

**NOTA TÉCNICA**

# **Revisão Tarifária Extraordinária Energisa Rondônia**

## **RTE 2020 – CONSULTA PÚBLICA**

### **SUPERINTENDÊNCIA DE GESTÃO TARIFÁRIA**



DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 8CFA57AB00575D00



Pág 2 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

## ÍNDICE

I. OBJETIVO .....	3
II. DOS FATOS.....	3
III. RESULTADO DA REVISÃO TARIFÁRIA EXTRAORDINÁRIA.....	5
IV. ANÁLISE .....	8
IV.1 Metodologia Aplicada .....	8
IV.2 Receita Verificada.....	9
IV.3 PARCELA B .....	9
IV.3.1. Custos Operacionais (CO) .....	9
IV.3.2.2 Remuneração do Capital (RC).....	12
IV.3.2.3. Quota de Reintegração Regulatória (QRR) .....	12
IV.3.2.4. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI). .....	13
IV.3.3. Ajuste da Parcela B em função do Índice de Ajuste de Mercado e do Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade .....	14
IV.3.4. Outras Receitas (OR) .....	15
IV.3.5. Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos .....	16
IV.4. PARCELA A .....	16
IV.4.1. Custos com Aquisição de Energia Elétrica (CE).....	16
IV.4.2 Custos com Conexão e Uso dos Sistemas de Distribuição e/ou Transmissão (CT).....	19
IV.4.3 ENCARGOS SETORIAIS (ES) .....	20
IV.4.4. Receitas Irrecuperáveis (RI).....	20
IV.5 COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS .....	21
V. DO FUNDAMENTO LEGAL.....	22
VI. CONCLUSÃO.....	23
ANEXO I.....	24
I. OBJETIVO .....	24
II. SÍNTESE DA METODOLOGIA APLICADA.....	25
III. PROCESSAMENTO DA REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA .....	28
III.1. DEFINIÇÃO DO PERÍODO DE REFERÊNCIA .....	28
III.2. CÔMPUTO DE RECEITA ANUAL.....	28
III.3. CÔMPUTO DO PARCELA A .....	28
III.3.1. Encargos Setoriais.....	28
III.3.2. Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição .....	30
III.3.3 Compra de Energia .....	32
III.3.3.1. Perdas Elétricas e Energia Requerida .....	33
III.3.3.1.1 Perdas Técnicas .....	34
III.3.3.1.2 Perdas Não-Técnicas .....	34
III.3.3.2. Valoração da Compra de Energia .....	35
III.3.3.3. Receitas Irrecuperáveis .....	36
III.4. CÔMPUTO DA PARCELA B .....	36
III.4.1. Custos Operacionais .....	36
III.4.2. Custo Anual dos Ativos (CAA) .....	37
III.4.2.1 Base de Remuneração Regulatória (BRR).....	37
III.4.2.2 Remuneração do Capital (RC).....	39
III.4.2.3 Quota de Reintegração Regulatória (QRR) .....	42
III.4.3. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI) .....	43
III.4.4. Outras Receitas (OR).....	44
III.4.5. FATOR X .....	45
III.4.5.1. Componente de Ganhos de Produtividade da Atividade de Distribuição – Pd .....	46
III.4.5.2. Trajetória de Eficiência para os Custos Operacionais – T .....	46
III.4.5.3. Componente de Qualidade do Serviço – Q .....	46
III.5. COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS AO REPOSICIONAMENTO ECONÔMICO.....	47
IV. ADICIONAIS DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS E CCRBT.....	49
V. SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS .....	50
VI. METODOLOGIA PARA O CUMPRIMENTO DE DECISÕES LIMINARES RELATIVAS AO PAGAMENTO DA CDE.....	50

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 8CFA57AB00575D00



Pág 3 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

## Nota Técnica nº 177/2020–SGT/ANEEL

Em 10 de setembro de 2020.

Processo n.º 48500.007035/2019-83

**Assunto: Revisão Tarifária Extraordinária Contratual da ERO - Energisa Rondônia Distribuidora de Energia S.A.**

### I. OBJETIVO

Submeter à Consulta Pública proposta de revisão tarifária extraordinária contratual da ERO - Energisa Rondônia Distribuidora de Energia S.A.

2. A presente proposta de revisão tarifária da ERO 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, bem como as alterações nas cláusulas econômicas que constam do Contrato de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 002/2018-ANEEL.

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 extraordinária da ERO. A Seção III apresenta um resumo do resultado. A Seção IV descreve o cálculo da revisão tarifária, compreendendo o cálculo do Reposicionamento Tarifário, Receita Verificada, Parcela B, Parcela A, Outras Receitas, Componentes Financeiros e Fator X. A Seção V, o fundamento legal para processamento da Revisão. E, por fim, a seção VI traz as conclusões.

### II. DOS FATOS

5. A Subcláusula Segunda da Cláusula Vigésima do Contrato de Concessão nº 002/2018<sup>1</sup> estabelece que, entre o período entre a assinatura do contrato e a primeira revisão ordinária (prevista para ocorrer em 13/12/2023), a concessionária pode solicitar uma revisão tarifária extraordinária observando os seguintes critérios:

---

<sup>1</sup> Contrato de Concessão assinado em 30 de outubro de 2018, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de concessão da Energisa Rondônia.

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



Pág 4 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

- i. A Revisão deve ocorrer em substituição a um reajuste tarifário anual, para o qual será mantida a mesma data de processamento;
- ii. O pedido de revisão deverá ser apresentado formalmente à ANEEL com o prazo de antecedência mínimo de um ano de sua realização;
- iii. A revisão tarifária se dará com base nas regras previstas no contrato de concessão e nos regulamentos vigentes, excepcionando-se os itens previstos na Subcláusula Terceira da Cláusula Vigésima do contrato de concessão;
- iv. No pedido de revisão a concessionária poderá pedir a avaliação completa da Base de Remuneração Regulatória; e
- v. A Revisão deve ocorrer até o terceiro processo tarifário após assinatura do contrato.

6. Em 12 de dezembro de 2019, por intermédio da Carta 382/2019<sup>2</sup>, a ERO solicitou que fosse realizada uma revisão extraordinária, no ano de 2020, em substituição ao processo de reajuste tarifário anual. Solicitou também que fosse realizada a avaliação completa da Base de Remuneração Regulatória.

7. No dia 23 de junho de 2020, a Diretoria Colegiada da Aneel aprovou a Resolução Normativa nº 885/2020, a qual regulamentou o Decreto nº 10.350/2020, que criou a conta destinada ao setor elétrico para enfrentamento do estado de calamidade pública (CONTA-COVID); e regulamentou a Medida Provisória nº 950, de 8 de abril de 2020.

8. As informações, com a previsão dos componentes financeiros a constarem do cálculo da revisão tarifária extraordinária, foram encaminhadas pela ERO, em 17 de agosto de 2020, com o auxílio da Carta 050/2020<sup>3</sup>.

9. Em 02 de setembro de 2020, foi publicada pelo Governo Federal a Medida Provisória no 998/2020, alterando vários dispositivos legais, visando a redução das tarifas dos consumidores de energia elétrica. Dentre eles, destaca-se:

- i. A Lei 9.991/2000, que trata de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética P&D, transferindo recursos de P&D não comprometidos com projetos contratados ou iniciados à Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;
- ii. A Lei nº 5.655/1971, que trata da remuneração legal do investimento dos concessionários de serviços públicos de energia elétrica, destinando parte dos recursos da Reserva Global de Reversão – RGR para o provimento de dispêndios

<sup>2</sup> SIC nº 48513.035081/2019-00.

<sup>3</sup> SIC nº 48513.021807/2020-00.

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



Pág 5 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

da CDE e para o pagamento do valor não depreciado dos ativos de distribuição de energia elétrica classificados como sobras físicas. Possibilitou também que esse recurso seja destinado para a cobertura de parcela ou totalidade dos valores não depreciados dos ativos de distribuição contabilizados no Ativo Imobilizado em Curso – AIC;

- iii. A Lei nº 10.438/2002, que, dentre outros temas, dispõe sobre a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, definindo, no § 3ºH do art. 13, que, a partir de 1º de janeiro de 2021, o custo do encargo tarifário por MWh das quotas anuais da CDE deverá ser igual para os agentes localizados nos Estados de uma mesma região geográfica. Com isso, os consumidores dos estados do Acre e de Rondônia passam a ter o mesmo critério de rateio de CDE que os demais consumidores da Região Norte;
- iv. A Lei nº 12.111/2009, que versa sobre os serviços de energia elétrica nos Sistemas Isolados, alterando a forma de valoração da quantidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio de potência e energia comercializada no Ambiente de Contratação Regulada – ACR do Sistema Interligado Nacional – SIN, conforme o novo texto conferido aos §§ 2ºC e 2ºD, ambos do art. 3º.

