das concessionárias, determinando uma trajetória para cada uma delas no ciclo.

16. Os detalhes das metodologias aplicadas nos processos de revisão tarifária estão descritos no Anexo I desta nota técnica.

B. Período de Referência

17. O período de referência para o cálculo do reajuste anual da ENF é de junho/2020 a maio/2021.

C. Receita Verificada

18. 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 2020. Ressalta-se que os dados referentes ao mês de maio/2021, ainda não estão disponível, corresponde aos dados de abril/2021.

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

Tabela 1. Receita Verificada

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R$)
Fornecimento	295.121	178.594.560
A4 (2,3 kV a 25 kV)	41.341	22.036.375
BT (menor que 2,3 kV)	253.780	156.558.185
Demais Livres	33.725	7.119.791
Distribuição	39.535	6.361.075
Geração	-	43.239
Total	**368.382**	**192.118.666**

D. PARCELA A

20. 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 (CT), os custos com Encargos Setoriais (ES), conforme detalhado no Anexo I da presente Nota Técnica.

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

1. Encargos Setoriais (ES)

21. 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

22. Os encargos setoriais considerados nesta revisão tarifária, bem como os dispositivos legais associados 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	265.310	287.392	Conforme módulo 5.5 do PRORET
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	17.848.317	20.665.619	REH 2.864/2021 e DSP 939/2021
PROINFA	2.381.327	2.851.626	ReH 2.815/2020
P&D e Eficiência Energética	1.769.716	1.861.714	Res. Normativa nº 316/2008
Total de Encargos Tarifários	**22.264.670**	**25.666.352**	

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

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

24. 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$)
Uso do sistema de distribuição	46.368.097
Total	**46.368.097**

3. Custos com Aquisição de Energia Elétrica (CE)

a. Energia requerida e perdas regulatórias

25. 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, além daquelas referentes aos furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento e das unidades consumidoras sem equipamento de medição.

26. A abordagem adotada pela ANEEL, para a definição dos limites de perdas não técnicas, é o da comparação de desempenho de distribuidoras que atuem em áreas de concessão

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

com certo grau de semelhança socioeconômica. A tabela a seguir sintetiza o cálculo das perdas não técnica para a concessionária, obtida conforme Submódulo 2.6 do PRORET.

Tabela 4. Trajetória Perdas Não Técnicas Regulatória

Cálculo do Ponto de Partida

Descrição	PNT
a. Meta Ciclo Anterior Faturada	0,00%
b. Diferença entre Medido e Faturado	0,67%
c. Meta Ciclo Anterior Medida [b + c]	0,67%
d. Média Histórico Medida	0,69%
e. Ponto de Partida [= Média Histórica]	0,69%
f. Ponto de Partida Faturado [e - b]	0,02%

Cálculo do Ponto de Chegada

Descrição	Modelo C	Modelo G	Modelo K
g. Empresa Benchmark	UHENPAL	UHENPAL	UHENPAL
h. Perda Benchmark (PNT/BT)	0,00%	0,00%	0,00%
i. Perda Cocel (PNT/BT)	0,55%	0,55%	0,55%
j. Probabilidade de Comparação	94,11%	88,09%	91,57%
k. Meta baseada em cada Benchmark [h x j + (1 - j) x i]	0,03%	0,07%	0,05%
l. Meta média dos Benchmarks [média (k)]		0,05%	
m. Ponto de Partida (PNT/BT)		0,69%	
n. Meta = [mínimo (l e m)]		0,69%	
o. Meta Faturado [n + b]		0,02%	

Trajetória

Descrição	Ponto Partida	2021	2022	2023	2024	2025
Trajetória PNT/BT	0,69%	0,69%	0,69%	0,69%	0,69%	0,69%
Velocidade de Redução (a.a)	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Limite de Redução (a.a)	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
PNT/BT Medido Regulatório	0,69%	0,69%	0,69%	0,69%	0,69%	0,69%
Diferença entre Medido e Faturado	0,67%	0,67%	0,67%	0,67%	0,67%	0,67%
PNT/BT Faturado Regulatório	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%
PT/ Einjetada Regulatório	5,10%	5,10%	5,10%	5,10%	5,10%	5,10%

27. No caso da ENF, estabeleceu-se como ponto de partida o valor de 0,02%; a meta conforme metodologia estabelecida, resultou em meta em 0,02%, tendo a concessionária Nova Palma Energia como benchmark, porém com a média histórica é inferior ao piso regulatório para empresas de pequeno porte (2,5%), a meta regulatória se iguala ao ponto de partida (0,02%), não havendo, portanto, trajetória de perdas não técnicas para o próximo ciclo.

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

Tabela 5. Energia Requerida

Descrição	Processo Anterior (MWh)	Processo Atual (MWh)
Mercado Total	**295.121**	**295.121**
Fornecimento	295.121	295.121
Consumidores Livres	73.261	73.261
Perdas Totais	**22.848**	**19.839**
Perdas na Distribuição	22.848	19.839
Perda Técnica	22.848	19.792
Energia Requerida	**317.969**	**314.960**

b. Valoração da compra de energia

29. 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.

