

Nota Técnica nº 75/2021–SGT/ANEEL

Em 20 de abril de 2021

Processo n.º **48500.005023/2020-58**

Assunto: Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à EMS - Energisa Mato Grosso do Sul S/A. e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2021.

I. OBJETIVO

1. Apresentar a análise e o resultado do Reajuste Tarifário Anual - RTA de 2020, a vigorar a partir de 22 de abril de 2021.
2. A presente proposta de reajuste tarifário da EMS foi calculada de acordo com a metodologia que consta dos Submódulos do PRORET, em conformidade com as disposições legais e normativas pertinentes e segundo as regras estabelecidas na Cláusula Sétima do Contrato de Concessão de Distribuição 001/1997 e seus termos aditivos.
3. A síntese dessa metodologia consta do Anexo I desta Nota Técnica. A Seção II apresenta uma descrição dos fatos relativos ao RTA de 2021 da EMS. A Seção III descreve o cálculo do reajuste, compreendendo a Parcela A, a Parcela B e os Componentes Financeiros. A seção IV traz as conclusões.

II. DOS FATOS

4. Em 7 de abril de 2020, foi aprovada o Reajuste Tarifário Anual de 2020 da EMS, conforme Resolução Homologatória – REH nº 2.671/2020, representando uma variação das tarifas homologadas, em média, de 6,90%¹.
5. Em 14 de setembro de 2020, por meio do Memorando nº 199/2019-SGT/ANEEL, a SGT solicitou informações em relação ao processo de reajuste tarifário de 2021 da distribuidora à Superintendência de Regulação de Mercado – SRM.

¹ Conforme consta da Resolução citada, houve suspensão da aplicação das tarifas homologadas entre 8/4/2020 até 30/6/2020, de forma que a efetiva aplicação do reajuste ocorreu a partir de 1/7/2020.

Pág 2 da Nota Técnica nº 75/2021-SGT/ANEEL, de 20/04/2021

6. Em 10 de março de 2021, a SGT realizou reunião virtual com os representantes da distribuidora para discutir a proposta do reajuste tarifário da EMS, sendo apresentados a eles os prazos a serem observados para entrega de informações e documentos.

7. Em 10 de março de 2021, a SGT recebeu o Memorando nº 54/2021-SFF/ANEEL com os valores fiscalizados do saldo da CVA da concessionária e as garantias financeiras a serem considerados no processo tarifário.

8.

9. Em 11 de março de 2021, por meio do Memorando nº 35/2021-SRM/ANEEL, a SRM informou dados sobre contrato bilateral vigente da EMS de compra e venda de energia.

10. Em 23 de março de 2021, na 9ª Reunião Pública Ordinária, a Diretoria da Aneel negou provimento ao pedido de reconsideração interposto pela EMS contra a REH 2.671/2020, que homologou o Reajuste Tarifário Anual de 2020.

11. Em 31 de março de 2021, por meio do Ofício Circular nº 08/2021-SGT/SRD/SFF/ANEEL, solicitou-se informações acerca das receitas previstas no § 3º do Art. 70-A, no § 7º do Art. 88 da REN 414/2010 (Alterada pela REN 714/2016) e § 2º do Art. 9º da REN 376/2009, a serem destinadas à modicidade tarifária.

12. Em 01 de abril de 2021, o Decreto Federal nº 10.665, de 31/03/2021, foi publicado, alterando o Decreto nº 4.550/2002, que regulamenta a comercialização de energia elétrica gerada pela Eletrobras Termonuclear S/A – ELETRONUCLEAR e por Itaipu Binacional, a fim de autorizar, mediante requerimento das distribuidoras de energia elétrica interessadas, o diferimento de pagamentos destinados à Eletrobrás, provenientes do repasse da potência contratada de Itaipu, no limite do saldo da Conta de Comercialização de Energia Elétrica de Itaipu e dos respectivos excedentes financeiros extraordinários realizados e projetados para o período do diferimento.

13. Em 06 de abril de 2021, a Diretoria Colegiada da Aneel decidiu prorrogar a vigência das tarifas da EMS, definidas pela Resolução Homologatória nº 2.672, de 7 de abril de 2020².

14. Em 06 de abril de 2021, por meio do Ofício Circular nº 09/2021-SGT/SFF/ANEEL, solicitou-se à distribuidora os valores faturados de Ultrapassagem de Demanda – UD e Excedente de Reativos – ER, visando a antecipação de sua reversão para as tarifas no presente reajuste tarifário.

15. Em 16 de abril de 2021, a EMS, por meio da Carta Energisa/DREG nº 003/2021, solicitou o diferimento correspondente ao saldo da Conta Comercialização da Energia Elétrica de Itaipu, como também a utilização dos recursos faturados de UDER informado e um diferimento de Parcela B.

² As tarifas da distribuidora foram prorrogadas pela Resolução Homologatória nº 2.829, de 06/04/2021.

Pág 3 da Nota Técnica nº 75/2021-SGT/ANEEL, de 20/04/2021

16. Em 16 de abril de 2021, a SGT encaminhou ao Conselho de Consumidores versões finais das planilhas de cálculo relativos a esse reajuste tarifário anual, conforme dispõe a Resolução Normativa - REN nº 652, de 17 de março de 2015.

17. Em 16 de abril de 2021, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Administração e Finanças - SAF, a EMS encontra-se adimplente com suas obrigações intrassetoriais, o que possibilita o reajuste de seus níveis de tarifas, haja vista o disposto no art. 10 da Lei nº 8.631, de 04 de março de 1993, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

18. Em 19 de abril de 2021, via e-mail, o Ministério de Minas e Energia – MME informa a existência de excedentes financeiros da ordem de US\$ 100 milhões (previstos para os próximos 8 meses), relativo a sobras orçamentárias da Usina de Itaipu, nos termos do Decreto 10.665, de 31 de março de 2021, a fim de serem utilizados na redução dos pagamentos pelas distribuidoras e utilizados para modicidade tarifária.

19. Em 20 de abril de 2021, a EMS, por meio da Carta Energisa/DREG nº 004/2021, solicitou, considerando a antecipação do MME, o diferimento correspondente ao saldo da Conta Comercialização da Energia Elétrica de Itaipu e também a utilização de diferimento da previsão do risco hidrológico.

20. Em 20 de abril de 2021, a SGT encaminhou novamente ao Conselho de Consumidores a versão final da planilha de cálculo do reajuste tarifário anual, conforme dispõe a Resolução Normativa - REN nº 652, de 17 de março de 2015.

III. ANÁLISE

A. Metodologia Aplicada

21. O objetivo do reajuste tarifário é manter o equilíbrio econômico-financeiro estabelecido nas revisões tarifárias, de acordo com fórmula prevista no contrato de concessão das distribuidoras. Resumidamente, para aplicação da fórmula de reajuste, são repassadas as variações dos custos de Parcela A, sendo os custos referentes à Parcela B corrigida pelo índice de inflação constante no contrato de concessão, deduzido o Fator X. Os detalhes das metodologias aplicadas nos processos de reajuste tarifário estão descritos no Anexo I desta Nota Técnica.

B. Período de Referência

22. O período de referência para o cálculo do reajuste anual da EMS é de abril/2020 a março/2021.

C. Receita Verificada

23. No cálculo da Receita de Verificada foram considerados os dados de mercado informados pela concessionária no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP e as tarifas de base econômica homologadas no processo de reajuste tarifário homologado em 2020.

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

Tabela 1. Receita Verificada

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	4.444.061	2.540.352.256
A2 (88 a 138 kV)	5.057	2.673.681
A3 (69 kV)	17.751	7.491.126
A3a (30 kV a 44 kV)	200.607	101.261.678
A4 (2,3 kV a 25 kV)	738.988	391.139.075
BT (menor que 2,3 kV)	3.481.658	2.037.786.696
Demais Livres	1.273.866	229.285.368
Distribuição	23.638	3.149.393
Geração	-	52.033.904
Total	5.741.565	2.824.820.920

D. PARCELA A

25. O Valor da Parcela A é calculado considerando-se o Mercado de Referência e as condições vigentes na data do reajuste tarifário. Compreende os custos com aquisição de energia elétrica (CE), os custos com conexão e uso dos sistemas de distribuição e/ou transmissão (CT), os custos com Encargos Setoriais (ES), conforme detalhado no Anexo I da presente Nota Técnica.

1. Encargos Setoriais (ES)

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

27. Os encargos setoriais considerados neste reajuste, bem como os dispositivos legais associados estão demonstrados na tabela abaixo:

Tabela 2. Encargos Setoriais

Encargos Setoriais	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	4.879.615	6.329.137	Submódulo 5.5 do PRORET
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	280.951.567	420.692.189	AP 072/2020
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	50.999.375	48.451.266	Desp 3.690/2020
PROINFA	38.933.206	50.305.195	ReH 2.815/2020
P&D e Eficiência Energética	26.765.817	28.011.400	Res. Normativa nº 316/2008
Contribuição ONS	99.005	117.353	Contribuição 2020
Total de Encargos Tarifários	402.628.584	553.906.540	

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

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

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

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

Descrição	Valor (R\$)
Rede Básica	144.492.936
Rede Básica Fronteira	42.967.371
Rede Básica ONS (A2)	2.039.576
MUST Itaipu	20.380.710
Transporte de Itaipu	27.510.164
Conexão	70.095.611
Uso do sistema de distribuição	9.006.429
Total	316.492.797

3. Custos com Aquisição de Energia Elétrica (CE)

a. Energia requerida e perdas regulatórias

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

31. A tabela abaixo apresenta os valores de perdas utilizados no atual reajuste tarifário da EMS, ressaltando-se que os percentuais de perdas técnicas e não-técnicas utilizados estão conforme os valores determinados na Revisão Tarifária Periódica de 2018, homologada por meio da ReH nº 2.380/2018.

Tabela 5. Perdas na Rede Básica, Técnicas e Não Técnicas

Perdas	DRA	DRP	Referência
Não Técnica (s/ Baixa Tensão)	5,99%	5,99%	REH 2.380/2018
Técnica (s/ merc. injetado)	9,80%	9,80%	REH 2.380/2018
Rede Básica (s/ merc. Injetado)	1,32%	1,33%	CCEE (últimos 12 meses)
Mercado Baixa Tensão (MWh)	3.481.658	3.481.658	SAMP

32. A Tabela a seguir demonstra os requisitos de energia elétrica da EMS para atendimento ao seu mercado de referência apurado, obtidos pela soma das perdas regulatórias com o mercado de venda da concessionária.