10. No dia 03 de setembro de 2020, de modo virtual, foi realizada reunião com os representantes da empresa para discutir a proposta preliminar da revisão tarifária a ser submetida à Consulta Pública. Na mesma data, a proposta foi também discutida com o conselho de consumidores.

11. No dia 10 de setembro de 2020, a SFF encaminhou o Memorando nº 368/2020<sup>4</sup>, por meio do qual apresentou a Nota Técnica nº 157/2020<sup>5</sup> com valores iniciais da Base de Remuneração da ERO, já com os efeitos da exclusão dos ativos classificados como sobras físicas, conforme alteração provocada pela MP 998/2020.

12. Em 10 de setembro de 2020, a proposta preliminar da revisão tarifária foi encaminhada à ERO e ao Conselho de Consumidores.

### III. RESULTADO DA REVISÃO TARIFÁRIA EXTRAORDINÁRIA

13. A Revisão Tarifária da ERO conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de -2,34%, sendo de -7,85%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de -0,62%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

---

<sup>4</sup> SIC nº 48536.003181/2020-00.

<sup>5</sup> SIC nº 48536.003182/2020-00.

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



Pág 6 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

**Tabela 1 – Efeito médio ao consumidor**

Grupo de Consumo	Varição Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	-7,85%
BT - Baixa Tensão (<2,3kV)	-0,62%
<b>Efeito Médio AT+BT</b>	<b>-2,34%</b>

14. O efeito médio nas tarifas de -2,34% decorre:
- (i) do reposicionamento dos itens de custos de Parcela A e B, que contribui para o efeito médio em 10,97%, 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 -1,43%; 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 -11,88% no atual processo tarifário da ERO.
15. A tabela a seguir apresenta os itens de custos que são reconhecidos nas tarifas, com a variação entre os valores atuais e os estabelecidos na revisão, a contribuição de cada item para o efeito médio calculado, e a participação de cada valor na composição da receita da concessionária.

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



Pág 7 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

**Tabela 2 – Resumo da revisão**

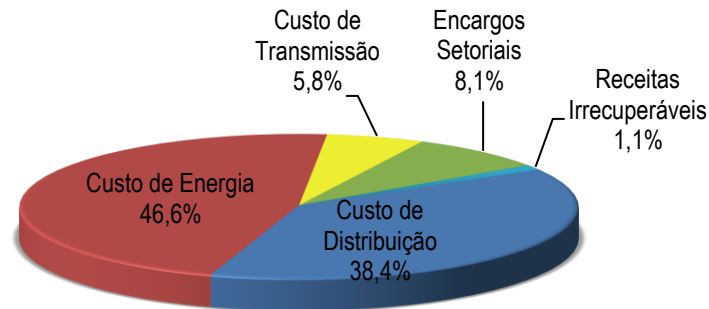
	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Variação	Participação na Revisão	Participação na Receita
<b>PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia+RI]</b>	<b>1.070.074.695</b>	<b>1.016.825.604</b>	<b>-4,98%</b>	<b>-3,75%</b>	<b>61,6%</b>
<b>Encargos Setoriais</b>	<b>217.397.611</b>	<b>134.332.165</b>	<b>-38,21%</b>	<b>-5,67%</b>	<b>8,1%</b>
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	1.466.284	2.234.382	52,38%	0,05%	0,1%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (USO)	139.030.851	57.787.561	-58,44%	-5,52%	3,5%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	34.030.107	36.020.441	5,85%	0,12%	2,2%
PROINFA	27.723.199	22.780.919	-17,83%	-0,34%	1,4%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	15.147.170	15.508.861	2,39%	0,02%	0,9%
<b>Custos de Transmissão</b>	<b>48.766.148</b>	<b>95.080.531</b>	<b>94,97%</b>	<b>3,05%</b>	<b>5,8%</b>
Rede Básica	26.325.385	61.928.595	135,24%	2,38%	3,8%
Rede Básica Fronteira	16.240.049	22.804.457	40,42%	0,43%	1,4%
Rede Básica ONS (A2)	325.823	387.437	18,91%	0,00%	0,0%
Rede Básica Export. (A2)	5.874.891	8.046.436	36,96%	0,15%	0,5%
Conexão	0	1.913.607	100,00%	0,08%	0,1%
<b>Receitas Irrecuperáveis</b>	<b>19.835.641</b>	<b>18.779.835</b>	<b>-5,32%</b>	<b>-0,08%</b>	<b>1,1%</b>
<b>Custos de Aquisição de Energia</b>	<b>784.075.295</b>	<b>768.633.073</b>	<b>-1,97%</b>	<b>-1,04%</b>	<b>46,6%</b>
<b>PARCELA B</b>	<b>415.415.489</b>	<b>634.339.809</b>	<b>52,70%</b>	<b>14,71%</b>	<b>38,4%</b>
Custos Operacionais	331.175.997	333.806.980	0,79%	0,18%	20,2%
Anuidades	20.327.540	44.740.998	120,10%	1,64%	2,7%
Remuneração	48.742.600	180.616.585	270,55%	8,86%	10,9%
Depreciação	39.390.202	88.898.336	125,69%	3,33%	5,4%
Outras Receitas - Ultrapassagem de demanda - excedente de reativo	(18.449.909)	(13.723.091)	-25,62%	0,32%	-0,8%
Ajuste Investimentos 2CRTP	(5.770.941)	-	-100,00%	0,39%	0,0%
<b>RT considerando a variação tarifária da RTE</b>	<b>1.486.166.987</b>	<b>1.651.165.412</b>	<b>11,10%</b>	<b>10,97%</b>	<b>100,0%</b>
<b>Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual</b>				<b>-1,43%</b>	
CVA em processamento - Energia				1,55%	
CVA em processamento -Transporte				1,16%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais				-2,16%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes				-0,02%	
Neutralidade de Parcela A- Energia				0,24%	
Neutralidade de Parcela A - Transporte				0,43%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais				0,15%	
Neutralidade da Parcela A - Receita Irrecuperável				-0,03%	
Sobrecontratação/exposição de energia				-1,67%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)				0,01%	
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR				0,34%	
Previsão de Risco Hidrológico				3,59%	
Reversão do Risco Hidrológico				-3,11%	
Recursos da Conta Covid - Parcela B				-0,48%	
Recursos da Conta Covid - Sobrecontratação e Diferimento				-0,68%	
Recursos da Conta Covid - CVA				-0,70%	
Recursos da Conta Covid - Neutralidade				-0,03%	
<b>Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior</b>				<b>-11,88%</b>	
<b>Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores</b>				<b>-2,34%</b>	

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



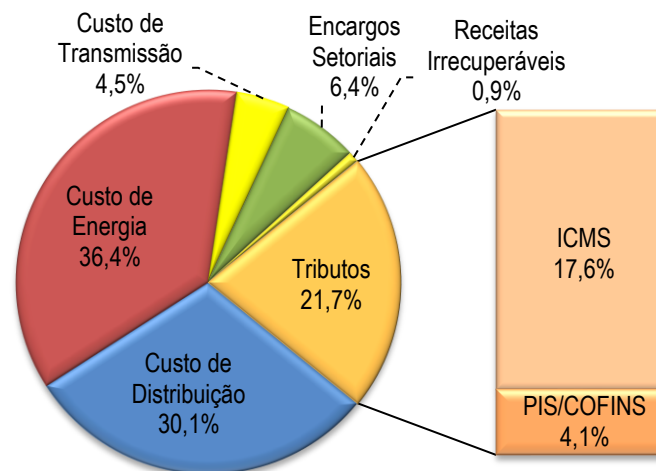
Pág 8 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

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



**Gráfico 1 – Composição da receita sem tributos**

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



**Gráfico 2 – Composição da receita com tributos**

## IV. ANÁLISE

### IV.1 Metodologia Aplicada

18. Conforme detalhado no Anexo I.

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





Pág 9 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

## IV.2 Receita Verificada

19. No cálculo da Receita 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 2019. O mercado de referência corresponde ao período de dezembro/2019 a novembro/2020. No entanto, nessa fase do processo, foram projetados os dados de julho/20 para os meses de agosto a novembro/20.

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

**Tabela 3 – Receita Verificada**

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	<b>2.994.820</b>	<b>1.426.711.763,70</b>
A3a (30 kV a 44 kV)	24.354	10.462.844,18
A4 (2,3 kV a 25 kV)	673.529	285.455.282,46
BT (menor que 2,3 kV)	2.296.937	1.130.793.637,07
Demais Livres	218.674	39.666.164,47
Distribuição	4.880	200.769,21
Geração	-	19.588.290,00
<b>Total</b>	<b>3.218.375</b>	<b>1.486.166.987,38</b>

## IV.3 PARCELA B

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

### IV.3.1. Custos Operacionais (CO)

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

23. Para a aplicação desta regra, entretanto, torna-se necessário recorrer às informações do Anexo 13 do edital nº 02/2018 – PPI/PND<sup>6</sup> e da Cláusula Vigésima do contrato de concessão de forma a quantificar o percentual que estes custos representaram na Parcela B no ano de 2018.

