

Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL

Em 19 de setembro de 2023

Processo: **48500.006899/2022-83**.

**Assunto: Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes às Permissionárias de Distribuição de Energia Elétrica com aniversário contratual em 30 de setembro de 2023.**

## I - DO OBJETIVO

1. Esta Nota Técnica apresenta os resultados dos processos tarifários das Permissionárias de Distribuição de Energia Elétrica com aniversário contratual em **30 de setembro de 2023**. Os resultados foram calculados em conformidade com as disposições legais e normativas pertinentes e segundo as regras estabelecidas nos Contratos de Permissão de Distribuição. O detalhamento dos cálculos do processo tarifário de cada permissionária é apresentado no Anexo I

## II - DOS FATOS

2. Os Contratos de Permissão têm por objetivo a regulação da exploração de serviços públicos de distribuição de energia elétrica. Estes Contratos preveem a periodicidade dos processos tarifários que podem ser do tipo: Reajuste Tarifário Anual ou Revisão Tarifária Periódica. Os Reajustes ocorrem anualmente, nas datas de aniversário contratual, exceto quando acontecem as Revisões, estas a cada 4 anos.

3. A Resolução Normativa nº 1.058/2023, de 07 de fevereiro de 2023, aprovou Atualização do Módulo 8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, que definem as regras de reajuste e de revisão tarifária das permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica e minuta de termo aditivo ao contrato de permissão.

4. As permissionárias com aniversário contratual em 30 de setembro de 2023 seguem a metodologia estabelecida pelo Proret 8.4. A tabela 1 detalha as informações das permissionárias, bem como o processo tarifário ao qual estão submetidas.

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



Fls. 2 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

**Tabela 1. Permissionárias com data de aniversário contratual em 30 de setembro de 2023**

Sigla	Permissionária	Número do Contrato	Tipo de Processo Tarifário	Carta
Cedri	Cooperativa de Energiação e Desenvolvimento Rural do Vale do Itariri	02/2008	Reajuste Tarifário Anual	OF/CEDRI/648/2023
Cejama	Cooperativa de Eletricidade Jacinto Machado	21/2008	Reajuste Tarifário Anual	Ofício nº 045/2023, 30/08/2023
Ceraçá	Cooperativa Distribuidora de Energia Vale do Araçá	24/2008	Reajuste Tarifário Anual	Of. Nº 048/2023-DISTRIB.;30/08/2023
Cerbranorte	Cooperativa de Eletrificação Braço do Norte	25/2008	Reajuste Tarifário Anual	Ofício Cerbranorte nº 036/2023-R de 31/08/23
Cerej	Cooperativa de Prestação de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica Senador Esteves Júnior	28/2008	Reajuste Tarifário Anual	Carta 183 de 31/08/2023
Cergal	Cooperativa de Eletrificação Rural Anita Garibaldi Ltda	16/2008	Reajuste Tarifário Anual	Carta 030 de 30/08/2023
Cergapa	Cooperativa de Eletricidade de Grão Pará	38/2010	Reajuste Tarifário Anual	Ofício CERGAPA, de 14 de setembro de 2023
Cergal	Cooperativa de Eletricidade de Gravatal	22/2008	Reajuste Tarifário Anual	Gravatal – SC, 04 de setembro de 2023.
Cermoful	Cooperativa Fumacense de Eletricidade	40/2010	Reajuste Tarifário Anual	48513.020508/2023-00;29/08/2023
Cerpalo	Cooperativa de Eletricidade de Paulo Lopes	23/2008	Reajuste Tarifário Anual	OFÍCIO Nº 46/2023 de 31/08/23
Cersul	Cooperativa de Eletrificação Sul Catarinense	20/2008	Reajuste Tarifário Anual	Carta 056 de 30/08/2023
Certrel	Cooperativa de Energia Treviso	35/2010	Reajuste Tarifário Anual	Carta 64 de 31/08/2023
Coopera	Cooperativa Pioneira de Eletrificação	18/2008	Reajuste Tarifário Anual	Ofício n° 023/2023, de 31/08/2023
Coopercojal	Cooperativa Energética Cocal	34/2010	Reajuste Tarifário Anual	Of nº 177/2023 ADM COOPERCOJAL, de 25/08/2023
Coopermila	Cooperativa de Eletrificação Lauro Muller	17/2008	Reajuste Tarifário Anual	Ofício 048/2023-ADM/COOPERMILA, de 25/08/2023
Coorsel	Cooperativa Regional Sul de Eletrificação Rural	26/2008	Reajuste Tarifário Anual	Carta 29 de 29/08/2023
Cervam	Cooperativa de Energiação e Desenvolvimento do Vale do Mogi	11/2018	Reajuste Tarifário Anual	Carta 037 de 31/08/23
Cegero	Cooperativa de Eletricidade de São Ludgero	08/2018	Reajuste Tarifário Anual	Carta 13 de 31/08/2023
Cersad	Cooperativa de Distribuição de Energia Elétrica Salto Donner	09/2018	Reajuste Tarifário Anual	Carta 00 de 31/08/2023
Codesam	Cooperativa de Distribuição de Energia Elétrica Santa Maria	10/2018	Reajuste Tarifário Anual	Carta 37 de 04/09/2023
Cooperzem	COOPERZEM Cooperativa de Distribuição de Energia Elétrica	07/2018	Reajuste Tarifário Anual	Carta 023 de 30/08/2023