Tabela 6. Energia Requerida (MWh)

Descrição	DRA (MWh)	DRP (MWh)
Mercado Total	4.444.061	4.444.061
Fornecimento	4.444.061	4.444.061
Consumidores Livres	1.297.504	1.297.504
Perdas Totais	925.525	930.941
Perdas Rede Básica	70.034	70.555
Perdas na Distribuição	855.491	860.386
Perda Não Técnica	208.716	208.716
Perda Técnica	646.775	651.670
Energia Requerida	5.369.586	5.375.002

b. Valoração da compra de energia

33. 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.

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

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

Tipo de Contrato	Dado Utilizado	Dispositivo Legal
Bilaterais	Preços e montantes	Memo. nº 35/2021-SRM/ANEEL
Itaipu	Tarifa de repasse de potência	REH 2.812/2020
Cota Angra I/Angra II	Receita Fixa e Tarifa de repasse	REH 2.805/2020
Cotas Lei nº 12.783/2013	Receitas Anuais de Geração	REH 2.746/2020
Cota PROINFA	Montante e preço da cota	REH 2.815/2020
CCEARs	Montante	CCEE
CCEARs (exceto térmicas)	Preços	Resultado dos leilões atualizado
CCEARs térmicas	Preços	Previsão SGT

35. A tabela a seguir demonstra os contratos de compra de energia elétrica, e os seus respectivos montantes e despesas, já computadas as variações decorrentes³ das sobras/déficits nos montantes de energia adquirida.

³ Usada a melhor previsão.

Tabela 7. Custo com Compra de Energia

Contratos	Contratado (MWh)	Considerado (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
Bilateral	347.550	340.112	257,58	87.605.042
AMBIENTE REGULADO - CCEAR	2.594.863	2.539.327	253,99	644.957.780
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	1.667.971	1.632.273	283,71	463.090.601
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	575.438	563.123	229,48	129.227.114
Madeira e Belo Monte	351.454	343.932	153,05	52.640.066
Energia Base	2.547.683	2.495.563	211,84	528.653.783
Cota Angra I/Angra II	181.995	178.100	249,64	44.460.951
Cotas Lei n.º 12783/2013	1.298.738	1.270.942	114,73	145.810.628
Itaipu (tirando as perdas)	954.513	934.085	362,26	338.382.204
PROINFA	112.436	112.436	-	-
Total	5.142.546	5.375.002	234,64	1.261.216.606

E. PARCELA B

36. O cálculo da Parcela B é efetuado considerando a diferença entre a Receita Verificada e os custos de Parcela A na Data de Referência Anterior (DRA), esse saldo é corrigido pelo indicador oficial de inflação, IGP-M, conforme estabelecido no Contrato de Concessão, e pelo Fator X. A tabela abaixo demonstra o cálculo da Parcela B e respectivos parâmetros associados:

Tabela 9. Cálculo da Parcela B

Descrição	Valores	Referência
(1) Parcela B - DRA (R\$)	1.018.006.472	TUSD aplicada ao Mercado
(2) IGP-M	31,10%	SGT/ANEEL
(3) Fator X	-0,40%	
(3.1) Componente Pd do Fator X	0,84%	REH 2.380/2018
(3.2) Componente T do Fator X	-1,47%	REH 2.525/2019
(3.3) Componente Q do Fator X	-0,25%	PRORET 2.5 A
Parcela B - DRP (R\$) = [(1)*((2)-(3))]	1.338.673.092	

F. Componentes Tarifários Financeiros

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

38. A tabela seguinte consolida os valores considerados como componentes financeiros nesta revisão da EMS.

Tabela 16. Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	176.084.538	6,20%
CVA em processamento -Transporte	52.040.349	1,83%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	6.351.201	0,22%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	7.082.708	0,25%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	4.136.238	0,15%
Sobrecontratação/exposição de energia	(10.624.297)	-0,37%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	492.526	0,02%
Previsão de Risco Hidrológico	(1.976.440)	-0,07%
Parcela B - Diferimento	(40.350.000)	-1,42%
Decreto 10.665/2021	(41.667.444)	-1,47%
Ajuste CUSD	1.033.619	0,04%
Repasse de compensação DIC/FIC	(31.886)	0,00%
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR	100.548	0,00%
Reperfilamento de custos de transportes	(48.199.300)	-1,70%
Antecipação da reversão dos créditos de UDER	(63.816.315)	-2,25%
Reversão de créditos de rescisão contratual e migração de consumidores	(840.599)	-0,03%
Reversão Conta-Covid (com ajuste postergação)	(261.846.885)	-9,23%
Diferimento Previsão Risco Hidrológico	(7.400.000)	-0,26%
Total	(229.431.438)	-8,08%

G. Análise da Revisão Tarifária Periódica

1. Resultados

39. A Revisão Tarifária da EMS conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 8,90%, sendo de 10,69%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 8,27%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

Tabela 17. Efeito médio ao consumidor

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	10,69%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	8,27%
Efeito Médio AT+BT	8,90%

40. O efeito médio nas tarifas de 8,90% decorre: (i) do reposicionamento dos itens de custos de Parcela A e B, que contribui para o efeito médio em 22,85%, 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 neste processo tarifário para compensação nos 12 meses subsequentes, com efeito de -8,08%; 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 -5,86%.

41. A diferença de efeitos entres os grupos de consumo se deve à variação dos itens de custos que compõem a tarifa, em especial: (i) o aumento dos custos de transmissão e distribuição,

que tem impacto mais significativos nos consumidores de alta tensão e; (ii) o aumento do encargo CDE USO, em relação ao processo tarifário passado, que tem participação percentual mais elevada nos consumidores livres conectados em alta tensão.

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

Tabela 18. Resumo do Reajuste

	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Variação	Participação no Reajuste	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	1.806.814.448	2.131.615.943	18,0%	11,50%	61,4%
Encargos Setoriais	402.628.584	553.906.540	37,6%	5,36%	16,0%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	4.879.615	6.329.137	29,7%	0,05%	0,2%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	280.951.567	302.761.784	7,8%	0,77%	8,7%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TUSD)	-	48.495.710	0,0%	1,72%	1,4%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TE)	0	69.434.694	0,0%	2,46%	2,0%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	50.999.375	48.451.266	-5,0%	-0,09%	1,4%
PROINFA	38.933.206	50.305.195	29,2%	0,40%	1,4%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	26.765.817	28.011.400	4,7%	0,04%	0,8%
ONS	99.005	117.353	18,5%	0,00%	0,0%
Custos de Transmissão	235.610.075	316.492.797	34,3%	2,86%	9,1%
Rede Básica	96.577.602	144.492.936	49,6%	1,70%	4,2%
Rede Básica Fronteira	38.631.150	42.967.371	11,2%	0,15%	1,2%
Rede Básica ONS (A2)	1.829.604	2.039.576	11,5%	0,01%	0,1%
MUST Itaipu	14.646.874	20.380.710	39,1%	0,20%	0,6%
Transporte de Itaipu	22.334.420	27.510.164	23,2%	0,18%	0,8%
Conexão	54.047.125	70.095.611	29,7%	0,57%	2,0%
Uso do sistema de distribuição e CCD	7.543.300	9.006.429	19,4%	0,05%	0,3%
Custos de Aquisição de Energia	1.168.575.790	1.261.216.606	7,9%	3,28%	36,3%
PARCELA B	1.018.006.472	1.338.673.092	31,5%	11,35%	38,6%
IRT	2.824.820.920	3.470.289.035		22,85%	100%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual	-	229.431.438		-8,08%	
CVA em processamento - Energia		176.084.538		6,20%	
CVA em processamento -Transporte		52.040.349		1,83%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		6.351.201		0,22%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		7.082.708		0,25%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		4.136.238		0,15%	
Sobrecontratação/exposição de energia		(10.624.297)		-0,37%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		492.526		0,02%	
Previsão de Risco Hidrológico		(1.976.440)		-0,07%	
Parcela B - Diferimento		(40.350.000)		-1,42%	
Decreto 10.665/2021		(41.667.444)		-1,47%	
Ajuste CUSD		1.033.619		0,04%	
Repasse de compensação DIC/FIC		(31.886)		0,00%	
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR		100.548		0,00%	
Reperfilamento de custos de transportes		(48.199.300)		-1,70%	
Antecipação da reversão dos créditos de UDER		(63.816.315)		-2,25%	
Reversão de créditos de rescisão contratual e migração de consumidores (RI)		(840.599)		-0,03%	
Reversão Conta-Covid (com ajuste postergação)		(261.846.885)		-9,23%	
Diferimento Previsão Risco Hidrológico		(7.400.000)		-0,26%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				-5,86%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				8,90%	

43. A Parcela A variou 18,0% em relação ao processo tarifário anterior, impactando o efeito médio em 11,50%.

44. Os encargos setoriais impactaram o efeito em 5,36%. Ressalta-se que a partir de 2021, por meio da CDE, iniciou o pagamento do empréstimo destinado a receber os recursos de operação financeira para alívio do caixa das distribuidoras em 2020, denominado CDE - CONTA COVID, conforme disposto no Decreto nº 10.350/2020, as parcelas de CDE Conta Covid alocada na TE e na TUSD impactaram respectivamente 1,72% e 2,46%.

45. Os custos de transmissão contribuíram para um efeito médio de 2,86%. Sobre esse item, destaca-se a publicação das Resoluções Homologatórias nº 2.725 e 2.726, ambas de julho de 2020, as quais aprovaram, respectivamente, as novas Receitas Anuais Permitidas das concessionárias de transmissão e as novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão.