30. 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:

Tabela 6. Informações de montante e preço para valoração da compra de energia

Tipo de Contrato	Dado Utilizado	Dispositivo Legal
Bilaterais	Preços e montantes	Memo. SRM n° 14/2021
Itaipu	Tarifa de repasse de potência	REH 2.812/2020
Cota Angra I/Angra II	Receita Fixa e Tarifa de repasse	REH 2.821/2020
Cotas Lei n º 12.783/2013	Receitas Anuais de Geração	REH 2.746/2020
Cota PROINFA	Montante e preço da cota	REH 2.815/2020
CCEARs	Montante	CCEE
CCEARs (exceto térmicas)	Preços	Resultado dos leilões atualizado
CCEARs térmicas	Preços	Previsão SGT

31. 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 7. Custo com Compra de Energia

Contratos	Montante Contratado (MWh)	Montante Considerado (MWh)	Tarifa (R$/MWh)	Despesa (R$)
Bilaterais	335.908	307.770	266,07	81.888.446
ENEL RJ	335.908	307.770	266,07	81.888.446
Energia Base	7.190	7.190	-	-
PROINFA	7.190	7.190	-	-
Total	**343.098**	**314.960**	**260,00**	**81.888.446**

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

4. Receitas Irrecuperáveis (RI)

32. 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 9. Receitas Irrecuperáveis

DESCRIÇÃO - Tipo	RECEITA (R$)	Percentual RI	Reais RI
Residencial	111.387.941	0,08%	136.955
Industrial	19.690.209	0,00%	314
Comercial	36.197.164	0,05%	30.056
Rural	3.453.594	0,01%	772
Iluminação Pública	6.899.272	0,00%	-
Poder Público	3.465.155	0,00%	-
Serviço Público	4.457.159	0,00%	-
Demais	6.568.172	0,00%	-
TOTAL	**192.118.666**	-	168.098

E. PARCELA B

1. Custos Operacionais (CO)

33. A determinação do nível eficiente para os custos operacionais é obtida pela comparação entre as distribuidoras levando-se em consideração as características de cada concessionária (extensão de redes, número de consumidores e mercado, entre outras). A tabela a seguir resume o cálculo de definição dos custos operacionais regulatórios para a distribuidora

Tabela 10. Custos operacionais regulatórios no reposicionamento

Intervalo Eficiente

Descrição	Limite Inferior	Centro	Limite Superior
1. Eficiência	47,75%	52,16%	55,97%
2. OPEX Benchmarking (Atualizado) - R$	29.639.468	32.189.416	34.739.364

Comparação com intervalo de CO eficientes

Descrição	Valor
3. OPEX nas tarifas - R$	28.119.919
4. Meta estudo de eficiência - R$	29.639.468
5. Variação Anual (%)	1,06%
6. Meta do estudo de eficiência aplicado o limite de 5% a	29.639.468

Avaliação do prêmio de eficiência

Descrição	Reais
7. OPEX Real - R$	26.463.865
8. Meta OPEX	29.639.468
9. Relação OPEX Real / Meta OPEX	112,00%
10. Meta OPEX aplicada a regra de compartilhamento	29.639.468
11. Número de anos no ciclo	5
12. OPEX na revisão [= 3. + (10. - 3.) / 11.]	**28.423.829**

34. No caso da ENF a cobertura de custos operacionais presentes na tarifa está abaixo do intervalo de eficiência definido pelo método de benchmarking. Assim haverá trajetória de elevação destes custos ao longo do ciclo por meio do componente T do Fator X.

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

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

36. 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.

37. A Quota de Reintegração Regulatória (QRR) corresponde 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, depende da Base de Remuneração Regulatória Bruta e da taxa média de depreciação.

38. 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.

Tabela 11. Remuneração do Capital e Quota de Reintegração

Descrição	
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	278.125.405
(2) Índice de Aproveitamento Integral	72.943
(3) Obrigações Especiais Bruta	24.304.748
(4) Bens Totalmente Depreciados	37.028.890
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	**216.718.825**
(6) Depreciação Acumulada	143.029.225
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	135.096.180
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	27.014
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) = (1)-(6)-(8)	135.069.166
(10) Almoxarifado em Operação	464.044
(12) Obrigações Especiais Líquida	15.341.953
(13) Terrenos e Servidões	1.802.442
(14) Base de Remuneração Líquida Total = (9)+(10)+(11)-(12)+(13)	**121.993.699**
(15) Base de Remuneração Ativos Concessionária	121.993.699
(16) WACC antes de impostos	10,64%
(17) Remuneração Ativos Concessionária	**12.974.561**
(18) Base Obrigações Especiais	24.304.748
(19) Taxa de Remuneração das Obrigações Especiais	1,85%
(20) Remuneração de Obrigações Especiais	**449.501**
(24) Remuneração do Capital = (17)+(20)+(23)	**13.424.062**
(25) Taxa de Depreciação	3,79%
(29) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (25)	**8.213.643**

39. 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, 31 de dezembro de 2020, e a data da revisão tarifária, 22 de junho de 2021.

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

40. 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.

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

Tabela 12. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis – CAIMI

Descrição	Valores (R$)
(1) Base de Anuidade Regulatória (BAR)	31.115.926
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	14.002.167
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	3.733.911
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	13.379.848
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	1.462.656
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	731.975
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	3.236.002
(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)	**5.430.633**

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

42. O índice 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. O Fator de Ajuste de Mercado, calculado para aplicação na atual revisão tarifária, é de **0,37%**.

43. 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. O Fator de Ajuste de Qualidade, calculado para aplicação na atual revisão tarifária, foi definido em **0,56%**.