<sup>6</sup> <https://www.bndes.gov.br/arquivos/desestatizacao-dist-energia/leilao-distribuidoras-eletobras-anexo-13.PDF>.

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



Pág 10 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

24. O edital de licitação indica que o valor do Custo Operacional (CO) no processo tarifário de 2017 era de R\$ 292.585.780,17. Sendo assim, considerando que a Parcela B econômica<sup>7</sup> daquele ano foi de R\$ 327.753.028,20, ao deduzir o Custo Operacional, tem-se que o Custo Anual de Ativos (CAA) considerado naquele processo tarifário foi de R\$ 86.117.647,38.

25. Sendo assim, o Custo Operacional, no ano de 2017, representou 76,65% da Parcela B da ERO, percentual este mantido no processo tarifário de 2018.

26. Para o presente processo tarifário, tendo em vista que a atualização dos custos operacionais deve ser feita aplicando-se a regra de reajuste da Parcela B, o novo valor de custo operacional apurado é de R\$339.762.096,08<sup>8</sup>.

### **IV.3.2. Custo Anual dos Ativos (CAA)**

#### **IV.3.2.1 Base de Remuneração Regulatória (BRR)**

27. As tabelas a seguir resumem o cálculo da Base de Remuneração Regulatória, bem como o resultado do cálculo da remuneração e quota de reintegração.

---

<sup>7</sup> Parcela B econômica é a Parcela B antes da subtração dos valores de outras receitas, ultrapassagem de demanda e excedente de reativos.

<sup>8</sup> Valor obtido antes da aplicação do Mecanismo de Incentivo à Qualidade (MIQ), de 1,80%. Tal fato explica a diferença entre o valor em questão e o indicado na Tabela 2.

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

Pág 11 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

**Tabela 4 – Remuneração do Capital e Quota de Reintegração**

Descrição	
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	3.570.207.445
(2) Índice de Aproveitamento Integral	7.114.758
(3) Obrigações Especiais Bruta	720.958.709
(4) Bens Totalmente Depreciados	490.805.345
<b>(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)</b>	<b>2.351.328.633</b>
(6) Depreciação Acumulada	1.519.869.041
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	2.050.338.404
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	3.848.302
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	2.046.490.102
(10) Almoarifado em Operação	14.106.975
(11) Ativo Diferido	-
(12) Obrigações Especiais Líquida	496.396.422
(13) Terrenos e Servidões	14.664.411
<b>(14) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)+(11)-(12)+(13)</b>	<b>1.578.865.067</b>
(15) Saldo RGR PLPT	-
(16) Saldo RGR Demais Investimentos	-
(17) Taxa de Depreciação	3,85%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	90.526.152
(19) Remuneração de Obrigações Especiais	8.985.604
<b>(20) Remuneração do Capital</b>	<b>183.923.853</b>

28. Os valores da Base de Remuneração Regulatória, considerados para a fase de Consulta Pública, já tiveram uma fiscalização prévia a partir do laudo de avaliação dos ativos apresentado pela ERO à Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF e foi encaminhado à SGT por meio do Memorando nº 368/2020-SFF/ANEEL, de 03 de setembro de 2020. Para a versão final dos cálculos da RTE, serão utilizados os valores auditados por aquela superintendência.

29. Vale frisar que esse efeito já considera as mudanças promovidas pela MP 998/2020, de modo a excluir as sobras físicas da base.

30. Ressalta-se ainda que o valor da Tabela 4 difere daquele da Tabela 2 em função da aplicação do Mecanismo de Incentivo à Qualidade (MIQ).

31. Em atendimento ao estabelecido no Submódulo 2.3 do Módulo 2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, os valores em questão foram atualizados pelo IPCA entre a data-base do laudo de avaliação, 30 de junho de 2020, e a data da revisão tarifária, 13 de dezembro de 2020.

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



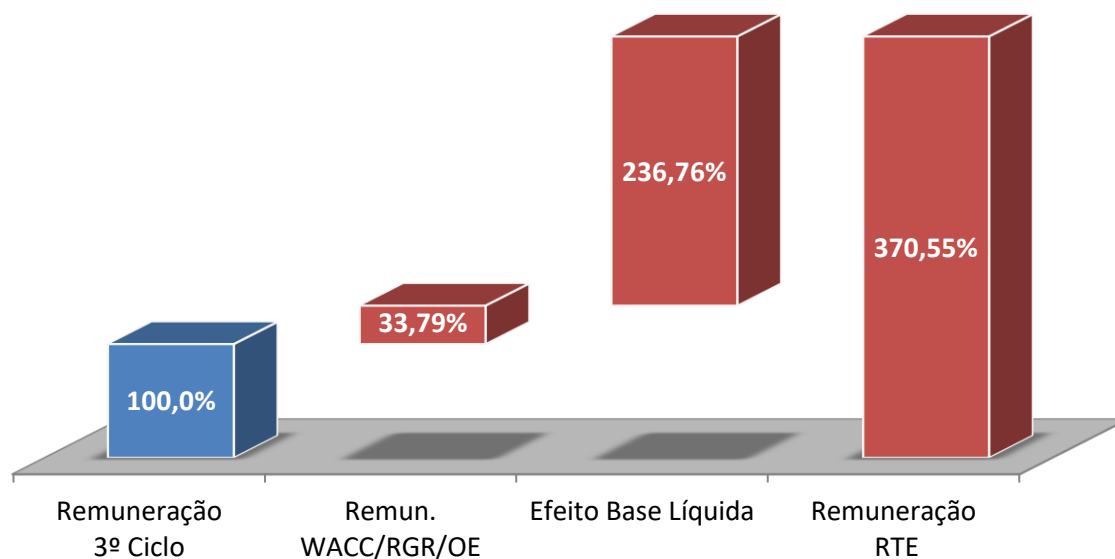
Pág 12 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

#### IV.3.2.2 Remuneração do Capital (RC)

32. No caso da ERO, o WACC real que está sendo considerado antes de impostos é de 11,08%.

33. A respeito da remuneração do capital, houve aumento de 270,55% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou um impacto nas tarifas de 8,86%. A situação adveio principalmente do aumento da base líquida, em decorrência da reavaliação completa da base de remuneração da concessionária, em observância ao Contrato de Concessão da ERO.

34. O gráfico abaixo demonstra os dois efeitos que explicam essa variação da remuneração de capital. O Resultado decorre principalmente do aumento da Base Líquida, que responde por 236,76% da variação, associado à variação dos demais itens que influenciam o cálculo (WACC e OE), respondendo por 33,79%.



**Gráfico 3 – Efeito da revisão sobre a remuneração do capital**

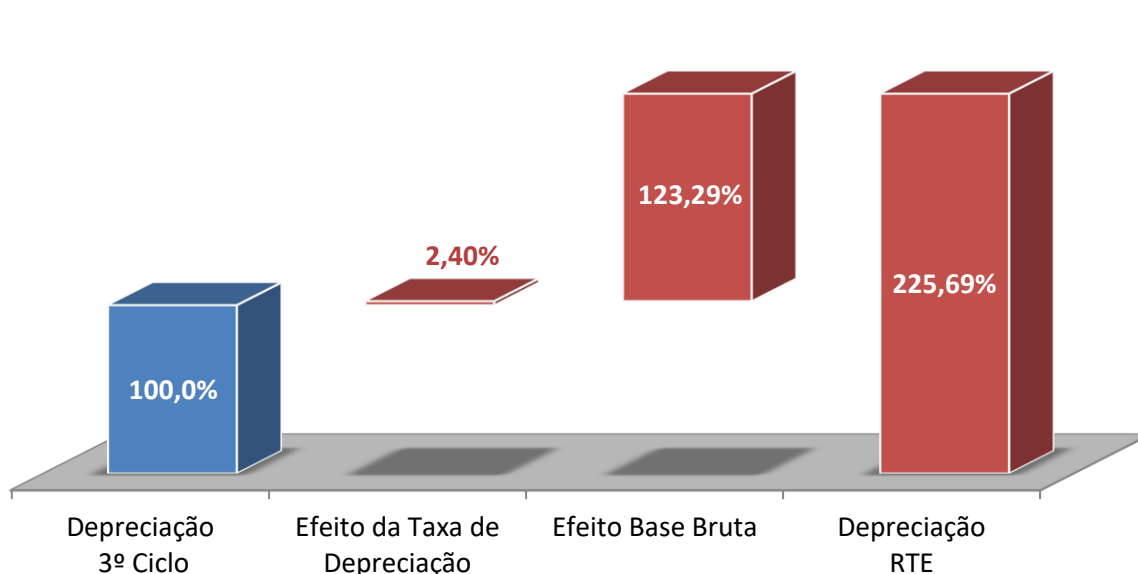
#### IV.3.2.3. Quota de Reintegração Regulatória (QRR)

35. Sobre a quota de reintegração regulatória, houve aumento de 125,69% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que as impactou em 3,33%. A situação proveio, basicamente, do aumento da base bruta, que responde por 123,29% dessa variação. A taxa média de depreciação considerada sofreu um aumento desde o último ciclo, passando de 3,76% para 3,85%. O gráfico abaixo demonstra os dois efeitos.