5. Em 17 de agosto de 2022, foi encaminhado, à então SRM, o Memorando nº 184/2022-SGT/ANEEL<sup>1</sup> solicitando informações sobre os preços de repasse para 2023 relativos aos Contratos Bilaterais de compra e venda de energia elétrica firmados pelas respectivas distribuidoras, a serem considerados na data do reajuste tarifário em processamento.

6. A SGM, por intermédio do Memorando nº 79/2023-SGM/ANEEL<sup>2</sup>, de 5 de setembro de 2023, prestou as informações concernentes aos contratos de compra e venda de energia elétrica e/ou Termo aditivo homologado pela ANEEL com valores para o ano de 2023. O Memorando foi complementado pelo Memorando nº 85/2023– SGM/ANEEL<sup>3</sup>, de 15 de setembro de 2023.

<sup>1</sup> SIC nº 48581.002181/2022-00.

<sup>2</sup> SIC nº 48550.001099/2023-00.

<sup>3</sup> SIC nº 48550.001139/2023-00.

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



Fls. 3 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

7. Em 15 de setembro de 2023, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Administração e Finanças – SAF<sup>4</sup>, as permissionárias listadas acima encontram-se adimplentes 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 04/03/1993, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15/03/2004.

### III - DOS PROCESSOS TARIFÁRIOS

8. Para o cálculo tarifário, a receita anual da permissionária é dividida em duas parcelas: a “Parcela A”, formada pelos custos relacionados às atividades de geração e transmissão de energia, além dos encargos setoriais; e a “Parcela B”, formada por custos diretamente gerenciáveis pela permissionária, próprios da atividade de distribuição.

9. O cálculo tarifário também compreende o cálculo dos componentes financeiros, que não compõem a Parcela A e B da permissionária, mas que são acrescentados ou subtraídos das tarifas finais pagas pelos consumidores para compensação nos 12 meses subsequentes ao reajuste tarifário em processamento.

10. Os processos tarifários das permissionárias com data de aniversário contratual em **30 de setembro de 2023** conduziram ao seguinte resultado:

---

<sup>4</sup> SIC nº 48580.002507/2023-00.