44. As tabelas a seguir resumem o cálculo da Parcela B ajustada da revisão tarifária da ENF.

Tabela 13. Cálculo da Parcela B ajustada

Descrição	Valores
Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	**28.423.829**
Custos Operacionais (CO)	28.423.829
Custo Anual dos Ativos (CAA)	**27.068.338**
Remuneração do Capital (RC)	13.424.062
Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	8.213.643
Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	5.430.633
Parcela B (VPB)	**55.492.166**
Índice de Produtividade da Parcela B	0,37%
Mecanismo de Incentivo à Qualidade	0,56%
Parcela B com ajustes	**54.977.855**

5. Outras Receitas (OR)

45. 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.

46. A tabela a seguir sintetiza o cálculo de "Outras Receitas", calculada nos termos do Submódulo 2.7 A do PRORET.

Tabela 14. Outras Receitas

Descrição das atividades	Compartilhamento	Receita Regulatória
Serviços Cobráveis	60%	46.114
Arrecadação de convênios ou valores pela fatura e arredação por terceiros	60%	157.777
Compartilhamento de infraestrutura (Média 12 meses)	60%	2.286.560
Total		2.490.451

6. Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos

47. A Resolução Normativa nº 414/2010 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".

48. O tratamento destas receitas adicionais auferida pelas distribuidoras é calculada conforme o Submódulo 2.7 do PRORET.

49. No caso da ENF estão sendo considerados os seguintes valores de Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos para os meses entres junho de 2020 a maio de 2021, informados pela SFF. Tais valores estão sendo subtraídos da Parcela B, proporcionalizados de acordo com o ciclo tarifário da empresa e corrigidos pela SELIC.

Tabela 15. Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos

Descrição	total
Ultrapassagem de Demanda	325.752
Excedente Reativo	219.430
Total	**545.182**

F. Componentes Tarifários Financeiros

50. 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.

51. A tabela seguinte consolida os valores considerados como componentes financeiros nesta revisão da ENF.

Tabela 16. Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R$)	Participação
CVA em processamento - Energia	5.539.528	2,88%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	1.169.385	0,61%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(62.846)	-0,03%
Neutralidade de Parcela A- Energia	89.577	0,05%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	878.954	0,46%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	(329.946)	-0,17%
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável	713	0,00%
Cálculo extraordinário de Neutralidade -Postergação da Data de Anive	99.062	0,05%
Ajuste CUSD	1.956.172	1,02%
Repasse de compensação DIC/FIC	(254.341)	-0,13%
Reversão Conta-Covid - CVA em processamento - Energia	(1.101.142)	-0,57%
Reversão Conta-Covid - CVA em processamento - Encargos Setoriais	(12.782)	-0,01%
Reversão Conta-Covid - Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(5.198.779)	-2,71%
Reversão Conta-Covid - Neutralidade de Parcela A	(675.648)	-0,35%
Conta Covid Postergação	(111.906)	-0,06%
Conselho de Consumidores	(357.971)	-0,19%
Reversão de créditos de rescisão contratual e migração de consumidor	(104.548)	-0,05%
Total	**1.523.481**	**0,79%**

G. Análise da Revisão Tarifária Periódica

1. Resultados

52. A Revisão Tarifária da ENF conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 4,95%, sendo de 9,40%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 3,99%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

Tabela 17. Efeito médio ao consumidor

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	9,40%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	3,99%
Efeito Médio AT+BT	**4,95%**

Pág 13 da Nota Técnica nº 132/2021-SGT/ANEEL, de 17/06/2021.

53. O efeito médio nas tarifas de **4,95%** decorre: (i) do reposicionamento dos itens de custos de Parcela A e B, que contribui para o efeito médio em **7,24%**, 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 **0,79%**; e (iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no último processo tarifário, que vigoraram até a data da revisão, que contribuíram para a um efeito de **-3,09%** no atual processo tarifário da ENF.

54. A diferença de efeitos entres 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. Quanto aos custos destaca-se o aumento dos custos de transporte, devido ao aumento das Tarifas do Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD) da Enel Rio, distribuidora na qual a ENF está conectada, cujo impacto é mais significativo nos consumidores de média tensão, já quanto as novas TRs destaca-se o custo médio de construção de redes que teve maiores aumentos, comparados a revisão de 2016, na média tensão.

55. 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.

Tabela 18. Resumo da revisão

ANEEL
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

Pág 14 da Nota Técnica nº 132/2021-SGT/ANEEL, de 17/06/2021.