46. Já os custos de compra de energia impactaram o efeito em 3,28%, destacando-se o aumento do custo da energia proveniente de Itaipu (impacto de 1,78%), decorrente da variação cambial (indexado em dólar). O gráfico abaixo demonstra os impactos das diferentes modalidades de contratação e a tabela apresenta o detalhamento da variação na compra de energia entre a o último processo tarifário e o atual:

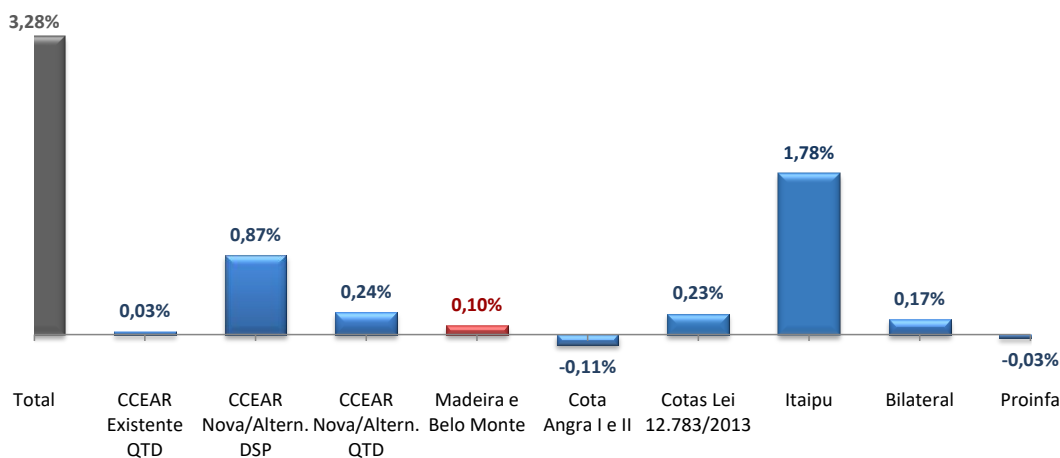


Gráfico 3. Efeito por modalidade de aquisição de energia

Tabela 19. Detalhamento da compra de energia

Tipo de contrato	Processo Anterior	Processo Atual	Variação	Processo Anterior	Processo Atual	Variação
Existente - CCEAR-DSP	-	-	-	-	-	-
Existente - CCEAR-QTD	34.482	-	-100,0%	188,85	-	-100,0%
Nova e Alternativa - CCEAR-DSP	1.640.653	1.667.971	1,7%	269,63	283,71	5,2%
Nova e Alternativa - CCEAR-QTD	573.751	575.438	0,3%	217,44	229,48	5,5%
Madeira e Belo Monte	351.454	351.454	0,0%	144,82	153,05	5,7%
Cota Angra I e Angra II	174.465	181.995	4,3%	269,75	249,64	-7,5%
Cotas Lei n.º 12.783/2013	1.275.134	1.298.738	1,9%	107,78	114,73	6,4%
Itaipu	947.131	954.513	0,8%	309,27	362,26	17,1%
Bilateral	402.746	347.550	-13,7%	240,37	257,58	7,2%
Proinfa	107.804	112.436	4,3%	-	-	-
Sobra (-) / Exposição (+)	(138.034)	(115.093)	-16,6%	218,64	239,66	9,6%
TOTAL	5.369.586	5.375.002	0,1%	217,63	234,64	7,8%

47. A Parcela B impactou o reajuste em 11,35%, uma vez que é atualizada pela variação acumulada, entre abril de 2020 e março de 2021 do IGP-M (de 31,10%), subtraída do Fator X (de -0,40%), o que totaliza uma variação de 31,50% em relação aos valores existentes nas tarifas.

48. Os componentes financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, contribuíram com o efeito de -8,08% na atual revisão da EMS.

49. A CVA em Processamento – Energia apresentou efeito de 6,20%, especialmente impactada por Itaipu, devido à desvalorização cambial, além do risco hidrológico associado aos CCGF⁴ e as Usinas Repactuadas⁵.

50. Destaca-se também com valor positivo a CVA em Processamento – Transporte, com efeito de 1,83%, valor decorrente da grande diferença entre as Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) considerados para cobertura no processo tarifário de 2020 e as TUST efetivamente pagas, conforme estabelecido na Resolução Homologatória nº 2.726, de julho de 2020.

51. Além disso, diante da conjuntura socioeconômica adversa num cenário de pandemia da COVID, com indicadores inflacionários atingindo patamares elevados, intensa desvalorização do real frente ao dólar, aliadas a condições desfavoráveis para geração hídrica verificadas em 2021 e um cenário de redução de consumo, foram incluídos alguns mecanismos de Mitigação dos Efeitos Tarifários, desenvolvidos pela ANEEL e pelo Poder Concedente, em conjunto com as demais entidades setoriais e em diálogo com as empresas e associações, que estão detalhados abaixo.

a) Reversão dos Recursos da Conta-Covid. Trata-se da reversão dos recursos de operação financeira para alívio do caixa das distribuidoras de energia, denominado Conta-Covid, e transferidos à concessionária. Os montantes se referem à totalidade dos valores recebidos pela distribuidora da CONTA-COVID, devidamente atualizados pela SELIC, e correspondem aos itens previstos nos §1º e §2º do Art. 5º da REN 885/2020, no valor de aproximadamente R\$ 261,8 milhões⁶, contribuindo com uma redução tarifária de -9,23%.

b) Reperfilamento de custos de Rede Básica Sistema Existente – RBSE. Componente financeiro associado às instalações de transmissão existentes em 31 de dezembro de 2000. O Parecer da Procuradoria nº 00347/2020/PFANEEL/PGF/AGU (SIC 48516.002928/2020-00), de 18/11/2020, concluiu que: “A remuneração ou juros pelo capital não recebido no período de janeiro de 2013 a junho de 2017 – remuneração do custo de capital – deve ser atualizada pela taxa referente ao custo de capital próprio tratada nos arts. 1º, §3º, da Portaria MME 120/2016 e 4º, §3º, da REN 762/2017, até 1º de julho de 2020, data do “efetivo pagamento”, sendo incorporada à RAP das transmissoras a partir do processo de 1º de julho de 2020 (ciclo 2020-2021), pelo prazo de oito anos.”

Considerando que durante os ciclos de 2017/2018 a 2019/2020 os pagamentos associados não continham a remuneração nos termos da Portaria nº 120, de 2016, em razão de liminar judicial, foi

⁴ Contratos de Cotas de Garantia Física, associados à energia produzida pelas usinas cotistas, abarcadas pela Lei nº12.783/2013, de 11 de janeiro de 2013.

⁵ Usinas que aderiram à repactuação preconizada na Lei nº13.203/2015, de 8 de dezembro de 2015

⁶ Já considerando o ajuste dos valores aplicados da postergação das tarifas, entre 08/04/2020 e 30/06/2021.

calculado o saldo devedor desse componente, constituído pelo custo de capital remunerado à taxa de custo de capital próprio até a data do efetivo pagamento (01/07/2020), descontado dos valores pagos trazidos a valor presente pela mesma métrica de constituição da dívida. E em razão da pressão tarifária a que o setor elétrico está sendo acometido, decorrente da pandemia de COVID-19, optou-se pela alternativa do “reperfilamento” desses pagamentos no prazo de 8 anos e de forma gradativa, assegurado o valor presente líquido da operação. Nessa alternativa, avaliou-se o comportamento previsto do componente econômico, cuja Base de Remuneração Regulatória – BRR naturalmente incorrerá em baixas e depreciações, de modo a acomodar o custo total relativo a essas instalações. Esse tratamento será deliberado no âmbito dos recursos administrativos interpostos pelas concessionárias de transmissão prorrogadas, nos termos da Lei nº 12.783, de 2013, contra as Resoluções Homologatórias – REH nº 2.706 a nº 2.717, ambas de 30/06/2020, que homologaram o resultado da Revisão Periódica da Receita Anual Permitida – RPR de 2018, conforme processos listados na Tabela abaixo.

Tabela 20 – Contratos de Concessão Prorrogados nos termos da Lei nº 12.783, de 2013.

Concessionária	Contrato de Concessão	Processo de Revisão (SIC)
CEEE-GT	055/2001	48500.000753/2019-29
CELG G&T	063/2001	48500.000752/2019-84
CEMIG-GT	006/1997	48500.000751/2019-30
CHESF	061/2001	48500.000750/2019-95
COPEL-GT	060/2001	48500.000749/2019-61
CTEEP	059/2001	48500.000748/2019-16
ELETRONORTE	058/2001	48500.000747/2019-71
ELETROSUL	057/2001	48500.000746/2019-27
FURNAS	062/2001	48500.000745/2019-82

Dessa forma, a partir desse cálculo associado às estimativas de receitas previstas para o ciclo 2021/2022 e ao mercado previsto nas bases de dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, calculou-se as Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão de Rede Básica – TUST-RB e de Fronteira – TUST-FR, bem como os encargos de conexão associados. Essas tarifas e custos se mostram inferiores aos valores atualmente vigentes, e representarão um alívio tarifário a partir de julho de 2021, quando serão efetivamente aplicadas. Entretanto, optou-se, de forma excepcional, por antecipar o benefício dessa redução prevista dos custos de transmissão às distribuidoras com data de aniversário contratual no primeiro semestre, que no caso da EMS totalizou R\$ 48,2 milhões, que seria equivalente ao montante de redução dos custos de transmissão a partir de julho de 2021, cujo efeito foi de -1,70%.

c) Financeiro Extraordinário de Reversão de Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos – UDER. Conforme previsto no item 3.4 do Submódulo 2.1 do PRORET, os valores de Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos (UDER), para as empresas que ainda não assinaram o aditivo contratual, devem ser contabilizados e considerados como redutor da Parcela B, a partir da segunda revisão tarifária posterior ao 3CRTP. No entanto, excepcionalmente, este reajuste tarifário está considerando a antecipação da reversão dos respectivos recursos faturados entre a última revisão tarifária e competência mais recente disponível. Os valores foram declarados pela distribuidora, em resposta ao Ofício Circular nº 9/2021-SGT/SFF/ANEEL, totalizando R\$ 63,8 milhões, cujo efeito foi de -2,25%. Na próxima revisão tarifária da concessionária, momento em que ocorrerá a fiscalização desses valores, será feito o acerto entre os valores de UD e ER contabilizados no ciclo tarifário, na forma do Submódulo 2.1 do PRORET, e aqueles revertidos neste reajuste, garantido à concessionária o pagamento de um spread de 2,8% a.a. aplicado ao montante antecipado.

d) Reversão de Receitas para a Modicidade Tarifária (REN nº 414/2010 e 379/2009). Esses valores estão associados às RENs nº 414/2010 e nº 379/2009, sendo oriundos de recursos recebidos pelas distribuidoras de: (i) encerramentos contratuais antecipados, entre distribuidora e seus consumidores, previstas no §3º Art. 70-A da REN nº 414/2010; (ii) créditos que não puderam ser devolvidos aos consumidores no faturamento final, previstos no §7 do Art. 88 da REN nº 414/2010 e (iii) multas aplicadas a consumidores livres, em função da rescisão, antes da data de fornecimento, do Contratos de Compra de Energia Regulada – CCER, conforme Art. 9 da REN 379/2009. Em resposta ao Ofício Circular nº 08/2021, a concessionária informou que os valores, contabilizados até dezembro/2020, de R\$ 840,6 mil, que serão ainda serão fiscalização pela ANEEL, cabendo eventual adequação nos próximos processos tarifários.