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



Pág 13 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.



**Gráfico 4 – Efeitos da revisão sobre a Quota de Reintegração**

#### IV.3.2.4. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI).

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

**Tabela 5 – Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis – CAIMI**

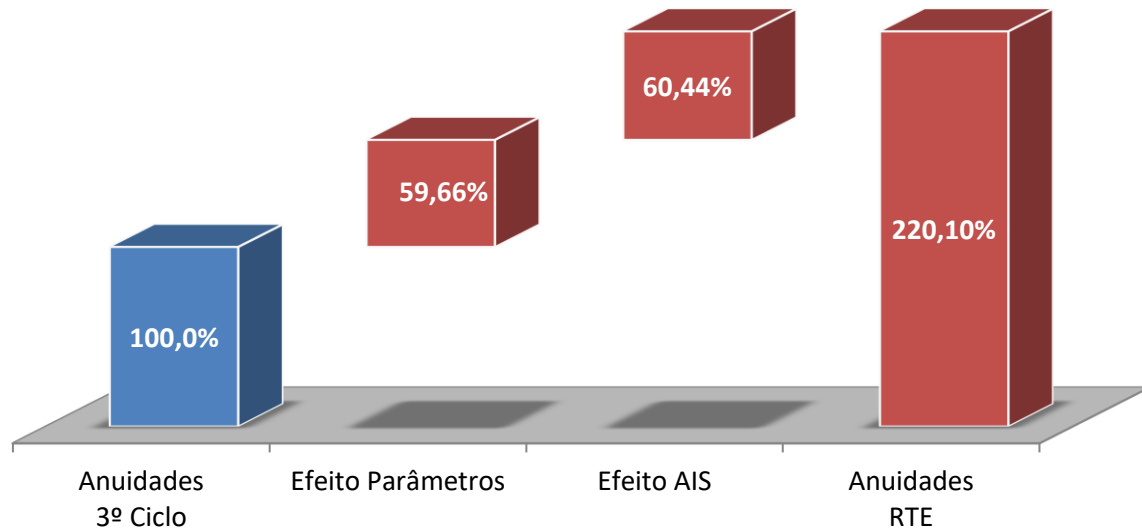
Descrição	Valores (R\$)
(1) Base de Anuidade Regulatória (BAR)	257.763.912
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	115.993.760
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	30.931.669
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	110.838.482
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	12.374.452
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	6.132.424
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	27.053.373
<b>(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)</b>	<b>45.560.250</b>

37. Houve variação de 120,10% em relação à cobertura para Anuidades quando comparada aos valores hoje contidos nas tarifas, com impacto de 1,64%. Esse resultado proveio da revisão dos parâmetros regulatórios adotados para o cálculo das anuidades no atual ciclo, que resultou em 59,66% de variação, bem como do aumento do Ativo Imobilizado em Serviço (AIS), que contribuiu com 60,44% de variação, conforme ilustrado no gráfico seguinte.

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



Pág 14 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.



**Gráfico 5 – Efeitos da revisão sobre a Quota de Reintegração**

#### IV.3.3. Ajuste da Parcela B em função do Índice de Ajuste de Mercado e do Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade

38. 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.

39. Normalmente, o índice de ajuste de mercado, denominado de Fator de Ajuste de Mercado, considera os ganhos potenciais de produtividade no ano anterior à revisão tarifária (período de referência), e o período em que as tarifas definidas na revisão estarão vigentes, que são os doze meses posteriores à revisão. Ocorre, entretanto, que a Subcláusula Terceira da Cláusula Vigésima do contrato de Concessão nº 002/2018-ANEEL estabelece que, até a primeira revisão ordinária da concessionária após a assinatura do referido contrato, o componente Pd deverá ser igual a zero, assim, o índice de ajuste de mercado nesse processo tarifário é nulo.

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

41. O Fator de Ajuste de Qualidade, calculado para aplicação na atual revisão tarifária, foi definido em 1,80%.

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



Pág 15 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

42. A tabela a seguir resume o cálculo da Parcela B ajustada da revisão tarifária da ERO.

**Tabela 6 – Cálculo da Parcela B ajustada**

Descrição	Valores
Remuneração do Capital (RC)	183.923.853,44
Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	90.526.152,37
Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	45.560.249,73
<b>Custo Anual dos Ativos (CAA)</b>	<b>320.010.256</b>
Mecanismo de Incentivo à Qualidade	1,80%
<b>CAA com ajustes</b>	<b>314.255.919</b>
<b>Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)</b>	<b>339.762.096</b>
Custos Operacionais (CO)	339.762.096,08
<b>Parcela B Total</b>	<b>648.062.899</b>

\* **Variação do IPCA em 12 meses, aplicável ao CO. Os demais itens da Parcela B já estão em valores presentes.**

#### IV.3.4. Outras Receitas (OR)

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

**Tabela 7 – Outras Receitas**

Descrição das atividades	Compartilhamento	Receita Regulatória
Serviços Cobráveis	60%	1.578.043,79
Arrecadação de convênios ou valores pela fatura e arrecadação por terceiros	60%	1.581.319,88
Receita proveniente da comercialização de resultados de projetos de P&D	50%	0,00
Veiculação de publicidade	60%	0,00
Aluguel ou cessão onerosa de imóveis e espaços físicos	60%	4.356.141,74
Compartilhamento de infraestrutura (Média 12 meses)	60%	0,00
Serviços de avaliação técnica e aferição de medidores.	60%	0,00
Operacionalização de serviço de créditos tributários	60%	0,00
<b>Elaboração de projeto, construção, operação, manutenção ou reforma de:</b>		
(1) redes de distribuição de energia elétrica destinadas à regularização fundiária de interesse específico e ao atendimento dos empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras;	60%	0,00
(2) redes de energia elétrica destinadas ao acesso dos sistemas de distribuição ou transmissão;	60%	0,00
(3) subestações de energia;	60%	0,00
(4) instalações elétricas internas de unidades consumidoras;	60%	0,00
(5) banco de capacitores;	60%	0,00
(6) padrões de entrada de unidades consumidoras atendidas em baixa tensão;	60%	0,00
(7) sistemas de medição de energia elétrica;	60%	0,00
(8) geradores, incluindo-se unidades de microgeração e minigeração distribuída;	30%	0,00
(9) sistemas de iluminação pública.	60%	0,00
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	30%	0,00
Serviços de comunicação de dados	30%	0,00
Serviços de consultoria	60%	0,00
<b>Total</b>		<b>7.515.505,42</b>

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



Pág 16 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

#### IV.3.5. Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos

44. No caso da ERO, estão sendo considerados os seguintes valores de Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos referentes ao período de referência. Destaca-se que, até o fechamento da Consulta Pública, tais valores serão validados pela SFF:

**Tabela 8 – Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos**

Descrição	Valor
Ultrapassagem de Demanda	1.577.980,27
Excedente Reativo	4.629.604,99
<b>Total</b>	<b>6.207.585,27</b>

#### IV.4. PARCELA A

45. 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) e Receitas Irrecuperáveis (RI), conforme detalhado no Anexo I da presente Nota Técnica.

##### IV.4.1. Custos com Aquisição de Energia Elétrica (CE)

###### IV.4.1.1. Energia Requerida

46. Além da energia necessária ao atendimento de seus consumidores há que se considerar que nem toda a energia elétrica gerada é entregue ao consumidor final. Perdas de energia são inerentes à natureza do processo de transformação, transmissão e distribuição de energia elétrica. Sobre esse tema, o inciso III da Subcláusula Terceira da Clausula Vigésima estabelece que as perdas não técnicas serão definidas no percentual de 19,99% sobre o mercado de baixa tensão até a primeira revisão ordinária.

47. Com relação as perdas técnicas, tendo em vista que o contrato não define um valor específico, estas foram calculadas com base nas perdas técnicas definidas pela Resolução Homologatória nº 2.349/2017, correspondente a 11,15% sobre o mercado injetado.

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

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





Pág 17 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

**Tabela 9 – Energia Requerida**

Descrição	Energia (MWh)
Perdas na Rede Básica	91.033
Perdas na Distribuição	920.660
Perdas Técnicas	461.502
Perdas Não Técnicas	459.158
Energia Vendida	2.994.820
<b>Energia Requerida</b>	<b>4.006.513,38</b>

#### IV.4.1.2. Valoração da Compra de Energia

49. 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.