	Receita Verificada (R$)	Receita Requerida (R$)	Variação	Participação na Revisão	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia+RI]	**141.690.188**	**154.090.993**	**8,8%**	**6,45%**	**74,8%**
Encargos Setoriais	**22.264.670**	**25.666.352**	**15,3%**	**1,77%**	**12,5%**
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	265.310	287.392	8,3%	0,01%	0,1%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (USO)	17.848.317	17.878.991	0,2%	0,02%	8,7%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Covid TUSD)	-	1.870.323	0,0%	0,97%	0,9%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Covid TE)	0	916.306		0,48%	0,4%
PROINFA	2.381.327	2.851.626	19,7%	0,24%	1,4%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	1.769.716	1.861.714	5,2%	0,05%	0,9%
Custos de Transmissão	**36.489.972**	**46.368.097**	**27,1%**	**5,14%**	**22,5%**
Uso do sistema de distribuição	36.489.972	46.368.097	27,1%	5,14%	22,5%
Custos de Aquisição de Energia	**82.775.699**	**81.888.446**	**-1,1%**	**-0,46%**	**39,7%**
Receitas Irrecuperáveis	**159.847**	**168.098**	**5,2%**	**0,00%**	**0,1%**
PARCELA B	**50.428.478**	**51.942.222**	**3,0%**	**0,79%**	**25,2%**
Custos Operacionais	28.119.919	28.160.392	0,1%	0,02%	13,7%
Anuidades	4.488.340	5.380.300	19,9%	0,46%	2,6%
Remuneração	12.863.082	13.299.645	3,4%	0,23%	6,5%
Depreciação	6.865.790	8.137.518	18,5%	0,66%	3,9%
UD+ER+OR	(1.908.654)	(3.035.633)	59,0%	-0,59%	-1,5%
RT considerando a varição tarifária da RTE	**192.118.666**	**206.033.215**		**7,24%**	**100%**

Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual	**1.523.481**	**0,79%**
CVA em processamento - Energia	5.539.528	2,88%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	1.169.385	0,61%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(62.846)	-0,03%
Neutralidade de Parcela A- Energia	89.577	0,05%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	878.954	0,46%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	(329.946)	-0,17%
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável	713	0,00%
Cálculo extraordinário de Neutralidade -Postergação da Data de Aniversário	99.062	0,05%
Ajuste CUSD	1.956.172	1,02%
Repasse de compensação DIC/FIC	(254.341)	-0,13%
Reversão Conta-Covid - CVA em processamento - Energia	(1.101.142)	-0,57%
Reversão Conta-Covid - CVA em processamento - Encargos Setoriais	(12.782)	-0,01%
Reversão Conta-Covid - Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(5.198.779)	-2,71%
Reversão Conta-Covid - Neutralidade de Parcela A	(675.648)	-0,35%
Conta Covid Postergação	(357.971)	-0,19%
Reversão de créditos de rescisão contratual e migração de consumidores (REN 376	(104.548)	-0,05%
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior		**-3,09%**
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores		**4,95%**

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

Pág 15 da Nota Técnica nº 132/2021-SGT/ANEEL, de 17/06/2021.

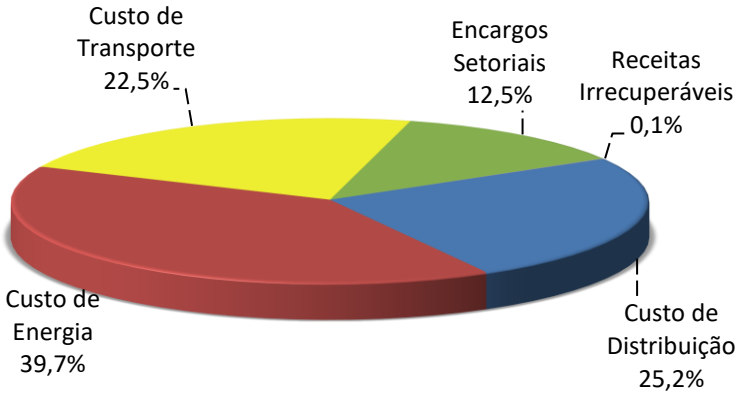

Gráfico 2. Composição da receita sem tributos

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

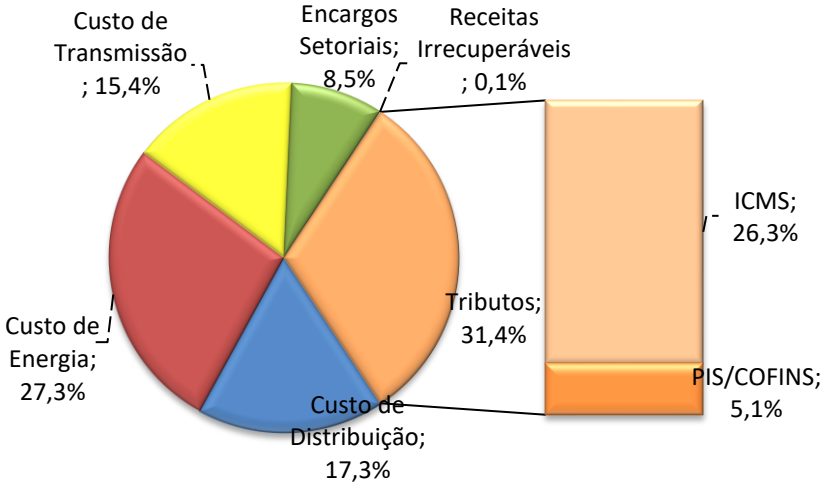

Gráfico 3. Composição da receita com tributos

2. Análise Parcela A

58. Os custos de compra de energia elétrica para a ENF variaram em **-1,1%** , resultando em um efeito de **-0,46%** . Contribuiu para esse efeito a redução do custo de suprimento com a Enel Rio, devido, principalmente, aos itens de reversão da conta-covid de rubricas referentes a TE na supridora.

59. Os custos de transmissão variaram em **27,1%**, impactando a revisão em **5,14%**. Sobre esse item, destaca-se a aprovação das novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e as novas Receitas Anuais Permitidas (RAP) das concessionárias de transmissão, conforme Resoluções Homologatórias nº 2.725 e nº 2.726, ambas de julho de 2020, além da CVA Transporte da Enel Rio, que impactaram as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) desta distribuidora, supridora da ENF.