e) Diferimento de Saldo de Itaipu - Efeito Decreto 10.665/2021. O Decreto Federal nº 10.665, de 31/03/2021 possibilitou, mediante prévio requerimento da distribuidora, o diferimento de pagamentos destinados à Eletrobrás, provenientes do repasse da potência contratada de Itaipu, no limite do saldo da Conta de Comercialização de Energia Elétrica de Itaipu e dos respectivos excedentes financeiros extraordinários realizados e projetados para o período do diferimento. Por intermédio da Carta CTA-DFFO – 0889/2021⁷, a Eletrobrás informou que, de acordo com o Fluxo da Conta de Comercialização de Energia Elétrica de Itaipu, findo em 31/12/2020, o resultado da Conta de Comercialização de Energia Elétrica de Itaipu, após a inadimplência, é de R\$ 978.000.890,10. Por meio da Carta Energisa/DREG nº 04/2021, a EMS formalizou o interesse em diferir os pagamentos à Eletrobrás provenientes do repasse da potência contratada de Itaipu, nos termos do Artigo 2º do Decreto nº 10.665/2021. Observando o Saldo da Conta de Comercialização de Itaipu informado pela Eletrobrás e a necessidade de redução tarifária individual das distribuidoras, os recursos alocados alcançam a monta de R\$ 40,66 milhões, cuja aplicação resultou em uma atenuação tarifária de 1,47%. Ressalta-se que a SGT está instruindo o processo nº 48500.001671/2021-16, por meio do qual detalhará o cálculo e os critérios de alocação do repasse do saldo da Conta de Comercialização de Itaipu para a modicidade tarifária, bem como o processamento dos diferimentos dos pagamentos à Eletrobrás.

f) Diferimento de Parcela B. Conforme a Carta Energisa/DREG nº 03/2021, a EMS propôs também um diferimento de R\$ 40.350.000, da Parcela B, cujo impacto representa -1,42%. Esse valor será revertido à no processo tarifário subsequente, devidamente atualizado pelo IPCA.

g) Diferimento risco hidrológico. Conforme a Carta Energisa/DREG nº 04/2021, a EMS propôs também um diferimento de R\$ 7.400.000 da previsão do Risco Hidrológico, cujo impacto representa -0,26%.

52. O Anexo II desta Nota Técnica contém o relatório completo de apuração do Saldo da CVA em Processamento e dos Resultados do Mercado de Curto Prazo considerados neste processo tarifário.

V. SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

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

⁷ SIC 48513.009692/2021-00

Tabela 21. Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE

Tipo	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	(77.134)	6.154.173	6.077.039
Subsídio Geração Fonte Incentivada	162.550	2.021.756	2.184.306
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	35.873	485.200	521.073
Subsídio Rural	(33.350)	3.374.026	3.340.675
Subsídio Irrigante/Aquicultor	177.183	527.258	704.441
Total	265.122	12.562.413	12.827.535

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

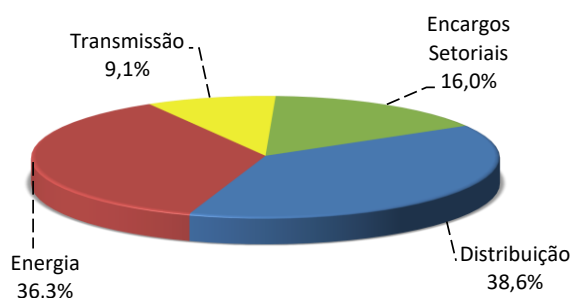


Gráfico 2. Composição da receita sem tributos

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

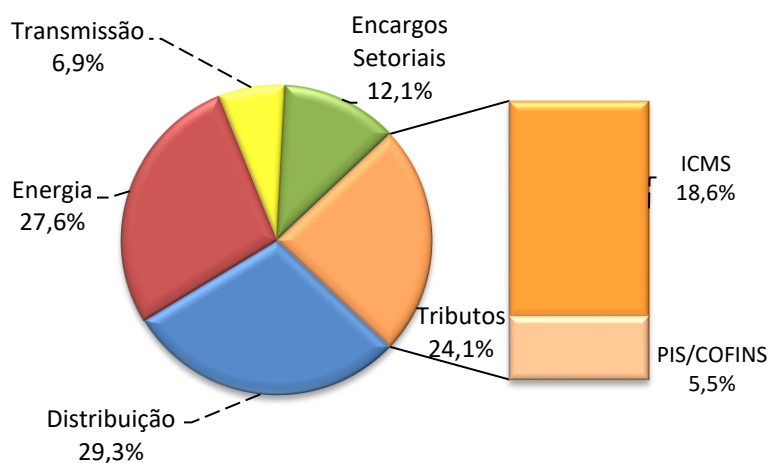


Gráfico 3. Composição da receita com tributos

VI. DO FUNDAMENTO LEGAL

56. 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 001/1997.

VII. CONCLUSÃO

57. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº 001/1997, no que consta do Processo nº 48500.005023/2020-58 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

- a) pela aprovação do resultado da quinta revisão tarifária periódica da **EMS**, a vigorar a partir de 22 de abril de 2021, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de **8,90%**, sendo de **10,69%**, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de **8,27%**, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão;
- b) pela fixação as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD e as Energia Elétrica – TE aplicáveis aos consumidores e aos usuários da concessionária;
- c) pelo estabelecimento do valor da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como Demais Instalações de Transmissão – DIT – de uso exclusivo;

Pág 16 da Nota Técnica nº 75/2021-SGT/ANEEL, de 20/04/2021

d) pela homologação do valor mensal a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à distribuidora para custeio dos subsídios retirados da estrutura tarifária.

LUIS CARLOS CARRAZZA
Especialista em Regulação

ANDREY VINÍCIUS ALTOÉ
Especialista em Regulação

OTÁVIO HENRIQUE GALEAZZI FRANCO
Especialista em Regulação

De acordo

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Gestão Tarifária

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 – PRORET⁸, os quais têm caráter normativo e consolidam a regulamentação acerca dos processos tarifários. Os cálculos realizados correspondem ao fiel cumprimento das disposições estabelecidas no Contrato de Concessão da concessionária e na legislação setorial vigente.
3. Os Submódulos do PRORET aplicáveis ao processo de RTP de concessionárias de distribuição com as características indicadas nos parágrafos acima estão listados a seguir:

Submódulo	Tema	Versão	Vigência
Módulo 2 – Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica			
2.1 A	Procedimentos Gerais	2.0	18/03/2020
2.2 A	Custos Operacionais e Receitas Irrecuperáveis	2.0	13/03/2018
2.3	Base de Remuneração Regulatória	2.0	23/11/2015
2.4	Custo de Capital	4.1	20/04/2020
2.5 A	Fator X	2.0	19/03/2020
2.6	Perdas de Energia	2.0	06/05/2015
2.7 A	Outras Receitas	1.1	05/07/2018
2.8	Geração Própria de Energia	1.1	24/12/2014
Módulo 3 – Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica			
3.2 A	Custos de Aquisição de Energia	1.1	25/01/2018
3.3 A	Custos de Transmissão	1.0	24/02/2017
3.4 A	Encargos Setoriais	1.0	24/02/2017
Módulo 4 – Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição			
4.1	Conceitos Gerais	1.0	28/03/2016
4.2 A	CVA	1.0	24/02/2017
4.3	Sobrecontratação de Energia	1.0	28/03/2016
4.4 A	Demais Componentes Financeiros	1.3	27/05/2019
Módulo 5. Encargos setoriais			
5.1	Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC	1.0	22/12/2017
5.2	Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	1.1	28/06/2018
5.3	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA	1.0	29/11/2012
5.5	Taxa de fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE	1.1	31/05/2016
5.6	Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e eficiência Energética – EE	1.1	23/10/2018
Módulo 6 – Demais Procedimentos			
6.1	Limites de Repasses de Compras de Energia	1.0	28/03/2016
6.2	Itaipu	1.0	01/06/2017
6.3	Encargos de conexão A1	1.0	18/04/2012

⁸ O PRORET pode ser acessado em: <http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>.

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

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

II. SÍNTESE DA METODOLOGIA APLICADA

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

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

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

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

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

onde:

RT: Reposicionamento Tarifário Médio (%);

RR: Receita Requerida; e

RV: Receita Verificada.

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

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

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

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

onde:

RR: Receita requerida;

VPA: Valor da Parcela A;

VPB: Valor da Parcela B;

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

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

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

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

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

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

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

onde:

CAOM: Custo de Administração, Operação e Manutenção;

CAA: Custo Anual dos Ativos;

P_m: Fator de Ajuste de Mercado;

MIQ: Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade;

OR: Outras Receitas;

UD: Receita obtida com Ultrapassagem de Demanda e

ER: Receita obtida com Excedente Reativo

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

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

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

onde:

CAA: Custo Anual dos Ativos;

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

QRR: Quota de Reintegração Regulatória (depreciação); e

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

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

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

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.

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

III. PROCESSAMENTO DA REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

A. Definição do Período de Referência

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

B. Cômputo da Receita Anual

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

C. Cômputo da Parcela A

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

24. 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.

1. Encargos Setoriais

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

a. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

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

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

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

i) quota anual de **CDE Uso**, homologada pela REH 2.358, de 19/12/2017. Essa cota é paga por todos os agentes que atendem consumidores finais cativos e livres no Sistema Interligado Nacional - SIN, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica. Essa quota é destinada ao custeio dos objetivos da CDE, previstos em seu orçamento anual, definido pelo Poder Executivo, conforme previsto nos §§ 2º e 3º do art. 13 da Lei nº 10.438, de 2002, com redação dada pela Lei nº 12.783, de 2013.

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

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

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

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

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

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

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

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

31. Previstos no Decreto nº 5.163, de 30/7/2004 e Decreto nº 6.353, de 16/1/2008, respectivamente. O ESS tem como finalidade destinar recursos à cobertura dos custos dos serviços do SIN, compreende, entre outros: custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito; a reserva de potência operativa para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma; a reserva de capacidade superior aos valores de referência

estabelecidos para cada gerador, necessária para a operação do sistema de transmissão; e a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas. O EER representa todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva, entendida como aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN.

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

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

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

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

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

a. Custo de Rede Básica

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

36. Para o cálculo dos encargos de Rede Básica Nodal e Fronteira, os MUSTs (Montantes de Uso do Sistema de Transmissão) são obtidos no CUST - Contrato de Uso do Sistema de Transmissão, celebrado entre o ONS, as concessionárias de transmissão e a distribuidora,

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

b. Custo de Conexão

37. 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.