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



Fls. 4 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

**Tabela 2. Efeito Médio Para o Consumidor Cativo**

Permissionária	Alta Tensão	Baixa Tensão	Efeito Médio	Efeito B1
Cedri	3,10%	21,21%	12,87%	19,48%
Cejama	3,56%	7,20%	5,23%	5,05%
Ceraçá	17,53%	20,77%	19,65%	16,17%
Cerbranorte	-0,40%	2,19%	1,15%	0,30%
Cerej	16,82%	18,57%	18,34%	15,40%
Cergal	-4,53%	0,20%	-0,44%	-0,19%
Cergapa	10,05%	17,53%	15,89%	13,58%
Cergal	17,45%	13,56%	14,43%	12,62%
Cermoful	11,69%	8,32%	10,00%	7,89%
Cerpalo	27,95%	14,64%	16,37%	14,48%
Cersul	16,96%	20,10%	18,81%	17,63%
Certrel	14,16%	12,89%	13,63%	11,23%
Coopera	9,78%	10,67%	10,10%	9,73%
Coopercocal	9,92%	10,09%	10,00%	9,36%
Coopermila	3,25%	9,63%	5,48%	4,00%
Coorsel	9,19%	15,22%	13,33%	12,11%
Cervam	22,72%	23,97%	23,38%	21,98%
Cegero	5,74%	7,94%	6,24%	6,61%
Cersad	9,40%	4,49%	6,52%	3,39%
Codesam	-5,76%	-6,45%	-5,83%	-7,16%
Cooperzem	7,58%	8,44%	8,24%	5,81%

11. O efeito médio decorre:
- i. da atualização dos itens de custos das Parcelas A e B, calculado conforme contrato de permissão;
  - ii. da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual cálculo tarifário para compensação nos 12 meses subsequentes; e
  - iii. da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no último processo tarifário, que vigoraram até a data deste em processamento.
12. A tabela 3 demonstra como cada item de custo contribuiu para o efeito médio das permissionárias.