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

60. A variação de **15,3%** nos encargos setoriais levou a um efeito de **1,77%** nesta revisão. Destaca-se, principalmente, o pagamento do empréstimo referente à Conta-Covid, conforme disposto no Decreto nº 10.350/2020, destinada a receber os recursos de operação financeira para alívio do caixa das distribuidoras em 2020, a partir de 2021 por meio da CDE. Os efeitos, neste processo, referente a CDE Conta-Covid TE e CDE Conta-Covis TUSD são, respectivamente, de 0,48% e 0,97%.

3. Análise Parcela B

61. A variação da Parcela B calculada neste processo e a atualmente praticada foi de **3,0%**, o que representa um impacto de **0,79%**, na revisão tarifária. A seguir detalham-se os impactos nos custos de distribuição da concessionária.

62. Os **custos operacionais** variaram em **0,1%** contribuindo para um aumento tarifário de **0,02%**, a aplicação da metodologia indicou a manutenção dos custos regulatórios ao longo do ciclo, porém o conjunto do índice de produtividade, agregado ao mecanismo de incentivo à qualidade e o desconto das Outras Receitas, Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos fizeram com que os custos operacionais levemente acima daquele existente nas tarifas atuais.

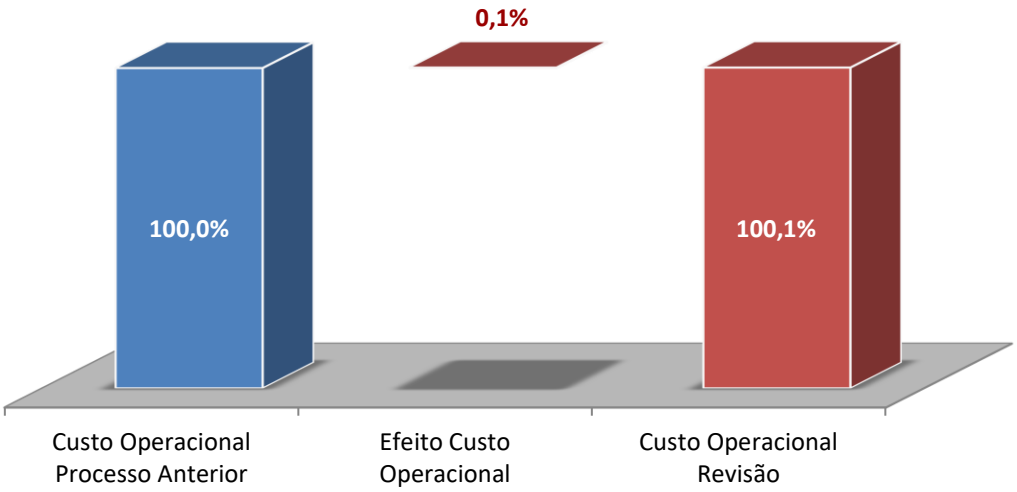

Gráfico 4. Efeito da revisão sobre o custo operacional

63. A cobertura para **anuidades** variou **19,9%** em relação à cobertura para Anuidades quando comparada aos valores hoje contidos nas tarifas, com impacto de **0,46%** nas tarifas. Esse resultado proveio da revisão dos parâmetros regulatórios adotados para o cálculo das anuidades no atual ciclo e da atualização da base de remuneração regulatória, conforme a regulamentação vigente, da qual o cálculo das anuidades depende.

Pág 17 da Nota Técnica nº 132/2021-SGT/ANEEL, de 17/06/2021.

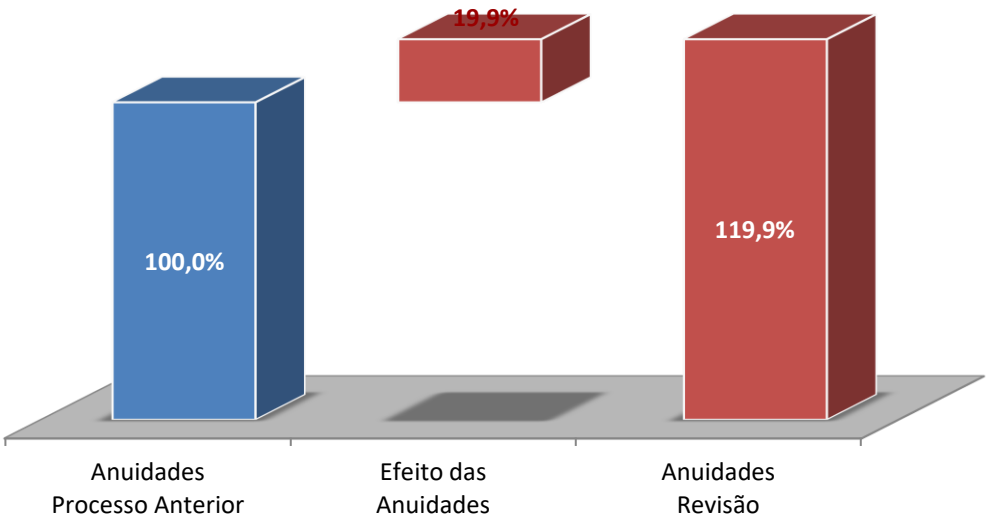

Gráfico 4. Efeito da revisão sobre as anuidades

64. A remuneração do capital aumentou **3,4%** em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou um impacto de **0,23%**. A situação adveio do aumento da base liquida em decorrência dos investimentos realizados pela ENF desde sua última revisão tarifária, já as taxas de remuneração diminuíram desta para revisão tarifária de 2017 da distribuidora. O Gráfico abaixo demonstra ambos os efeitos.