38. 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.

39. 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.

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

c. Transporte da Energia Elétrica proveniente de Itaipu Binacional

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

d. Custo do Uso de Sistemas de Distribuição

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

3. Compra de Energia

43. 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.

44. 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”.

45. 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.

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

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

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

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

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

v) **Cotas de Angra I e II**: refere-se à energia comercializada pelas centrais geradoras

Angra I e Angra II com as concessionárias de distribuição de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN adquirentes das suas respectivas cotas-partes; conforme disposto no art. 11 Lei nº 12.111, de 9/12/2009;

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

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

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

ix) **Suprimento**: refere-se à energia comercializada entre distribuidoras/permissionária com mercado inferior a 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;

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

a. Perdas Elétricas e Energia Requerida

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

48. 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.

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

b. Perdas Técnicas

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

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

c. Perdas Não-Técnicas

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

53. 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.

54. 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.

55. 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.

56. O ponto de partida para o referencial regulatório de perdas não técnicas é definido, regra geral, pelo menor valor entre a meta definida no ciclo anterior e a média histórica dos últimos 4 anos civis alcançada pela distribuidora, considerando eventuais ajustes e exceções previstas no Submódulo 2.6 do PRORET, se for o caso. A meta para o final do ciclo, por sua vez, considera o desempenho de distribuidoras que atuem em áreas tão ou mais complexas sob o ponto de vista do combate às perdas não técnicas, e que tenham desempenho melhores. Caso a concessionária em processo de revisão possua patamares reais de perdas não técnicas superiores aos considerados adequados pela ANEEL, o nível médio de perdas não técnicas das empresas benchmarks passa a ser referencial para a definição da meta, que deve observar a velocidade potencial de redução.

d. Valoração da Compra de Energia

57. 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.

58. 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.

59. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para revenda, elabora-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits⁹ considerando o período de referência em questão.

60. 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.

61. 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.

4. Receitas Irrecuperáveis

62. 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

⁹ 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.

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;

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;

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

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

D. Cômputo da Parcela B

1. Custos Operacionais

63. 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.

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

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

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

67. Regra geral, se o valor contido na tarifa de custos operacionais for maior que o limite superior do intervalo estabelecido, o valor de custos operacionais reconhecido na revisão e o Fator T são calculados de forma a estabelecer uma trajetória de redução da Parcela B ao longo do ciclo até alcançar o limite superior. Caso o valor contido na tarifa seja menor que o limite inferior do intervalo, o valor de custos operacionais reconhecidos na revisão e o Fator T são calculados de forma 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.

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

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

onde:

ΔCO : trajetória dos custos operacionais regulatórios;

5%: variação máxima admissível;

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

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

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

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

onde:

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

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

2. Custo Anual dos Ativos (CAA)

a. Base de Remuneração Regulatória (BRR)

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

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

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

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

II – Intangível, considerando a conta de Servidões;

III – Almoxarifado de operação; e

IV – Obrigações especiais.

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

I – Intangível – Software, Outros;

II – Terrenos – Administração;

III – Edificações, obras civis e benfeitorias – Administração;

IV – Máquinas e equipamentos – Administração;

V – Veículos; e

VI – Móveis e utensílios.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

78. Os recursos da RGR destinados ao Programa Luz para Todos (PLpT) são remunerados pelo custo efetivo dos empréstimos em termos reais, de 0,73% a.a., e os recursos da RGR não destinados ao PLpT serão remunerados ao custo da menor captação de recursos de terceiros disponíveis às distribuidoras de energia elétrica, de 2,88% a.a. em termos reais.

b. Remuneração do Capital (RC)

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

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

onde:

RC: Remuneração do Capital;

BRRI: Base de Remuneração Regulatória Líquida;

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

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

r_{RGR} : Custo de capital da RGR, ponderado por destinação (PLpT e não PLpT); e

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

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

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

onde:

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

r_p : custo do capital próprio real depois de impostos;

r_d : custo da dívida real depois de impostos;

P: capital próprio;

D: capital de terceiros ou dívida;

V: soma do capital próprio e de terceiros;

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

82. Para a determinação da estrutura ótima de capital a ser aplicada, partiu-se do levantamento de dados empíricos das empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil, nos anos de 2011, 2012 e 2013, resultando no percentual de participação de capital de terceiros (D/V) de 48,76%.

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

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

onde:

r_P : remuneração do capital próprio;

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

β : beta do setor regulado;

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

pr_A : prêmio de risco da atividade.

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

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

onde:

r_T : remuneração do capital de terceiros;

r_{Deb} : rentabilidade das debêntures; e

ce_{Deb} : custo de emissão das debêntures.

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

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

Custo de Capital	
Proporção de Capital Próprio (P)	57,82%
Proporção de Capital de Terceiros (D)	42,18%
Remuneração do título público brasileiro (r_{NTN-b})	5,83%
Beta médio alavancado (β)	0,4480
Prêmio de risco do mercado EUA ($r_m - r_f$)	6,46%
Prêmio de risco da atividade (pr_A)	0,51%
Prêmio de risco do negócio e financeiro (J)	3,40%

Custo de capital próprio	9,23%
Debêntures (r_{Deb})	6,73%
Custo de emissão (ce_{Deb})	0,37%
Impostos	34%
Custo de dívida real	7,10%
Custo Médio Ponderado	
WACC real antes de impostos*	11,08%
WACC real depois de impostos	7,32%

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

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

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

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

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

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

Tabela II.2 – WACC antes de Impostos

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

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

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

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

onde:

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

PRM : Prêmio de Risco do Negócio e Financeiro;

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

t : Impostos e Contribuições sobre a Renda;

P : Participação do Capital Próprio no Capital Total;

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

CAA : Custo Anual dos Ativos; e

OES_b : Obrigações Especiais Bruta.

c. Quota de Reintegração Regulatória (QRR)

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

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

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

onde:

QRR : Quota de Reintegração Regulatória;

$BRRb$: Base de Remuneração Regulatória bruta; e

δ : Taxa média de depreciação das instalações.

92. Para o cálculo da taxa média de depreciação das instalações, devem-se utilizar as taxas anuais de depreciação definidas na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, aprovado pela Resolução Normativa ANEEL nº 367, de 02 de novembro de 2009.

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

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

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

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

onde:

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

AIS: Ativo imobilizado em serviço aprovado na quarta revisão;

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

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

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

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

Tabela 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%

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

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

onde:

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

CAL: Custo Anual de Aluguéis;

CAV: Custo Anual de Veículos; e

CAI: Custo Anual de Sistemas de Informática.

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

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

onde:

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

BAR_{A/V/I}: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos considerados para infraestrutura de: A: imóveis de uso administrativos / V: veículos / I: Sistemas de informática; e

VU_{A/V/I}: Vida útil. Considera-se o valor definido na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE: A: 85% referente ao TUC (Tipo de Unidade de Cadastro) “Edificação – outras” e 15% referente ao TUC “Equipamento Geral” / V: referente ao TUC “Veículos” / I: referente ao TUC “Equipamento Geral de Informática”.

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

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

a. Índice de Ajuste de Mercado (P_m)

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

33. O valor do Fator de Ajuste de Mercado (P_m), a ser aplicado na revisão tarifária periódica de cada concessionária, como ajuste do Valor da Parcela B, é definido a partir da produtividade média do setor de distribuição e do crescimento médio do mercado faturado e do número de unidades consumidoras da concessionária entre a atual e a revisão tarifária anterior. O cálculo do P_m utiliza a mesma fórmula do componente P_d do Fatox X descrita no item 5 deste Anexo.

b. Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade

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

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

4. Outras Receitas (OR)

100. 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.

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

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

ii) **Atividades acessórias complementares:** são aquelas que se caracterizam como atividade não regulada, cuja prestação está relacionada à fruição do serviço público de distribuição de energia elétrica e que pode ser prestada tanto pela distribuidora quanto por terceiros, observando-se a legislação de defesa do consumidor e a legislação da defesa da

concorrência. São elas: elaboração de projeto, construção, expansão, operação, manutenção ou reforma de: (1) redes de distribuição de energia elétrica destinadas à regularização fundiária de interesse específico e ao atendimento dos empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras; (2) redes de energia elétrica destinadas ao acesso dos sistemas de distribuição ou transmissão; (3) subestações de energia; (4) instalações elétricas internas de unidades consumidoras; (5) banco de capacitores; (6) padrões de entrada de unidades consumidoras atendidas em baixa tensão; (7) sistemas de medição de energia elétrica; (8) geradores, incluindo-se unidades de microgeração e minigeração distribuída; e (9) sistemas de iluminação pública; além de: 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.

102. 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.

103. 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.

D. FATOR X

104. 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.

105. 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.

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

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

onde:

Pd = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

Q = Qualidade do serviço; e

T = Trajetória de custos operacionais.

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

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

108. 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..

2. Trajetória de Eficiência para os Custos Operacionais – T

109. 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.

3. Componente de Qualidade do Serviço – Q

110. 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.

111. 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.

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

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

113. 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 seguir¹⁰:

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

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

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

E. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reposicionamento Econômico

115. 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 PRORET¹¹.

¹⁰ 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.

¹¹ 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>

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

1. Neutralidade dos itens da Parcela A

117. 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”.

118. 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.

119. 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.

120. 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.

121. A Neutralidade dos itens da Parcela A é subdividida em duas categorias:

i) *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.

ii) *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.

122. 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.

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

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

- Os valores da CVA do 5º dia útil anterior à data do reajuste ou revisão tarifária anual são atualizados pela Selic¹².
- Em observância ao Submódulo 4.2A e 6.8 do PRORET, na apuração da CVA_{ENERGIA} e na CVA_{ESS/ERR}, é efetuada a reversão da receita decorrente da aplicação dos adicionais das Bandeiras Tarifárias Vermelha e os repasses da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias alocada para a concessionária, evitando aumento adicional.
- Ressalta-se que dados considerados no cálculo já foram fiscalizados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL. Para a fiscalização, foi utilizado banco de dados corporativo para receber os dados de pagamento associados ao cálculo do saldo de CVA e das garantias financeiras dos contratos de compra de energia.
- A SFF/ANEEL recomenda que a SGT/ANEEL não utilize dados que não estejam salvos no citado banco. Solicita ainda que oriente as empresas, caso necessário, a reenviar ou retificar os dados sempre para o banco de pagamentos via Dutonet.