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



Fls. 5 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

**Tabela 3. Efeito por Itens de custos**

Item de Custo	Cedri	Cejama	Cerajg	Cerbramorte	Cerej	Cerjag	Cerjaga	Cerjarg	Cerformul	Cerjalo	Cerzul	Certril	Coopera	Coopercofal	Coopermilla	Coorsul	Cervam	Cegero	Cersad	Codesam	Coopersam
Encargos Setoriais	-0,28%	0,89%	0,57%	1,51%	0,56%	2,27%	3,27%	4,23%	0,52%	2,24%	0,92%	0,54%	0,85%	0,74%	0,79%	1,46%	2,19%	3,08%	1,70%	4,29%	0,65%
CDE Uso	-0,61%	-0,72%	-0,64%	-0,66%	-0,25%	-0,60%	-0,59%	-0,56%	-0,84%	-0,50%	-0,88%	-0,64%	-1,12%	-0,74%	-0,78%	-0,51%	-0,66%	-1,06%	-0,62%	-1,03%	-0,63%
CDE Conta Covid	-0,15%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,14%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,02%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,03%	0,00%	0,00%	0,00%
CDE Eletrobras	0,00%	1,83%	0,00%	2,40%	0,00%	1,70%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,27%	1,95%	2,23%	2,60%	1,99%	-0,42%	-0,22%
CDE GD	0,42%	0,89%	0,96%	0,91%	0,64%	0,71%	0,80%	0,84%	1,04%	0,74%	0,99%	0,83%	1,43%	1,04%	1,02%	0,78%	0,81%	1,28%	0,93%	1,20%	0,80%
CDE Escassez Hídrica	0,28%	0,65%	0,61%	0,58%	0,38%	1,79%	1,49%	1,18%	0,74%	3,31%	0,70%	0,64%	1,06%	0,81%	0,67%	0,54%	0,64%	2,14%	0,72%	0,93%	0,48%
ESS/EEA	0,00%	-1,39%	0,00%	-1,38%	0,00%	-0,77%	2,24%	3,10%	0,00%	0,00%	0,27%	0,00%	0,00%	0,00%	0,54%	-1,03%	-0,53%	-1,40%	-1,00%	4,17%	0,58%
Proflua	-0,30%	-0,36%	-0,34%	-0,33%	-0,20%	-0,32%	-0,32%	-0,30%	-0,41%	-0,27%	-0,36%	-0,31%	-0,55%	-0,38%	-0,39%	-0,27%	-0,24%	-0,51%	-0,31%	-0,48%	-0,33%
TSSE	-0,01%	-0,01%	-0,02%	-0,01%	-0,01%	-0,02%	-0,02%	-0,02%	-0,01%	-0,04%	0,01%	0,02%	0,01%	0,02%	-0,01%	0,00%	0,04%	0,00%	0,01%	0,01%	-0,03%
Transporte	5,58%	3,73%	1,24%	1,31%	1,35%	1,16%	3,32%	1,73%	2,05%	0,41%	-4,85%	2,14%	2,13%	-1,81%	4,20%	1,24%	4,34%	2,49%	-0,26%	0,93%	3,23%
Rede Básica	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	5,83%	0,00%	2,15%	2,92%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Rede Básica Fronteira	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,62%	0,00%	-0,02%	0,56%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Uso do sistema de distribuição	5,58%	3,73%	1,24%	1,31%	1,35%	1,16%	3,32%	1,73%	2,05%	0,41%	-11,31%	2,14%	0,00%	-5,29%	4,20%	1,24%	4,34%	2,49%	-0,26%	0,93%	3,23%
Compra de Energia	2,28%	2,62%	3,92%	-1,56%	1,69%	0,87%	1,09%	1,66%	-4,88%	1,95%	5,00%	1,49%	2,23%	5,34%	-2,23%	1,62%	1,00%	0,50%	5,60%	19,43%	-0,54%
Parcela A	7,48%	7,24%	5,73%	1,26%	3,59%	4,40%	8,18%	7,62%	7,46%	5,60%	1,67%	4,16%	5,22%	4,27%	2,87%	4,32%	7,53%	6,08%	-4,17%	-14,12%	3,34%
Parcela B	-7,05%	0,35%	-0,99%	-0,89%	-2,44%	-0,90%	-4,53%	-6,18%	-0,80%	-8,72%	2,50%	1,80%	1,19%	-1,16%	-1,10%	1,45%	3,65%	0,34%	1,78%	1,22%	-1,84%
Total Econômico	0,43%	7,59%	4,74%	0,37%	1,15%	3,50%	3,64%	1,44%	6,66%	-3,12%	4,16%	5,85%	6,40%	6,43%	5,77%	11,18%	6,42%	-2,39%	-12,90%	2,00%	
Repasso de PIS/COFINS	2,16%	0,74%	1,48%	0,81%	1,26%	0,53%	1,72%	1,67%	1,68%	1,08%	1,44%	1,25%	1,72%	1,74%	1,01%	1,29%	0,52%	0,43%	1,28%	1,15%	
Neutralidade Encargos Setoriais	-0,58%	-0,92%	-1,13%	-1,55%	-0,95%	-1,03%	-0,53%	-0,85%	-1,08%	-1,20%	-0,02%	0,80%	0,10%	1,51%	-1,72%	0,40%	1,87%	0,47%	2,17%	0,45%	-2,06%
Neutralidade Financeiro Covid	-3,44%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,77%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	
Neutralidade Crédito PIS/COFINS	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,06%	0,00%
Neutralidade Conta Escassez	0,00%	0,00%	0,00%	0,07%	0,00%	0,08%	-5,11%	0,01%	0,00%	0,47%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,06%	0,02%	-0,09%	0,00%	0,00%