50. 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 10: Informações de montante e preço para valoração da compra de energia**

Tipo de Contrato	Dado Utilizado	Dispositivo Legal
Cota Angra I/Angra II	Receita Fixa e Tarifa de repasse	REH 2.643/2019
Cotas Lei nº 12783/2013	Receitas Anuais de Geração	REH 2.746/2020
Cota PROINFA	Montante e preço da cota	REH 2.653/2019
CCEARs	Montante	CCEE
CCEARs (exceto térmicas)	Tarifas	Resultado dos leilões atualizado
CCEARs térmicas	Tarifas	Previsão SGT

51. 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.

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



Pág 18 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

**Tabela 11 – Custo com Compra de Energia**

Contratos	Montante Contratado (MWh)	Montante Considerado (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
<b>Ambiente Regulado - CCEAR</b>	<b>2.342.013</b>	<b>2.257.442</b>	<b>197</b>	<b>445.159.452</b>
Existente - CCEAR-DSP	533.485	514.220	286	147.207.719
Existente - CCEAR-QTD	314.431	303.077	168	51.037.857
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	586.205	565.037	218	123.091.752
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	364.516	351.353	149	52.451.704
Madeira e Belo Monte	543.377	523.755	136	71.370.420
<b>Energia Base</b>	<b>1.060.433</b>	<b>1.024.773</b>	<b>124</b>	<b>127.308.287</b>
Cota Angra I/Angra II	120.951	116.583	270	31.448.331
Cotas Lei n° 12783/2013	866.580	835.288	115	95.859.956
PROINFA	72.902	72.902	-	-
<b>Bilaterais</b>	<b>751.433</b>	<b>724.298</b>	<b>271</b>	<b>196.165.334</b>
<b>Total</b>	<b>4.153.879</b>	<b>4.006.513</b>	<b>192</b>	<b>768.633.073</b>

52. Desse modo, o custo de energia elétrica considerado para a ERO, em função do Mercado de Referência e das perdas regulatórias, totalizou o valor de R\$768.633.072,81, levando a uma variação no efeito médio de -1,04%.

53. O item que mais contribuiu para esse efeito foi a energia proveniente dos contratos bilaterais, decorrente da diminuição dos montantes correspondentes (10% de redução), quando comparado ao volume do processo tarifário passado, associado ao seu novo custo, cuja valoração se dá pelo Custo Médio da Energia e Potência comercializados pelos agentes de distribuição no Ambiente de Contratação Regulada – ACRmédio. Para essa fase de consulta pública, o ACRmédio para os 12 meses subsequentes à data de aniversário contratual da concessionária foi calculado segundo a média ponderada entre o ACRmédio para os anos de 2020 e de 2021, totalizando R\$ 270,84/MWh, frente aos R\$ 305,26/MWh homologado no processo anterior.

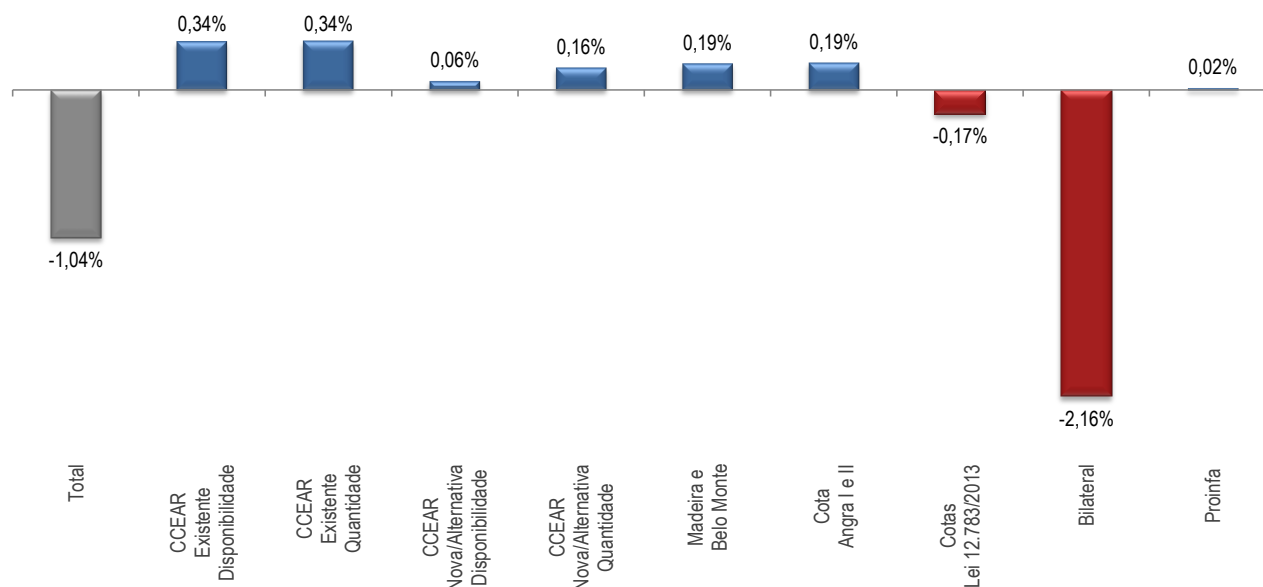
54. Essa redução significativa desse custo é mais uma das repercussões da MP 998/2020, que alterou a forma de cálculo do ACRmédio para atender as áreas Isoladas, de modo a excluir desse cálculo o custo relativo ao transporte.

55. O Gráfico abaixo ilustra o efeito nas tarifas por modalidade de aquisição de energia:

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



Pág 19 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.



**Gráfico 6 – Efeito por modalidade de aquisição de energia**

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

**Tabela 12 – Detalhamento da compra de energia**

Tipo de contrato	Montante de energia (MWh)			Custo unitário (R\$/MWh)		
	Processo DRA	Processo Atual	Variação	Processo DRA	Processo Atual	Variação
Existente - CCEAR-DSP	489.711,53	533.484,57	8,94%	284,32	286,27	0,69%
Existente - CCEAR-QTD	447.032,75	314.430,93	-29,66%	165,60	168,40	1,69%
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	592.110,14	586.204,70	-1,00%	216,68	217,85	0,54%
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	365.517,75	364.515,54	-0,27%	143,45	149,29	4,07%
Madeira e Belo Monte	544.870,96	543.376,98	-0,27%	131,86	136,27	3,34%
Cota Angra I e Angra II	117.242,74	120.950,82	3,16%	247,47	269,75	9,00%
Cotas Lei nº 12.783/2013	767.246,88	866.580,43	12,95%	108,32	114,76	5,95%
Bilateral	828.345,60	751.432,80	-9,29%	305,26	270,84	-11,28%
Proinfa	73.835,97	72.902,01	-1,26%	-	-	-
Sobra (-) / Exposição (+)	(234.109,03)	(147.365,41)	-37,05%	199,68	195,40	-2,14%
<b>TOTAL</b>	<b>3.991.805,28</b>	<b>4.006.513</b>	<b>0,37%</b>	<b>196,42</b>	<b>191,85</b>	<b>-2,33%</b>

#### IV.4.2 Custos com Conexão e Uso dos Sistemas de Distribuição e/ou Transmissão (CT)

57. Os valores dos custos relacionados à transmissão de energia a serem considerados nesta revisão tarifária estão detalhados na tabela a seguir:

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



Pág 20 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

**Tabela 13 – Custo de conexão e uso dos sistemas de distribuição/transmissão (CT)**

Componente	DRA (R\$)	DRP (R\$)
Rede Básica	26.491.520,85	61.928.594,92
Rede Básica Fronteira	16.342.537,58	22.804.457,03
Rede Básica ONS (A2)	325.821,24	387.436,80
Conexão	720.235,75	1.913.606,85
<b>Total dos Custos de Transporte</b>	<b>49.754.978,27</b>	<b>95.080.531,20</b>

58. Os custos com transporte tiveram uma variação de 91,10%, com uma participação no efeito médio de 3,05%. A expressiva variação sucede das novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUSTs) e Receitas Anuais Permitidas (RAP), aprovadas por meio das Resoluções Homologatórias nº 2.725 e nº 2.726, ambas de julho de 2020, e decorre: (i) das cassações das liminares associadas às ações movidas contra a Portaria MME nº 120, de 2016; (ii) do processamento de revisões da RAP de parcela significativa de transmissoras, até então represadas devido à ausência de definição de metodologia empregada; (iii) e do aumento de custos referentes a novas instalações de transmissão.

#### IV.4.3 ENCARGOS SETORIAIS (ES)

59. Os valores dos encargos setoriais considerados nesta revisão tarifária, bem como os dispositivos legais associados estão demonstrados na tabela abaixo:

**Tabela 14 – Encargos Setoriais**

Descrição	Valor (R\$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	2.234.382	Conforme módulo 5.5 do PRORET
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	57.787.561	Previsão SGT (MP 998/2020)
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	36.020.441	Previsão SGT
PROINFA	22.780.919	REH 2.653/2019
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	15.508.861	Res. Normativa nº 316/2008
<b>Total</b>	<b>134.332.165</b>	

60. O total dos encargos setoriais levou a uma variação no efeito médio de -5,67%. Destaca-se a revisão da cota da CDE – USO para a ERO, a partir das alterações promovidas pela MP 998/2020. Conforme mencionado no início desta Nota Técnica, o cálculo desse encargo para o Estado de Rondônia passou a ter o mesmo critério de rateio que os demais consumidores da Região Norte. Com isso, a redução desse custo contribuiu com efeito de -5,52%.