3. Saldo a Compensar da CVA do ano anterior.

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

4. Repasse de Sobrecontratação/exposição involuntária de Energia

125. Calculado conforme a metodologia contida no Submódulo 4.3 do PRORET¹³, aprovado pela REN nº 703, de 15 de março de 2016.

5. Recálculo da Sobrecontratação de Energia

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

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

¹³ http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2016703_Proret_Submod_4_3_V0.pdf

6. Demais Componentes Financeiros

127. 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

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

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

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

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

V. SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

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

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

Anexo 1 – Relatório de Apuração do Saldo da CVA e Resultados do MCP

1. O saldo da CVA consiste no resultado da apuração das variações dos valores dos itens da Parcela A (encargos setoriais, transporte e compra de energia) que ocorrem no período entre os eventos tarifários, sendo calculado conforme os procedimentos definidos no Submódulo 4.2 A do PRORET¹⁴. No reajuste tarifário em processamento, foram obtidos os seguintes resultados:

Tabela I.1 – Saldo apurado da CVA

Item	RESULTADOS CVA				
	Métodos 1 e 2 (R\$)	Método 3 (R\$)	Delta Total (R\$)	CVA 5ºd útil (R\$)	CVAproc (R\$)
CDE	20.445.377,04	0,00	20.445.377,04	20.616.089,32	20.827.042,54
CDE Energia	-8.156.434,73	0,00	-8.156.434,73	-8.335.524,97	-8.420.817,86
Rede Básica	45.581.583,16	-264.871,02	45.316.712,15	45.668.798,60	46.136.102,56
Compra de Energia	-36.511.124,12	209.085.891,25	172.574.767,13	174.301.010,61	176.084.538,01
CFURH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte Itaipu	5.793.528,65	0,00	5.793.528,65	5.844.443,18	5.904.246,19
Proinfa	2.635.843,71	0,00	2.635.843,71	2.642.609,86	2.669.650,25
ESS	20.368.464,55	-28.307.872,84	-7.939.408,29	-8.636.302,98	-8.724.673,56
CVA Total	50.157.238,26	180.513.147,40	230.670.385,66	232.101.123,62	234.476.088,12

* O saldo da CVA em processamento é resultado da atualização dos valores da CVA do 5º dia útil anterior à data do reajuste tarifário anual pela Selic projetada de 1,90%. A diferença entre a Selic projetada e realizada será capturada na apuração da CVA saldo a compensar no processo tarifário.

2. Os dados considerados no cálculo foram fiscalizados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL, a qual utilizou banco de dados corporativo para receber os dados das distribuidoras relativos ao pagamento dos itens de custo observados no cálculo do saldo de CVA.

3. O impacto tarifário do saldo apurado no processo tarifário em questão é de 8,26% e está detalhado no gráfico a seguir:

¹⁴ Conforme definido no Submódulo 4.2 do PRORET, o saldo da CVA é apurado pela aplicação dos Método 1, 2 e 3. Pela aplicação do Método 1, é apurada a diferença entre a cobertura concedida em reais e os custos realizados. Já pelo Método 2, é apurada a diferença entre o preço praticado e a tarifa média de cobertura concedida no processo tarifário. Já pelo Método 3, são repassados os custos cuja cobertura tarifária já foi retirada pelo Método 1 ou 2.

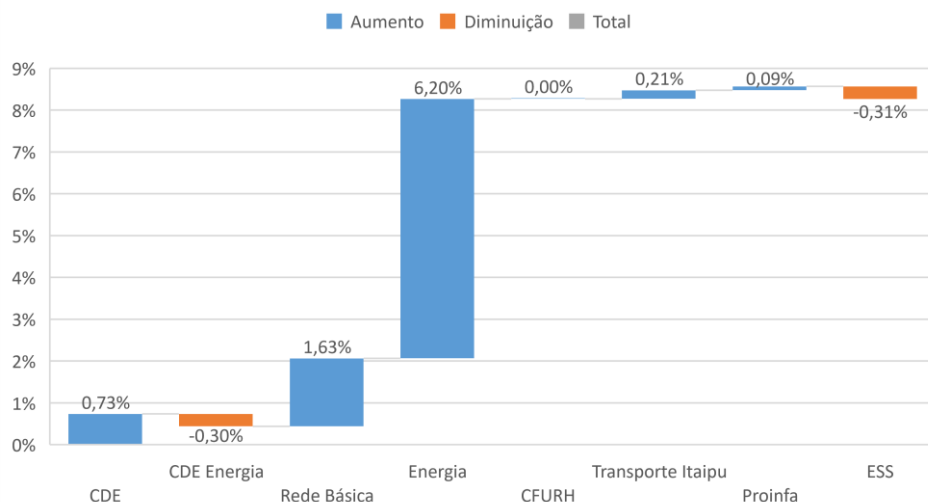


Gráfico I.1 – Impacto do saldo da CVA no processo tarifário

4. Destaca-se que as bandeiras tarifárias contribuíram com 1,69% de redução no reajuste das tarifas.

5. A seguir serão detalhados a apuração do saldo da CVA cujos impactos foram significativos no processo tarifário e/ou pontos específicos da CVA em questão.

ESS/EER

6. Na apuração do saldo da CVA ESS/EER são considerados os acrônimos TAJ_AR (Alívio Retroativo), RES_EXCD_ER (Excedente da CONER), e VL_E_DESC (Custos decorrentes da operação de usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito, que se enquadram na situação onde $PLD < CVU \leq CMO$), por estarem associados aos custos de ESS e EER. A tabela a seguir apresenta o detalhamento dos custos apurados pela CCEE para o período da CVA.

Tabela I.2 – Custos de ESS e EER apurados pela CCEE

Competência	ESS (R\$)	EER (R\$)	Excedente da CONER (R\$)	Alívio Retroativo (R\$)	Custos do despacho usinas (PLD<CVU<CMO) (R\$)
jan-20	-	-	-	-	138,22
fev-20	-	-	-	-	3.803,01
mar-20	710.601,94	-	-	-	187.238,73
abr-20	424.936,35	2.475.743,60	-	-	114.114,90
mai-20	93.130,64	4.289.277,24	-	-	81.994,79
jun-20	7.464,05	4.487.577,90	-	-478.520,18	90.029,87
jul-20	234.660,44	3.584.078,90	-	-	185.944,08
ago-20	-	3.235.910,33	-	-179.006,41	80.169,32
set-20	211,91	3.563.883,47	-	-82.890,04	85.979,78
out-20	5.415.388,93	3.542.828,59	-	-	47.125,20
nov-20	9.589.729,80	-	-	-	198.303,18
dez-20	18.492.987,95	-	-	-	104.669,87
jan-21	16.937.381,57	-	-	-	45.126,16
Total	51.906.493,58	25.179.300,03	0,00	-740.416,63	1.224.637,11

7. Para fins de monitoramento, foi comparada a cobertura tarifária concedida no processo tarifário, segregada por ESS e EER, com os pagamentos realizados. Os resultados estão apresentados nos Gráficos I.2, I.3 e Tabela I.3.

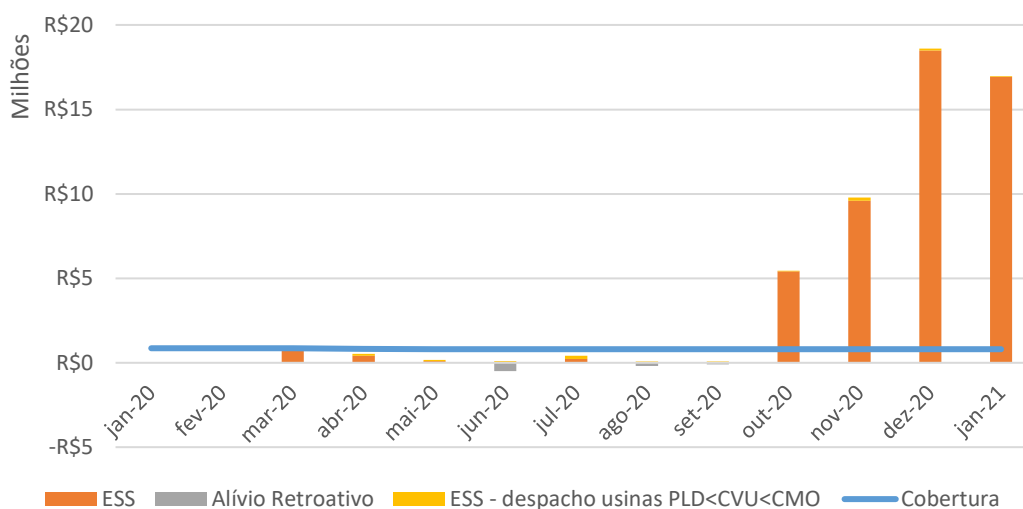


Gráfico I.2 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de ESS

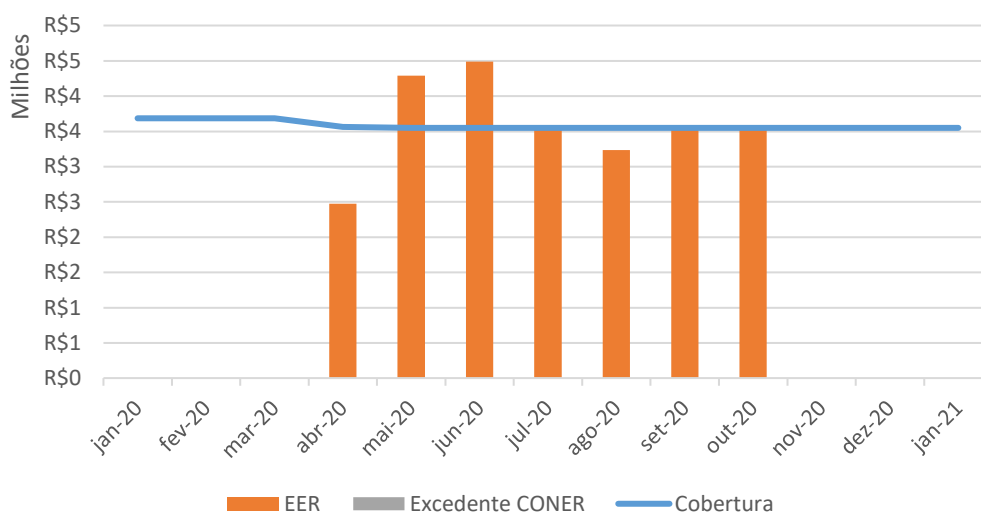


Gráfico I.3 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de EER

Tabela I.3 – Comparativo dos valores totais de cobertura e pagamento de ESS e EER

Item	Pagamento (R\$)	Cobertura (R\$)	Delta (R\$)
EES	52.390.714,06	10.618.865,74	41.771.848,32
EER	25.179.300,03	46.582.683,80	(21.403.383,77)

8. Ressalta-se que a apuração da receita de ESS considerou os efeitos do Despacho ANEEL nº 986/2020, o qual determinou o repasse às distribuidoras dos recursos financeiros disponíveis no fundo de reserva para alívio futuro de encargos.