Ajuste CUST RB - PIS/COFINS	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,65%	0,00%	0,97%	0,58%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Compensação DIC FIC	-0,02%	-0,03%	-0,01%	0,00%	-0,47%	-0,02%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,07%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,06%	0,00%	-0,24%	0,00%	-0,73%	0,00%	-0,04%
Subvenção Baixa Densidade de Carga	-17,54%	-14,20%	-19,40%	-11,10%	-32,54%	-1,71%	-18,35%	-12,99%	-1,68%	-7,43%	-24,25%	-9,09%	0,00%	0,00%	-13,88%	-19,53%	-9,65%	0,00%	-23,48%	0,00%	-14,84%
Retenção de Adicional de Bandeiras Tarif.	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	
Crédito de PIS/COFINS	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,77%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	
Reversão do Diferimento de PIS/COFINS	0,00%	0,00%	1,43%	0,00%	1,12%	0,00%	0,00%	1,13%	0,00%	0,00%	1,41%	1,24%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	1,17%	0,00%	1,65%
Reversão do Diferimento de Compra de Energia	7,95%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	6,31%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	
Reversão Diferimento CUSD	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	2,20%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	3,72%	1,44%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	2,54%	0,00%	5,71%	0,00%	
Reversão Diferimento Parcela B	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	4,78%	2,37%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	2,60%	0,00%	0,00%	0,00%		
Reversão Diferimento EUSD	0,00%	0,00%	4,15%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%		
Diferimento de Energia	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%		
Diferimento Previsão de Risco Hidrológico	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%		
Multa Injeção de energia - modicidade tarifária	0,00%	0,00%	0,00%	-0,52%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%		
Financeiro Rem 1.000/2022	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%		
Financeiro CDE Eletrobras	0,00%	-0,19%	0,00%	0,03%	0,00%	-0,02%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,23%	-0,52%	-0,35%	-0,40%	0,00%		
CVE Energia	0,00%	-2,99%	0,00%	-0,20%	0,00%	-1,36%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	2,51%	-1,60%	-2,11%	-1,00%	-2,68%		
CVE Encargos	0,00%	-0,74%	0,00%	-0,45%	0,00%	-0,97%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	-1,71%	-0,78%	-0,31%	-0,68%	-0,50%		
Sobrecotação/Reversão de Energia	0,00%	0,45%	0,00%	0,34%	0,00%	-0,31%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,03%	1,02%	0,51%	-0,77%	0,88%			
Reversão da Previsão de Risco Hidrológico	0,00%	2,55%	0,00%	-2,70%	0,00%	-1,83%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	-1,52%	-2,43%	-2,43%	-3,67%	-2,89%			
Previsão Risco Hidrológico	0,00%	3,28%	0,00%	3,26%	0,00%	2,33%	2,51%	2,46%	0,00%	0,00%	0,28%	0,00%	0,00%	0,00%	3,28%	2,78%	3,35%	4,85%			
Garantias Financeiras	0,00%	0,00%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,06%	0,00%			
Total Financeiro	-11,66%	-17,17%	-12,07%	-29,37%	-4,28%	-14,98%	-6,97%	-1,09%	-0,14%	-17,12%	-4,11%	-2,40%	-2,49%	-11,39%	-16,75%	-9,22%	-0,19%	-17,65%			
Retraída dos Finan. do Ano Anterior e alteração dos descontos da tarifa	24,10%	14,81%	28,38%	12,85%	46,56%	0,34%	27,23%	19,96%	4,43%	19,63%	31,77%	11,79%	1,30%	7,06%	15,10%	24,31%	18,12%	-0,37%			
Efeito Médio	12,87%	5,23%	19,65%	1,15%	18,34%	-0,44%	15,89%	14,43%	10,00%	16,37%	18,81%	13,63%	10,10%	10,00%	5,48%	13,33%	23,88%	6,24%			