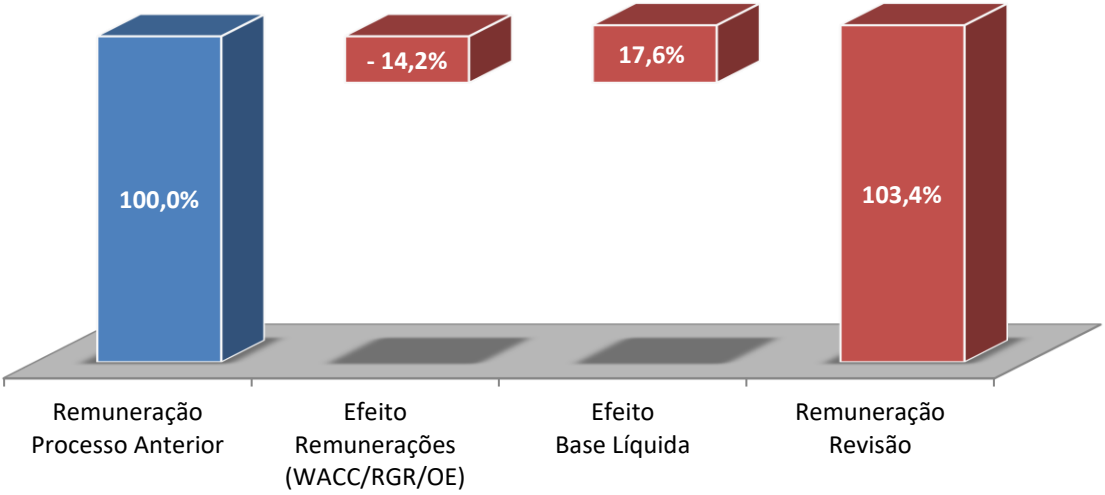

Gráfico 4. Efeito da revisão sobre a remuneração do capital

65. A **quota de reintegração** regulatória variou **18,5%** em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou um impacto nas tarifas de **0,66%**. Este aumento se dá

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

principalmente em função da variação da base bruta em 18%, enquanto a taxa média de depreciação variou em 0,6%. O Gráfico abaixo demonstra ambos os efeitos.

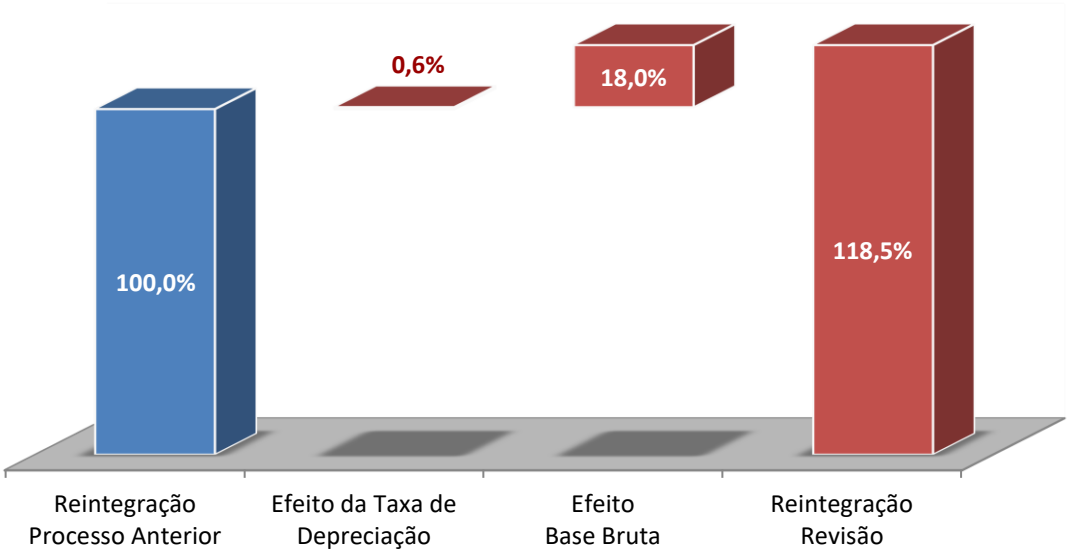

Gráfico 5. Efeito da revisão sobre quota de reintegração

66. Os valores arrecadados de Ultrapassagem de Demanda (UD) e Excedente de Reativos (ER), passam a ser subtraídos da Parcela B. Os valores em questão foram computados juntamente com Outras Receitas (OR), o que justifica o impacto nas tarifas de **-0,59%**.

4. Análise Financeiros

67. Os componentes financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, contribuíram com o efeito de **0,79%** na atual revisão da ENF.

68. Quanto aos financeiros relacionados ao empréstimo da CONTA-COVID, está sendo considerada a reversão de 100%, em favor dos consumidores, com impacto de **-3,70%**.

V. SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

69. A tabela abaixo apresenta a estimativa preliminar de valor mensal a ser repassado pela CCEE à distribuidora no período de competência de junho/2021 a maio/2022, até o 10º dia útil do mês subsequente. Esse valor contempla também o ajuste referente à diferença entre os valores previstos e os realizados no período de junho/2020 a maio/2021.