#### IV.4.4. Receitas Irrecuperáveis (RI)

61. A Tabela abaixo apresenta o resultado do cálculo do valor de receitas irrecuperáveis a ser considerado no processo de revisão tarifária.

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



Pág 21 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

**Tabela 15 – Receitas Irrecuperáveis**

Descrição - Tipo	Receita Irrecuperável (%)	Receita Irrecuperável (R\$)
Residencial	0,89%	8.426.583,49
Industrial	0,79%	1.772.873,41
Comercial	0,87%	3.572.538,45
Rural	1,40%	3.418.579,84
Iluminação Pública	0,67%	405.264,54
Poder Público	0,89%	1.065.796,97
Serviço Público	0,36%	118.198,27
Demais	0,00%	-
<b>Total</b>	<b>0,00%</b>	<b>18.779.834,96</b>

62. As Receitas Irrecuperáveis apresentaram uma variação de -5,32%, em relação aos valores hoje contidos nas tarifas, sendo que o efeito médio correspondente é de -0,08%.

#### IV.5 COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS

63. A tabela seguinte consolida os valores considerados como componentes financeiros nesta revisão da ERO.

**Tabela 16 – Componentes Financeiros**

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	23.017.138,99	1,55%
CVA em processamento - Transporte	17.221.189,86	1,16%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	(32.061.342,32)	-2,16%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(329.617,23)	-0,02%
Neutralidade de Parcela A- Energia	3.607.209,46	0,24%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	6.319.758,51	0,43%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	2.176.100,47	0,15%
Neutralidade da Parcela A - Receita Irrecuperável	(442.474,91)	-0,03%
Sobrecontratação/exposição de energia	(24.877.709,38)	-1,67%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	137.475,67	0,01%
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR	5.005.180,73	0,34%
Previsão de Risco Hidrológico	53.300.689,67	3,59%
Reversão do Risco Hidrológico	(46.237.262,91)	-3,11%
Recursos da Conta Covid - Parcela B	(7.141.082,50)	-0,48%
Recursos da Conta Covid - Sobrecontratação e Diferimento	(10.067.760,45)	-0,68%
Recursos da Conta Covid - CVA	(10.428.384,19)	-0,70%
Recursos da Conta Covid - Neutralidade	(442.712,46)	-0,03%
<b>Total</b>	<b>(21.243.603,00)</b>	<b>-1,43%</b>

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



Pág 22 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

64. Os componentes financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, contribuíram com o efeito de -1,43% na atual revisão da ERO.

65. Os montantes dos componentes financeiros de CVA em processamento utilizados neste cálculo foram informados pela própria distribuidora. Para a versão final dos cálculos desta Revisão Tarifária Extraordinária, os montantes correspondentes serão apurados por esta Superintendência.

66. Merecem destaque ainda os financeiros negativos relacionados à CONTA-COVID. Está sendo considerado no presente processo tarifário a reversão, em favor dos consumidores, de parte dos valores repassados à concessionária dos recursos da CONTA-COVID (10% do total desse volume), a fim de que esses recursos também sejam utilizados para amortizar os efeitos nas tarifas nos processos tarifários subsequentes.

67. Os montantes considerados somam a quantia de R\$ 28.079.939,60, equivalente à parcela de antecipação do ativo regulatório relativo à Parcela B, aos efeitos financeiros da sobrecontratação, ao saldo não amortizado de diferimento do processo anterior, ao saldo em constituição da CVA e à neutralidade dos encargos setoriais, contribuindo, dessa forma, para amenizar o efeito para os consumidores em 1,89%.

## V. DO FUNDAMENTO LEGAL

65. 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 002/2018.

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



Pág 23 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

## VI. CONCLUSÃO

66. Diante do exposto e do que consta nos Processos nº 48500.007035/2019-83, opina-se pela instauração de Consulta Pública, visando obter subsídios e informações adicionais para aprimoramento da quarta revisão tarifária extraordinária contratual da ERO.

*(Assinado digitalmente)*  
**DEVETH LIMA FERREIRA**  
Especialista em Regulação

*(Assinado digitalmente)*  
**FRANCISCO DE MATTOS FAÉ**  
Analista Administrativo

*(Assinado digitalmente)*  
**OTÁVIO HENRIQUE GALEAZZI FRANCO**  
Especialista em Regulação

**De acordo**

*(Assinado digitalmente)*  
**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.

Pág 24 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

## 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)<sup>9</sup>, 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
<b>Módulo 2 – Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica</b>			
2.1 A	Procedimentos Gerais	1.0	24/02/2017
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	2.0	05/02/2015
2.5 A	Fator X	1.0	24/02/2017
2.6	Perdas de Energia	2.0	06/05/2015
2.7 A	Outras Receitas	1.0	24/02/2017
2.8	Geração Própria de Energia	1.1	24/12/2014
<b>Módulo 3 – Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica</b>			
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
<b>Módulo 4 - Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição</b>			
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	1.2	26/01/2018
<b>Módulo 5 – Encargos setoriais</b>			
5.1	Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC	1.0	22/12/2017
5.2	Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	1.0	22/12/2017
5.3	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA	1.0	29/11/2012

<sup>9</sup> O PRORET pode ser acessado em: <http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>.

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





Pág 25 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

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	1.0	05/10/2016
<b>Módulo 6 – Demais Procedimentos</b>			
6.1	Limites de Repasses de Compras de Energia	1.0	28/03/2016
6.2	Itaipu	1.0	01/06/2017
6.3	Encargos de conexão A1	1.0	18/04/2012
6.7	Centrais de Geração Angra 1 e 2	2.0	03/07/2017
6.8	Bandeiras Tarifárias	1.5	27/04/2018
<b>Módulo 10 - Ordem e Condições de Realização dos processos Tarifários e Requisitos de Informações e Obrigações</b>			
10.1	Revisões tarifárias de Distribuidoras e Permissionárias	1.2	15/07/2013

## II. SÍNTESE DA METODOLOGIA APLICADA

4. 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.
5. 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.
6. 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.
7. 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.
8. 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.
9. O cálculo do percentual médio do reposicionamento tarifário segue a seguinte fórmula:

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

onde:

*RT: Reposicionamento Tarifário Médio (%);*

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



Pág 26 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

*RR: Receita Requerida;*

*RV: Receita Verificada.*

10. A Receita Requerida é dividida em duas parcelas: 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.

11. A segunda parcela, 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.

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

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

*onde:*

*RR: Receita requerida;*

*VPA: Valor da Parcela A;*

*VPB: Valor da Parcela B;*

13. 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.

14. 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.

15. 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.

16. 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.

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



Pág 27 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

17. 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.

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

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

onde:

*CAOM: Custo de Administração, Operação e Manutenção;*

*CAA: Custo Anual dos Ativos;*

*P<sub>m</sub>: 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*

19. 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.

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

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

onde:

*CAA: Custo Anual dos Ativos;*

*RC: Remuneração do capital, incluindo a remuneração líquida de capital e tributos;*

*QRR: Quota de Reintegração Regulatória (depreciação); e*

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

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

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

onde:

*VPA: Valor de Parcela A;*

*CE: Custo de aquisição de energia elétrica e geração própria;*

*CT: Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição;*

*ES: Encargos setoriais definidos em legislação específica; e*

*RI: Receitas Irrecuperáveis.*

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



Pág 28 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

22. 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 A, 3.3 A e 3.4 A do PRORET.

### III. PROCESSAMENTO DA REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

#### III.1. DEFINIÇÃO DO PERÍODO DE REFERÊNCIA

23. 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.

#### III.2. CÔMPUTO DE RECEITA ANUAL

24. 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.

#### III.3. CÔMPUTO DO PARCELA A

25. 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 e (iv) Receitas Irrecuperáveis.

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

##### III.3.1. Encargos Setoriais

27. 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:

i) **Conta de Desenvolvimento Energético – CDE.** 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:

- o desenvolvimento energético dos Estados;
- promover a universalização do serviço de energia elétrica;

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

Pág 29 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

- garantir recursos para atendimento da subvenção econômica destinada aos consumidores classificados como Residencial Baixa Renda,
- prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC,
- 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,
- 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,
- 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
- 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;

28. A cobertura tarifária referente ao encargo de CDE considerado neste processo tarifário incorpora valores definidos na quota anual de CDE Uso, homologada pela REH 2.664, de 17/12/2019. Essa cota é paga por todos os agentes que atendem consumidores finais cativos e livres, 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) **Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE.** Instituída pela Lei nº 9.427, de 26/12/1996 e alterada pela Lei nº 12.783/2013, de 11/01/2013, destina-se à cobertura do custeio das atividades da ANEEL e tem sua metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 5.5 do PRORET;

iii) **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.** 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;

iv) **Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH.** 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;

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

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

Pág 30 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

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; e

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

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;

### III.3.2. Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição

29. 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.