13. Com relação aos encargos setoriais, destaca-se o início do pagamento da CDE Geração Distribuída, designado ao custeio dos subsídios tarifários concedidos às unidades consumidoras participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica-SCEE, e da CDE Escassez Hídrica, que visa o pagamento do empréstimo contraído pelas distribuidoras e permissionária de energia elétrica destinado a reduzir os impactos financeiros dos custos referentes à compra de energia no período de escassez hídrica de 2021.

14. Sobre os encargos, destaca-se, os maiores impactos ficaram por conta da CDE GD e CDE Escassez Hídrica enquanto os impactos negativos se deram com a CDE Uso.

15. No tocante ao item aquisição de energia, Cersul e Coopercofal tiveram os maiores custos de aquisição, com efeito acima de 5% devido ao aumento da Tarifa de Energia com a principal supridora a Celesc (em média 8,16%), enquanto Cersad e Codesam tiveram os menores custos, com efeito abaixo de -5%, em razão da migração dos contratos de suprimento para contratos feitos por meio de chamada pública.

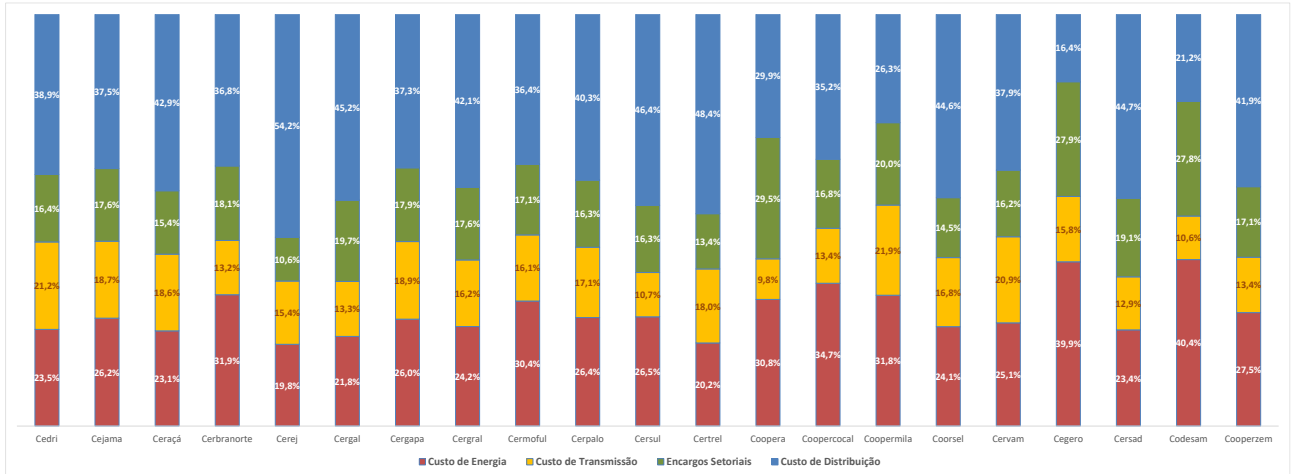
16. Com relação ao custo de transporte, os custos associados à Rede Básica de Cersul, Coopera e Coopercofal foram impactados positivamente pelas REH 3.216/2023 e REH 3.217/2023 devido ao reconhecimento desse custo no presente processo tarifário, enquanto os custos associados ao uso do sistema de distribuição ficaram negativos. Nos demais casos, o uso do sistema de distribuição impactou em valores positivos os processos tarifários devido ao aumento das tarifas com a Celesc (em média 15,51%), a exceção da Cersad que teve seus custos de transmissão reduzidos em razão da redução de mercado.