Tabela 22. Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE

Pág 19 da Nota Técnica nº 132/2021-SGT/ANEEL, de 17/06/2021.

TIPO	Ajuste (R$)	Previsão (R$)	Valor Mensal (R$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	42.447	241.748	284.195
Subsídio Geração Fonte Incentivada	(2)	1.461	1.459
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	(4.454)	23.795	19.341
Subsídio Rural	809	35.493	36.303
Subsídio Irrigante/Aquicultor	1.108	7.745	8.854
Total	**39.909**	**310.242**	**350.151**

VI. DO FUNDAMENTO LEGAL

70. A legalidade do assunto encontra amparo nas seguintes normas:

a) 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;

b) art. 21 do Anexo I do Decreto no 2.335, de 6 de outubro de 1997;

c) art. 6º da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;

d) art. 2º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;

e) art. 25 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;

f) Resolução nº 395, de 15 de dezembro de 2009;

g) Módulos 2 e 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET;

h) Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST;

i) Cláusula Sétima do Contrato de Concessão no 042/1999.

VII. CONCLUSÃO

71. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº 042/1999, no que consta do Processo nº 48500.004625/2020-98 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

a) pela aprovação do resultado da quinta revisão tarifária periódica da CPFL Santa Cruz, a vigorar a partir de 22/06/2021, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 4,95%, sendo de 9,40%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 3,99%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão;

b) pela fixação as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD e as Energia Elétrica – TE aplicáveis aos consumidores e aos usuários da concessionária;

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

c) pelo estabelecimento do valor da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como Demais Instalações de Transmissão – DIT – de uso exclusivo;

d) pela aprovação do valor mensal de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à ENF, de modo a custear os descontos retirados da estrutura tarifária;

e) pela definição dos postos tarifários ponta, intermediário e fora ponta;

f) pela fixação do componente T do Fator X de -0,57%; e

g) pela fixação do referencial regulatório perdas de energia para os reajustes de 2022, 2023, 2024 e 2025, conforme tabela abaixo:

	2022	2023	2024	2025
Perdas Técnicas sobre Energia Injetada	5,0980%	5,0980%	5,0980%	5,0980%
Perdas Não Técnicas sobre Mercado BT	0,0189%	0,0189%	0,0189%	0,0189%

ADRIANO ALMEIDA TRINDADE
Analista Administrativo

ANDRÉ VALTER FEIL
Especialista em Regulação

FRANCISCO MATTOS FAÉ
Analista Administrativo

De acordo

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Gestão Tarifária

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

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 – PRORET[6] , 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	2.0	18/03/2020
2.2 A	Custos Operacionais e Receitas Irrecuperáveis	2.0	13/03/2018
2.3	Base de Remuneração Regulatória	2.0	23/11/2015
2.4	Custo de Capital	4.1	20/04/2020
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	1.3	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 - EER	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

[6] 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.

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. SÍNTESE 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:

$$\boldsymbol{RT} = \left(\frac{\mathbf{RR}}{\mathbf{RV}} - \mathbf{1}\right) \times \mathbf{100} \qquad \textbf{(1)}$$

onde:

RT: Reposicionamento 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:

$$\boldsymbol{RR = VPA + VPB} \quad \textbf{(2)}$$

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.

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

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.

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 que o Custo Anual dos Ativos (CAA) é dado pela soma dos componentes abaixo:

$$\boldsymbol{CAA = RC + QRR + CAIMI} \qquad \textbf{(4)}$$

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:

$$\boldsymbol{VPA = CE + CT + ES + RI} \qquad \textbf{(5)}$$

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;
ES: Encargos setoriais definidos em legislação específica; e
RI: Receitas Irrecuperáveis.

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.

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**, homologada pela REH 2.358, de 19/12/2017. Essa cota é 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.

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 n° 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.

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.

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 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 n° 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 n° 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;

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 n° 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.

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 o 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 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 n° 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 déficits[7] 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

[7] 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.

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 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:

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

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

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:

$$\boldsymbol{CO'_{meta} = \frac{1,2 \cdot Opex_{médio} + CO_{meta}}{2}} \qquad \textbf{(8)}$$

onde:
CO'_{meta}: *meta de custos operacionais regulatórios com compartilhamento;*
$Opex_{médio}$: *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 Servidões;

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 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 0,73% 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 2,88% 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:

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

onde:

RC: Remuneração do Capital;
BRRl: Base de Remuneração Regulatória Líquida;
RGR: Saldo devedor da Reserva Global de Reversão, RGR;
$r_{WACCpré}$*: Custo Médio Ponderado de Capital Real antes dos Impostos;*
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:

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

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:

$$\boldsymbol{r_P = r_{NTN-b} + \beta \cdot (r_m - r_f) + pr_A} \qquad \textbf{(11)}$$

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:

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

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 II.1. Resultado do Custo Médio Ponderado de Capital – WACC

Custo de Capital	
Proporção de Capital Próprio (*P*)	51,835%
Proporção de Capital de Terceiros (*D*)	48,165%
Remuneração do título público brasileiro (r_{NTN-b})	5,5636%
Beta médio alavancado (⍰)	0,50889
Prêmio de risco do mercado EUA (r_m - r_f)	6,4999%
Prêmio de risco da atividade (⍰r_A)	0,4423%
Prêmio de risco do negócio e financeiro ()	3,9203%
Custo de capital próprio	9,4838%
Debêntures (r_{Deb})	6,2090%
Custo de emissão (ce_{Deb})	0,4079%
Impostos	34,0%
Custo de dívida real	4,3672%
Custo Médio Ponderado	
WACC real antes de impostos*	10,6354%
WACC real depois de impostos	**7,0194%**