Compra de Energia

9. A tabela a seguir apresenta a participação dos tipos de contratos no portfólio de compra de energia da distribuidora.

Tabela I.4 – Portfólio de Contratos de Compra de Energia

Modalidade	Montante (MWh)	Participação
CCEAR-Q	920.539	16,5%
CCEAR-D	1.621.527	29,1%
MCSD	40.184	0,7%
CCEN	175.145	3,1%
PROINFA	106.430	1,9%
Itaipu	933.057	16,8%
BILATERAL	393.376	7,1%
CCGF	1.269.760	22,8%
GP	-	0,0%
MCSD EN	109.775	2,0%
SUPRIMENTO	-	0,0%
CCEAR-A	-	0,0%
MVE	-	0,0%
Total	5.569.795	100,0%

10. O gráfico a seguir apresenta a formação do saldo da CVA Energia apurada pela aplicação do Método 2. As barras representam o comparativo entre a tarifa média de cobertura tarifária concedida e o preço realizado (sem os efeitos dos custos apurados pelo Método 3). Já a área em cinza representa o saldo acumulado da CVA Energia ao longo do período de apuração.

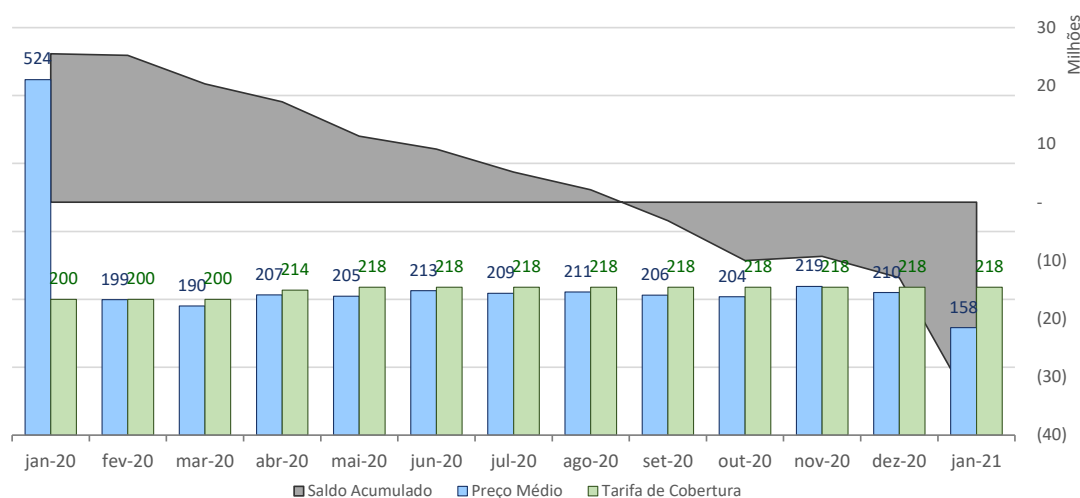


Gráfico I.4 – Saldo da CVA Energia obtido pela aplicação do Método 2

11. A Tabela I.5 apresenta os custos de compra de energia apurados por meio do Método 3, cujos valores são liquidados na CCEE. Já a Tabela I.6 apresenta os deltas, dos itens da Energia apurados pelo Método 3, decorrentes das recontabilizações da CCEE.

Tabela I.5 - Itens de Custos de Energia apurados pelo Método 3

Item	R\$
Glosa de Perdas	-
Recontabilização da Glosa de Perdas	- 288.483,44
Ajuste Cobertura - Recontab. MWh Contratuais	- 994.358,98
Acrônimos CCEE	
Efeito Disponibilidade - CCEAR-D	89.283.707,71
Efeito Disponibilidade - CCEN	685.057,58
Exposição entre Submercados	23.911.590,18
Risco Hidrológico - Itaipu	32.675.139,16
Risco Hidrológico - CCGF	37.346.459,75
Efeitos de Usinas Aptas	-
Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas	55.001.961,05
Demais Itens	- 1.297.190,25
Recontabilização - Acrônimos CCEE	- 1.340.459,92
MAC - Energia	1.599.953,94
Recontabilização dos MAC - Energia	462.518,88
Receita de Bandeiras Alocada Energia	- 26.495.841,43
Ressarcimentos	- 1.464.162,98
Total	209.085.891,25

Tabela I.6 - Detalhamento das Recontabilizações dos Acrônimos CCEE

Item	R\$
Compensação do MRE	-
Efeito da Contratação por Disponibilidade	- 603.813,26
Efeito do CCGF	47.343,27
Efeito do CCEN	557,41
Efeito de contratação de usina apta a gerar	-
Ajuste Decorrente do MCSD Ex-Post	-
Efeito de Itaipu	- 283.829,85
Exposição financeira entre submercados	286.992,27
Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras	-
Demais	- 787.709,76
Total	- 1.340.459,92

12. O gráfico a seguir apresenta o comparativo entre o preço médio dos contratos de compra de energia, por modalidade, considerando os custos apurados por meio dos Métodos 2 e 3, e a cobertura tarifária econômica concedida.

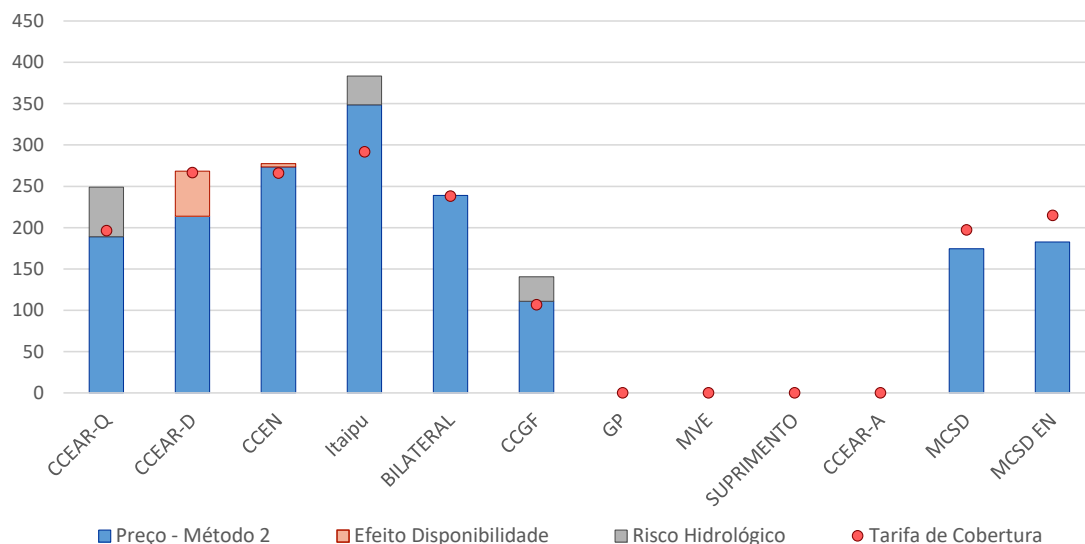


Gráfico I.5 – Comparativo entre o Preço Médio e a Tarifa de Cobertura Concedida

13. O impacto da CVA Energia no índice de reajuste de 6,20% pode ser segregado para cada tipo de contrato, observando a respectiva cobertura concedida no processo tarifários e alocação da receita de bandeiras destinada para a cobertura dos custos do Efeito Disponibilidade dos CCEAR-D, Risco Hidrológico de Itaipu, Risco Hidrológico de CCGF e Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas, conforme custos apurados no âmbito da Conta Bandeiras. Os resultados estão detalhados no gráfico a seguir a seguir.

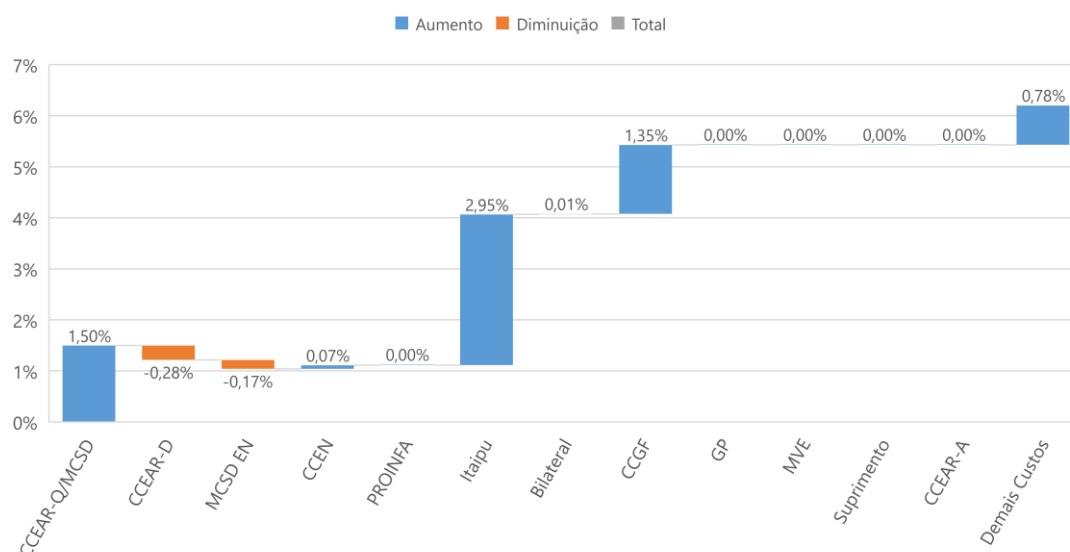


Gráfico I.6 – Impacto da CVA Energia no processo tarifário por modalidade de compra de energia

14. Já tabela a seguir apresenta os impactos de cada modalidade contratual no índice de reajuste, observando as diferenças apuradas conforme os Método 2 e 3 de apuração do saldo da CVA.