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



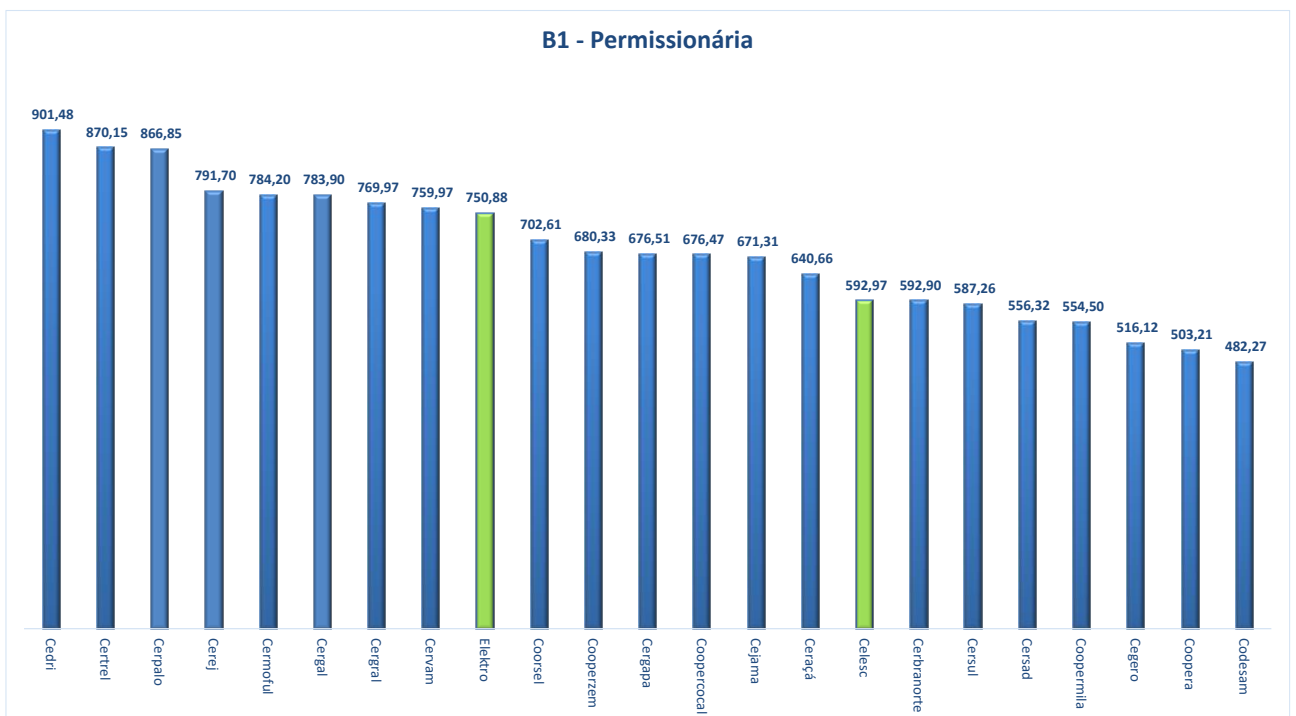
Fls. 6 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

17. O Gráfico 1 mostra a participação dos itens de Parcela A e B na composição da Receita das permissionárias.



**Gráfico 1. Participação dos itens de Parcela A e B na Receita Requerida**

18. A título de informação, apresenta-se, no gráfico a seguir, a comparação entre a tarifa residencial B1 das permissionárias aqui calculadas e as das principais supridoras.



**Gráfico 2. Comparação das tarifas residenciais B1 com a principal supridora**

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



Fls. 7 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

### III.1. Do Cálculo Tarifário

#### III.1.1 Período de Referência

19. O período de referência para o cálculo dos processos tarifários das permissionárias, ora em análise, é de **setembro de 2022 a agosto de 2023**.

#### III.1.2 Receita de Referência (RA)

20. No cálculo da Receita de Referência da permissionária, foram utilizados os dados de mercado disponíveis no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP para o período de referência e as tarifas homologadas no processo tarifário anterior. A tabela 4 apresenta o valor final da Receita de Referência (RA) por permissionária.