* 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:

$$r_{WACC_{pré}} = \frac{(P/V)\cdot r_p + (D/V)\cdot r_d}{1-T} \qquad \textbf{(13)}$$

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

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:

a) para concessionárias isentas, imunes ou não sujeitas à tributação da renda, as alíquota de IRPJ e CSSL somam 0,00% (zero);

b) para as concessionárias enquadradas na área de atuação SUDENE/SUDAM, as alíquotas de IRPJ e CSSL somam 15,25%, proporcionalmente à receita faturada na área de concessão sujeita ao benefício fiscal;

c) para as concessionárias com remuneração regulatória inferior a R$ 240.000,00, as alíquotas de IRPJ e CSLL somam 24%;

d) 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:

Tabela II.2 – WACC antes de Impostos

WACC	Alíquota de IRPJ e CSLL	Taxa ($r_{wacc\text{-}pré}$)
WACC real antes dos impostos[a]	Isento	**8,1030%**
WACC real antes dos impostos[b]	15,25%	**8,9876%**
WACC real antes dos impostos[c]	24%	**9,7416%**
WACC real antes dos impostos[d]	34%	**10,6354%**

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.

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

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.

Pág 39 da Nota Técnica nº 132/2021-SGT/ANEEL, de 17/06/2021.

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:

$$\boldsymbol{QRR = BRRb \cdot \delta} \qquad \textbf{(15)}$$

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 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:

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

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;
$IPCA_1$: Valor do índice IGP-M na data da revisão tarifária; e
$IPCA_0$: 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:

Pág 40 da Nota Técnica nº 132/2021-SGT/ANEEL, de 17/06/2021.

Tabela II.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 ($\mathrm{BAR_I}$)	43%

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

$$\boldsymbol{CAIMI = CAL + CAV + CAI} \qquad \textit{(17)}$$

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.

$$\boldsymbol{CA(L/V/I) = BAR_{A/V/I} \cdot \left[\frac{1}{VU_{A/V/I}} + \frac{r_{WACC_{pré}}}{2}\right]} \qquad \textit{(18)}$$

onde:

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:

$$\boldsymbol{V_{RI} = \frac{RR + Financeiros + Receita\ de\ Bandeiras}{(1 - ICMS - PIS - COFINS)} \times \{\textstyle\sum_C (\rho_c \times RI_c)\}} \qquad \textbf{(6)}$$

onde:

V_{RI}: valor a ser considerado de receitas irrecuperáveis;
RR: receita requerida (Parcela A + Parcela B), sem incluir os valores correspondentes à RI;

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

$Financeiros$: 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

31. 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*)

32. 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.

33. 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 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 Fatox X descrita no item 5 deste Anexo.

b. Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade

99. 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.

100. 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)

101. 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.

102. 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 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.

103. 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.

104. 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

105. 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.

106. 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.

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

$$\boldsymbol{Fator\ X = Pd + Q + T} \qquad \textbf{(19)}$$

onde:
Pd = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;
Q = Qualidade do serviço; e
T = Trajetória de custos operacionais.

108. O **componente T e Pd** é definido "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.

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

109. 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:

$$\boldsymbol{Pd(i) := PTF + 0,317 \times \left(\Delta MWh(i)_{T-6;T-1} - \overline{\Delta MWh}\right)} \qquad \textbf{(20)}$$

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

110. 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

111. 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.

112. 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.

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

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

114. 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 seguir[8]:

Tabela II.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	Freqüencia 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

[8] 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 compreende 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 132/2021-SGT/ANEEL, de 17/06/2021.

115. 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 Reposicionamento Econômico

116. 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 PRORET[9].

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

1. Neutralidade dos Encargos Setoriais

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

119. 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

120. Compensa os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes/revisões da Parcela A, conforme disposto na Portaria Interministerial n° 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 Selic[10].
- 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.

[9] 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

[10] Em conformidade com os §§ 2° e 3° do Art. 3° da Portaria Interministerial MF/MME n° 25, de 24 de janeiro de 2002, e os §§ 1° e 2º do Art. 6° da Resolução n° 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.

- 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.

121. Conforme previsto no § 4° do artigo 3° da Portaria Interministerial MME/MF n° 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.

4. Repasse de Sobrecontratação/exposição involuntária de Energia

122. 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 PRORET[11].

5. Recálculo da Sobrecontratação de Energia

123. 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

124. 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

[11] http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2016703_Proret_Submod_4_3_V0.pdf

Hidrológico. A metodologia de cálculo para cada um deles estão elencados no Submódulo 4.4 do PRORET[12] e devem ser verificados os que se aplicam a cada processo tarifário.

IV. ADICIONAIS DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS E CCRBT

125. 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.

126. 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.

127. Uma vez arrecadados na Conta Bandeiras, os recursos são repassados às distribuidoras, considerando os custos efetivamente realizados de geração por fonte termelétrica e de exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo e a respectiva cobertura tarifária vigente.

128. 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

129. 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.

130. 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.

[12] 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.