Tabela I.7 – Impacto da CVA Energia no processo tarifário por modalidade de compra de energia, segregado em Método 2 e 3

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	1,74%
CCEAR-Q/MCSD	-0,27%
MCSD EN	-0,17%
CCEN	0,05%
Itaipu	1,92%
Bilateral	0,01%
CCGF	0,20%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	4,47%
Efeito Disponibilidade CCEN	0,03%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	3,67%
Demais Custos	0,78%
Total	6,20%

* Efeito conjugado do Método 2 e 3 para o CCEAR-D

Glosa de Energia

15. Tendo em vista que a distribuidora apresentou, para o período em questão, uma carga real inferior à energia requerida regulatória, não houve aplicação do ajuste da glosa de energia.

Tabela I.8 – Comparativo entre a carga real e a energia requerida regulatória

Mês	Mercado (MWh)	Carga Real (MWh)	Energia Requerida Regulatória (MWh)	Glosa (MWh)	Preço (R\$/MWh)	Cobertura (R\$/MWh)	Ajuste de Glosa (R\$)
fev-20	417.653	485.236	489.290	0	217,87	200,03	0
mar-20	416.132	529.518	533.942	0	202,62	200,03	0
abr-20	396.255	417.596	421.085	0	216,73	213,52	0
mai-20	350.584	370.637	373.733	0	215,93	217,63	0
jun-20	308.357	373.840	376.963	0	226,87	217,63	0
jul-20	322.629	389.117	392.367	0	225,16	217,63	0
ago-20	349.420	414.685	418.149	0	224,17	217,63	0
set-20	373.637	484.700	488.749	0	219,35	217,63	0
out-20	409.673	515.412	519.717	0	224,52	217,63	0
nov-20	380.444	476.510	480.491	0	245,92	217,63	0
dez-20	409.864	503.311	507.515	0	235,93	217,63	0
jan-21	393.632	460.220	464.065	0	183,77	217,63	0
fev-21	-	-	-	-	-	-	-
Total	4.528.282	5.420.782	5.466.065	0	219,80	214,02	0,00
% perda s. mercado venda		19,71%	20,71%				

Resultado no Mercado de Curto Prazo

16. O Repasse de Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo foi calculado conforme a metodologia contida no Submódulo 4.3 do PRORET, sendo obtidos os seguintes resultados:

- O resultado no mercado de curto prazo para a distribuidora entre 01/01/2020 e 01/01/2021, com base em dados fornecidos pela CCEE, foi calculado em R\$ 25.301.938,73 a preços de abril/2021.
- Para o ano civil de 2020: Sobrecontratação de energia de 101.748 MWh, que representa 1,85% do Mercado Regulatório. Por estar dentro do limite de 5% do Mercado Regulatório definido no Decreto nº 5.163/2004, não há ajuste a ser realizado no respectivo repasse do resultado do mercado de curto prazo.
- Destaca-se que os resultados do Repasse de Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo serão recalculados a cada processo tarifário, a partir do ano civil de 2015, limitado a um período de 5 anos, com a finalidade de considerar recontabilizações de carga, contratos e PLD percebido, informadas pela CCEE. Com a publicação do Despacho 2.508/20, também foram calculadas as sobrecontratações involuntárias dos anos civis de 2016 e 2017. Neste processo, o resultado financeiro decorrente das recontabilizações da CCEE totalizou R\$ -1.127.428,74 e do cálculo das sobrecontratações de 2016 e 2017 de R\$ -34.798.806,54.

17. O gráfico a seguir apresenta a posição contratual da distribuidora no Mercado de Curto Prazo, no período analisado, considerando os efeitos das recontabilizações.

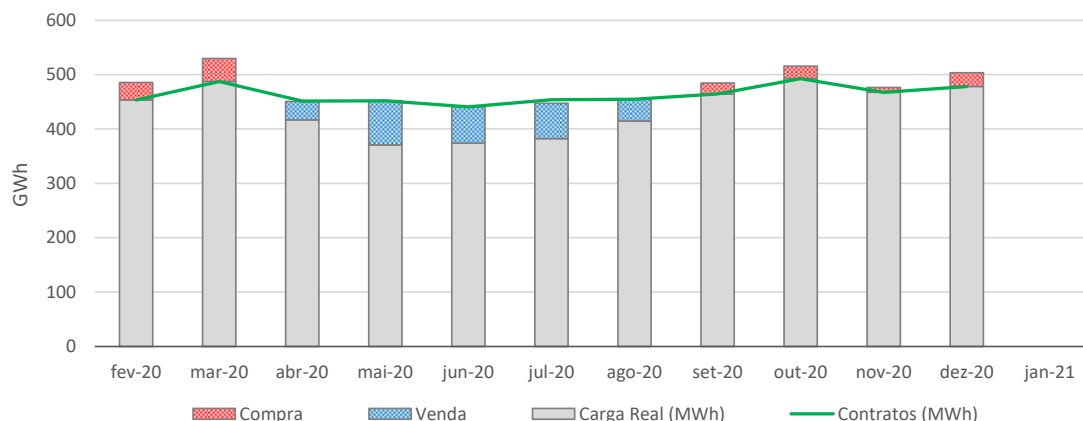


Gráfico I.9 - Posição contratual da distribuidora no MCP

18. O Gráfico a seguir apresenta o comparativo entre o Preço Médio dos Contratos de Compra de Energia e o valor do PLD percebido pela distribuidora, bem como o resultado financeiro no mercado de curto prazo¹⁵ dado a diferença entre esses preços e a posição contratual da distribuidora, descrita no gráfico anterior.

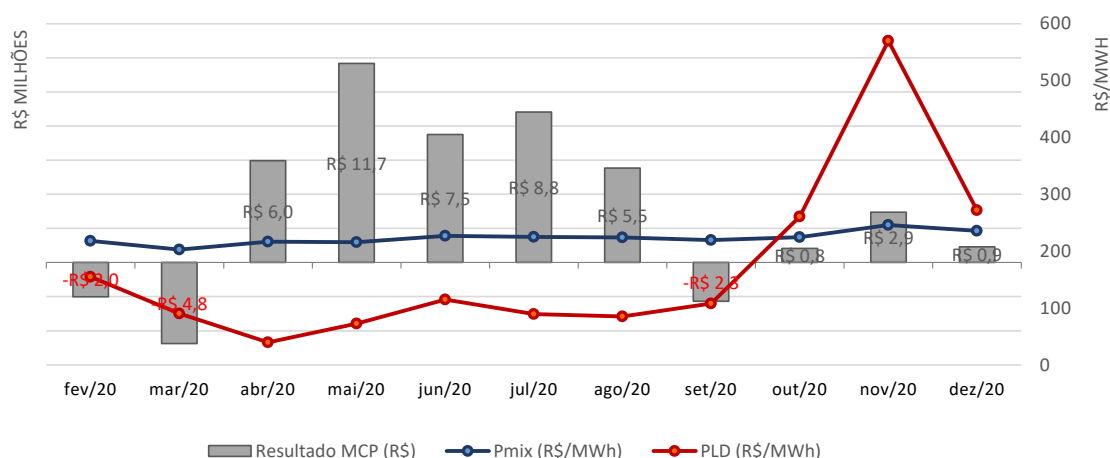


Gráfico I.10 – Resultado financeiro no MCP e o comparativo entre o Pmix e o PLD

Conta Bandeira

19. Por fim, para o monitoramento da adequabilidade das coberturas concedidas para os custos de CCEAR-D e os riscos hidrológicos de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas, deve-se observar as previsões de risco hidrológico consideradas no processo tarifário como componente financeiro. Também devem ser considerados os saldos positivos nas rubricas “Resultado MCP” e

¹⁵ Embora o procedimento de apuração do resultado financeiro do MCP, para fins de repasse tarifário, seja obtido com base na diferença entre PLD e tarifa média de cobertura (uma vez que a CVA já captura o efeito da diferença entre preço e tarifa média), o custo ou receita decorrente das compras e vendas no MCP se dá pela diferença entre o PLD e o Preço Médio dos contratos (Pmix).

“ESS” da Conta Bandeira, pois pela sistemática de apuração dos repasses da conta, resultados positivos desses itens de custos são considerados como cobertura para os custos de CCEAR-D e risco hidrológico. Desta forma, a tabela a seguir apresenta o resultado dessa comparação.

Tabela I.9 – Impacto dos custos de CCEAR-D e do Risco Hidrológico após o desconto da previsão de risco hidrológico considerada no processo tarifários e de saldos positivos na Conta Bandeira

Itens	Impacto
I - Impacto na CVA*	3,67%
Risco Hidrológico de CCGF	1,15%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	1,77%
Risco Hidrológico de Itaipu	1,03%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-0,28%
II - Reversão da Previsão de Risco Hidrológico	-2,84%
Risco Hidrológico de CCGF	-0,92%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-1,25%
Risco Hidrológico de Itaipu	-0,68%
III - Receitas de MCP e ESS	0,18%
Resultado MCP	-R\$10.624.296,54
Diferença de Preços entre Submercados**	R\$24.413.317,09
ESS + CONER	-R\$8.724.673,56
IV - Custo não coberto pelas bandeiras e previsão (I + II + III)	1,00%
Risco Hidrológico de CCGF	0,28%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	0,64%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,43%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-0,35%

* Já descontada as receitas da Conta Bandeira

** Valor considerado em conjunto com o MCP na apuração da Conta Bandeira

20. Pode-se concluir, que após o desconto da previsão de risco hidrológico considerada no processo tarifários e de saldos positivos do resultado de MCP e ESS (ESS + CONER) na Conta Bandeira, o impacto dos custos não cobertos de CCEAR-D e risco hidrológico de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas foi de 1,00%.

21. Nesse sentido, a tabela a seguir apresenta o impacto de cada modalidade contratual, já descontada a reversão da previsão do risco hidrológico e da alocação das receitas de MCP e ESS/CONER, chegando a um percentual líquido de 3,54%¹⁶.

¹⁶ A receita de MCP e ESS é limitada até cobrir os custos de CCEAR-D e do Risco Hidrológico de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas.

Tabela I.10 – Impacto líquido por modalidade contratual

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	1,74%
CCEAR-Q/MCSD	-0,27%
MCSD EN	-0,17%
CCEN	0,05%
Itaipu	1,92%
Bilateral	0,01%
CCGF	0,20%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	1,80%
Efeito Disponibilidade CCEN	0,03%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	1,00%
Demais Custos	0,78%
Total	3,54%

* Efeito conjungado do Método 2 e 3 para o CCEAR-D

22. Cabe aqui ressaltar que o resultado do MCP considerado para fins de apuração dos impactos de CCEAR-D e Risco Hidrológico não contempla o limite de repasse da sobrecontratação, de forma que parte desse resultado poderá ser repassado à distribuidora quando homologado o limite de sobrecontratação involuntária para o período.