30. 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.

31. Os **Custos de Rede Básica** 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.

32. 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,

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

Pág 31 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

disponibilizado no SACT – Sistema de Acompanhamento dos Contratos de Transmissão, enquanto que as tarifas são obtidas da Resolução Homologatória nº 2.409, de 28 de junho de 2018.

33. Já os valores referentes às instalações de transmissão de uso exclusivo foram obtidos da REH 2.408, de 28 de junho de 2018, além de considerar as informações presentes no SIGET - Sistema de Gestão da Transmissão.

34. **O Custo de Conexão** 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.

35. 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.

36. 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.

37. 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.

38. **O Transporte da Energia Elétrica proveniente de Itaipu Binacional** 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.

39. **O Custo relativo ao Uso de Sistemas de Distribuição** 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.

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

Pág 32 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

### III.3.3 Compra de Energia

40. 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.

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

42. 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.

43. 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:

- *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 500 GWh/ano e contratos firmados entre concessionária com mercado inferior a 500 GWh/ano e seu agente supridor.
- *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;
- *Leilões de Ajuste*: são contratos realizados de acordo com o art. 26 do Decreto nº 5.163, de 2004, em decorrência de leilões específicos realizados pela ANEEL, direta ou indiretamente, para contratações de ajuste pelas distribuidoras, com prazo de suprimento de até dois anos, para fins de possibilitar a complementação do montante de energia elétrica necessário para o atendimento à totalidade de suas cargas.
- *Cotas de ITAIPU*: refere-se à energia comercializada por Itaipu Binacional com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das cotas-partes; a

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



Pág 33 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

metodologia para o cálculo das cotas – parte se encontra na Resolução Normativa nº 331, de 16/9/2008;

- *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;
- *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;
- *Cotas das Concessões Renovadas*: refere-se à parcela decorrente do rateio da garantia física de energia e de potência das usinas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783, de 2013; incluem-se aí as usinas objeto do Leilão de Contratação de Concessões de Usinas Hidrelétricas em Regime de Alocação de Cotas de Garantia Física e Potência, realizado em 25/11/2015;
- *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;
- *Suprimento*: refere-se à energia comercializada entre distribuidoras/permissionária com mercado inferior a 500 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;
- *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).

### III.3.3.1. Perdas Elétricas e Energia Requerida

44. 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

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

Pág 34 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

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.

45. 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.

46. 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.

#### **III.3.3.1.1 Perdas Técnicas**

47. 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. As perdas não técnicas, por sua vez, representam todas as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, etc. São medidas pela diferença entre as perdas na distribuição e as perdas técnicas.

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

#### **III.3.3.1.2 Perdas Não-Técnicas**

49. 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.

50. 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.

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

Pág 35 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

51. 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.

52. 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.

### III 3.3.2. Valoração da Compra de Energia

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

54. 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.

55. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para revenda, elabora-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits<sup>10</sup> considerando o período de referência em questão.

56. 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.

57. 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.

<sup>10</sup> As sobras ou déficits são calculados a partir da diferença entre os totais de energia contratada e de energia requerida, ambos relativos ao período de referência.

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



Pág 36 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

### III.3.3.3. Receitas Irrecuperáveis

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

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

Onde:

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

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

$\text{Financeiros}$ : Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição, conforme definidos no PRORET submódulo 4;

$\text{Receita de Bandeiras}$ : receita faturada de bandeira tarifária nos últimos 12 meses;

$\rho_C$ : 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.

## III.4. CÔMPUTO DA PARCELA B

### III.4.1. Custos Operacionais

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

60. 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.

61. 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.

62. 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.

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



Pág 37 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

63. 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 a 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.

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

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

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

onde:

$\Delta CO$ : trajetória dos custos operacionais regulatórios;

5%: variação máxima admissível;

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

65. Uma última etapa consiste na 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.

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

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

onde:

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

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

### III.4.2. Custo Anual dos Ativos (CAA)

#### III.4.2.1 Base de Remuneração Regulatória (BRR)

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

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



Pág 38 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

68. 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.

69. 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.

70. 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:

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

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

Pág 39 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

- e) 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.

71. 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.

72. 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).

73. 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.

74. 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.

### III.4.2.2 Remuneração do Capital (RC)

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

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

onde:

*RC*: Remuneração do Capital;

*BRRI*: Base de Remuneração Regulatória Líquida;

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

*r<sub>WACC<sub>pré</sub></sub>*: Custo Médio Ponderado de Capital Real antes dos Impostos;

*r<sub>RGR</sub>*: Custo de capital da RGR, ponderado por destinação (PLpT e não PLpT); e

*RC<sub>OE</sub>*: Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais.

76. 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:

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



Pág 40 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

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

onde:

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

$r_p$ : custo do capital próprio real depois de impostos;

$r_d$ : custo da dívida real depois de impostos;

$P$ : capital próprio;

$D$ : capital de terceiros ou dívida;

$V$ : soma do capital próprio e de terceiros;

77. 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.

78. 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, nos anos de 2011, 2012 e 2013, resultando no percentual de participação de capital de terceiros (D/V) de 48,76%.

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

$$r_p = r_f + \beta \cdot (r_m - r_f) + r_B \quad (11)$$

onde:

$r_p$ : custo de capital próprio;

$r_f$ : taxa de retorno do ativo livre de risco;

$\beta$ : beta do setor regulado;

$r_m - r_f$ : prêmio de risco do mercado de referência; e

$r_B$ : prêmio de risco país.

80. 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:

$$r_d = r_f + r_c + r_B \quad (12)$$

onde:

$r_f$ : taxa de retorno do ativo livre de risco;

$r_c$ : prêmio de risco de crédito; e

$r_B$ : prêmio de risco país.

81. 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).

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





Pág 41 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

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

Custo de Capital	
Proporção de Capital Próprio ( <i>P</i> )	51,24%
Proporção de Capital de Terceiros ( <i>D</i> )	48,76%
Taxa livre de risco ( <i>r<sub>f</sub></i> )	5,64%
Taxa de retorno do Mercado ( <i>r<sub>m</sub></i> )	13,20%
Prêmio de risco de Mercado ( <i>r<sub>m</sub> - r<sub>f</sub></i> )	7,56%
Beta médio alavancado ( $\beta$ )	0,70
Prêmio de risco do negócio [ $\beta \cdot (r_m - r_f)$ ]	5,31%
Prêmio de risco país ( <i>r<sub>B</sub></i> )	2,62%
Prêmio de risco de crédito ( <i>r<sub>C</sub></i> )	3,37%
Inflação americana considerada	2,41%
Custo de capital próprio real	10,90%
Custo de dívida real	5,14%
Custo Médio Ponderado	
WACC real antes de impostos*	12,26%
<b>WACC real depois de impostos</b>	<b>8,09%</b>

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

82. 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:

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

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

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

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

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



Pág 42 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

**Tabela II.2 – WACC antes de Impostos**

WACC	Alíquota de IRPJ e CSLL	Taxa ( $r_{wacc-pré}$ )
WACC real antes dos impostos <sup>a</sup>	Isento	<b>9,97%</b>
WACC real antes dos impostos <sup>b</sup>	15,25%	<b>10,77%</b>
WACC real antes dos impostos <sup>c</sup>	24%	<b>11,45%</b>
WACC real antes dos impostos <sup>d</sup>	34%	<b>12,26%</b>

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.

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

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

onde:

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

$r_p$ : Custo de Capital Próprio (nominal);

$r_f$ : Remuneração do Ativo Livre de Risco (nominal);

$t$ : 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.

### III.4.2.3 Quota de Reintegração Regulatória (QRR)

86. 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.

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

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

onde:

$QRR$ : Quota de Reintegração Regulatória;

$BRRb$ : Base de Remuneração Regulatória bruta; e

$\delta$ : Taxa média de depreciação das instalações.

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



Pág 43 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

88. 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 junho de 2009.

### III.4.3. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI)

89. 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.

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

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

onde:

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

*AIS*: Ativo imobilizado em serviço aprovado na quarta revisão;

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

*IPCA<sub>1</sub>*: Valor do índice IGP-M na data da revisão tarifária; e

*IPCA<sub>0</sub>*: Valor do índice IGP-M em 01/01/2011.

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

**Tabela 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 ( $BAR_I$ )	43%

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

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

onde:

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

*CAL*: Custo Anual de Aluguéis;

*CAV*: Custo Anual de Veículos; e

*CAI*: Custo Anual de Sistemas de Informática.

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



Pág 44 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

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

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

onde:

*CA(L/V/I): Custo Anual de: A: Aluguéis / V: Veículos / I: Sistemas de Informática;*

*BAR<sub>A/V/I</sub>: 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<sub>A/V/I</sub>: 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”..*

#### III.4.4. Outras Receitas (OR)

94. Conforme Submódulo 2.7 A 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.

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

a) **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.

b) **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

\* 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 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

elétrica; (8) geradores, incluindo-se unidades de microgeração e minigeração distribuída; e (9) sistemas de iluminação pública; além de: efficientização 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.

96. 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.

97. 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) efficientização 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.

#### III.4.5. FATOR X

98. 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.

99. 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.

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

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

onde:

$Pd$  = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

$Q$  = Qualidade do serviço; e

$T$  = Trajetória de custos operacionais.

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



Pág 46 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

101. O **Componente T** é definido “ex-ante”, ou seja, no momento da revisão tarifária. Os componentes Pd e Q serão especificados “ex-post”, ou seja, em cada reajuste tarifário posterior à atual revisão tarifária, embora a metodologia para seu cálculo seja desde já conhecida.

#### III.4.5.1. Componente de Ganhos de Produtividade da Atividade de Distribuição – Pd

102. 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 produtividade média do setor de distribuição, do crescimento médio do mercado faturado e do número de unidades consumidoras da concessionária entre o atual processo tarifária e o anterior, conforme equação a seguir:

$$Pd(i) := PTF + 0,14 \times (\Delta MWh(i) - \overline{\Delta MWh}) - 0,04 \times (\Delta UC(i) - \overline{\Delta UC}) \quad (20)$$

onde:

*PTF*: Produtividade média do segmento de distribuição, de 1,53% a.a.;

*$\Delta MWh(i)$* : Variação anual média de mercado da concessionária *i*, entre o processo tarifário em processamento e o processo tarifário anterior;;

*$\overline{\Delta MWh}$* : Variação anual média de mercado das distribuidoras, de 4,65% a.a.;

*$\Delta UC(i)$* : Variação anual média do número de unidades consumidoras faturadas da concessionária *i*, entre o processo tarifário em processamento e o processo tarifário anterior;

e

*$\overline{\Delta UC}$*  : Variação anual média do número de unidades consumidoras, de 3,39% a.a..

#### III.4.5.2. Trajetória de Eficiência para os Custos Operacionais – T

103. 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.4.1 deste anexo.

#### III.4.5.3. Componente de Qualidade do Serviço – Q

104. 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.

105. 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.

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

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

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



Pág 47 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

107. 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<sup>11</sup>:

**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
<b>Comerciais</b>					
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
<b>Técnicos</b>					
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Tempo que uma UC ficou sem energia elétrica para certo período	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	Módulo 8 do PRODIST
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Número de vezes que uma UC ficou sem energia elétrica para certo período	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	Módulo 8 do PRODIST

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

### III.5. COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS AO REPOSICIONAMENTO ECONÔMICO

109. 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, 4.2A, 4.3 e 4.4A do PRORET<sup>12</sup>.

<sup>11</sup> 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.

<sup>12</sup> Maiores detalhes a respeito dos componentes financeiros constam dos Submódulos 4.1 a 4.4 do PRORET em <http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>.

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



Pág 48 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

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

**i) Neutralidade dos itens da Parcela A:** O componente financeiro denominado Neutralidade dos itens da Parcela A é resultante das condições definidas pela Lei nº 12.783/2013 e pela Subcláusula Décima Nona da Cláusula Sexta do aditivo contratual aprovado pelo Despacho nº 2.194/2016, os quais estendem a neutralidade dos Encargos Setoriais para toda a Parcela “A”.

- Os itens da Parcela A definidos no Submódulo 2.1 A do PRORET estão sujeitos ao cálculo da Neutralidade, bem como os componentes financeiros relacionados à Parcela A (incluindo-se os Demais Componentes Financeiros, o saldo a compensar CVA bem como o próprio financeiro de neutralidade), à exceção da CVA em Processamento, a qual é neutralizada pelo cálculo do saldo a compensar, conforme disposto na Portaria Interministerial nº 25, de 24/1/2002.
- A Neutralidade da Parcela A é calculada frente à variação de mercado no período de referência, consideradas as diferenças mensais entre os valores faturados de cada item da Parcela A e os respectivos valores contemplados no reajuste ou revisão tarifária anterior.
- Os valores faturados são calculados considerando as tarifas de base econômica, salvo se o cálculo for de Neutralidade de itens financeiros, quando será usada uma tarifa derivada especificamente para este fim.
- A Neutralidade dos itens da Parcela A é subdividida em duas categorias:
  - *Neutralidade dos itens da Parcela A de natureza fixa:* Contempla os Encargos Setoriais, Encargos de Conexão dos Sistemas de Transmissão/Distribuição e os componentes financeiros relacionados à Parcela A.
  - *Neutralidade dos itens da Parcela A de natureza variável:* Custo de Aquisição de Energia, Encargos de Uso dos Sistemas de Transmissão/Distribuição, Transporte de Itaipu e Receitas Irrecuperáveis.
- A metodologia de cálculo da Neutralidade dos itens de Parcela A de natureza fixa bem como dos de natureza variável consta do Submódulo 4.4A do PRORET.

**ii) A Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA.** Compensa os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes/revisões da Parcela A, conforme disposto na Portaria Interministerial nº 25, de 24/1/2002, do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Ministério da Fazenda (MF).

- Os valores da CVA do 5º dia útil anterior à data do reajuste ou revisão tarifária anual são atualizados pela Selic<sup>13</sup>.

<sup>13</sup> Em conformidade com os §§ 2º e 3º do Art. 3º da Portaria Interministerial MF/MME nº 25, de 24 de janeiro de 2002, e os §§ 1º e 2º do Art. 6º da Resolução nº 89, de 18 de fevereiro de 2002, os valores das CVA até o 5º (quinto) dia útil anterior à data do reajuste tarifário são atualizados pela aplicação da menor taxa obtida na comparação entre a taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - SELIC para títulos públicos federais e a projeção de variação indicada no mercado futuro da taxa média de depósitos interfinanceiros

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





Pág 49 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

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

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

*iv) Repasse de Sobrecontratação/exposição involuntária de Energia.* Calculado conforme a metodologia contida no Submódulo 4.3 do PRORET<sup>14</sup>, aprovado pela REN nº 703, de 15 de março de 2016.

*v) Recálculo da Sobrecontratação de Energia:* 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.

*vi) Demais Componentes Financeiros:* Em relação aos Demais Componentes Financeiros elencados no Submódulo 4.4A do PRORET, devem ser verificados os que se aplicam a cada processo tarifário.

#### IV. ADICIONAIS DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS E CCRBT

111. 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.

---

negociados na Bolsa de Mercadorias e Futuros para o prazo de 12 meses, ambos referentes aos 30 dias anteriores à data do reajuste.

<sup>14</sup> [http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2016703\\_Poret\\_Submod\\_4\\_3\\_V0.pdf](http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2016703_Poret_Submod_4_3_V0.pdf)

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



Pág 50 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

112. 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.

113. 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.

114. 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<sup>ENERGIA</sup>, da CVA<sup>ESS/EER</sup> da concessionária e do cálculo do financeiro de Exposição/Sobrecontratação.

## V. SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

115. 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.

116. 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.

## VI. METODOLOGIA PARA O CUMPRIMENTO DE DECISÕES LIMINARES RELATIVAS AO PAGAMENTO DA CDE

117. Desde meados de 2015, uma grande quantidade de agentes do setor elétrico vem ajuizando ações judiciais com o objetivo de desobrigá-los do pagamento de parcelas consideradas controversas no orçamento anual da CDE.

118. Com o aumento substancial de processos judiciais contestando o encargo da CDE, visando uma simplificação operacional benéfica tanto para a ANEEL quanto para as distribuidoras, a Diretoria da ANEEL decidiu por meio da Resolução Homologatória nº 2.083/2016<sup>15</sup>, de 14 de junho de 2016, publicar as tarifas com os efeitos das liminares e a lista de consumidores beneficiados, de

<sup>15</sup> Publicada em 16 de junho de 2016.

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



Pág 51 da Nota Técnica nº 177/2020-SGT/ANEEL, de 10/09/2020.

tal forma que as distribuidoras realizem o faturamento do encargo da CDE considerando as novas tarifas publicadas, com vigência da decisão judicial até quando perdurar os seus efeitos.

119. Ou seja, as distribuidoras recolherão mensalmente à CCEE, atual gestora da Conta CDE, as cotas da CDE fixadas pela ANEEL descontado o efeito mensal das liminares, relativos à mesma competência, e observando a diferenciação entre CDE – USO e CDE – ENERGIA, dando ciência à CCEE sobre as glosas realizadas.

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE POR:

FRANCISCO DE MATTOS FAE, DAVI ANTUNES LIMA, DEVETH LIMA FERREIRA, OTAVIO HENRIQUE GALEAZZI FRANCO

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 8CFA57AB00575D00