**Tabela 4 - Receita de Referência**

Permissionária	Fornecimento (MWh)	Suprimento	Energia Total (MWh)	Receita (R\$)	Número de Consumidores
Cedri	11.560	-	23.120	<b>16.442.868,63</b>	4.006
Cejama	40.740	-	44.243	<b>26.521.103,13</b>	5.456
Ceraçá	98.770	-	98.770	<b>63.085.533,50</b>	12.697
Cerbranorte	144.560	9.289	154.272	<b>96.483.733,77</b>	17.973
Cerej	57.578	-	57.578	<b>57.106.043,42</b>	15.432
Cergal	58.861	-	75.775	<b>50.619.787,23</b>	20.034
Cergapa	25.864	-	30.199	<b>20.361.645,87</b>	3.958
Cergal	30.286	-	30.286	<b>22.032.658,40</b>	6.797
Cermoful	147.937	-	153.859	<b>81.996.661,12</b>	15.981
Cerpalo	63.035	-	66.863	<b>53.867.254,89</b>	16.409
Cersul	142.353	-	142.353	<b>85.687.853,14</b>	18.516
Certrel	42.195	-	42.195	<b>29.155.991,76</b>	4.634
Coopera	334.750	-	334.750	<b>133.167.336,41</b>	26.867
Coopercojal	101.824	-	102.391	<b>57.469.326,87</b>	11.669
Coopermila	19.752	-	19.752	<b>11.195.584,39</b>	1.367
Coorsel	50.957	-	50.957	<b>40.287.156,69</b>	9.321
Cervam	28.132	-	32.505	<b>20.556.302,60</b>	4.525
Cegero	176.838	-	181.118	<b>77.604.781,87</b>	6.898
Cersad	8.498	-	8.498	<b>5.500.808,34</b>	1.365
Codesam	55.489	-	55.489	<b>25.431.377,61</b>	1.331
Cooperzem	48.962	-	57.091	<b>38.259.776,88</b>	8.670

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



Fls. 8 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

### III.1.3. Encargos Setoriais

21. Os encargos setoriais, oriundos das políticas de governo para o setor elétrico, possuem finalidades específicas e são definidos em legislação própria<sup>5</sup>. Seus valores são estabelecidos pela ANEEL e não representam ganhos de receita para a permissionária. Os encargos são:

- i. Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;
- ii. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;
- iii. CDE- Conta Covid;
- iv. CDE-Eletróbrás;
- v. CDE GD;
- vi. CDE Conta Escassez Hídrica;
- vii. Encargo de Serviços de Sistema -ESS e Encargo de Energia de reserva – ERR; e
- viii. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa.

22. Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE foi 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.

23. A cobertura tarifária referente ao encargo da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE considerada neste processo tarifário incorpora os seguintes valores:

- a. **CDE Uso.** 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;
- b. **CDE – Conta COVID (Art. 3º-A do Dec. 10.350/2020).** Essa cota é paga por todas as concessionárias de distribuição que aderiram à Conta COVID, nos termos da REN 885/2020, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de energia elétrica e nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição. Essa quota é destinada à quitação das operações de crédito contratadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE na gestão da Conta COVID, em atendimento ao Decreto nº 10.350, de

<sup>5</sup> - Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE: Proret Submódulo 5.5.

- CDE Uso e GD: Resolução Homologatória nº 3.175/2023;
- CDE Eletróbrás: Previsão STR/ANEEL;
- CDE Conta Escassez Hídrica: Despacho ANEEL nº 510/2023; e
- Proinfa: Resolução Homologatória nº 3.147/2022.

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





Fls. 9 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

18/05/2020, e nos termos na Resolução Normativa nº 885, de 23/6/2020. O recolhimento de quotas mensais da CDE pelas distribuidoras tem como contrapartida a inclusão de encargo nas tarifas de energia elétrica a partir dos respectivos processos tarifários ordinários de 2021. A definição desse encargo tarifário para cada distribuidora está vinculada aos recursos recebidos da Conta COVID;

- c. **CDE – Eletrobrás.** Em 20/06/2022, tendo em vista a desestatização da Eletrobrás indicada na Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021, o que consta da Resolução CNPE nº 15/2021, de 31 de agosto de 2021, e a manifestação recebida do Ministério de Minas e Energia acerca do aporte inicial associado ao processo de capitalização da Eletrobrás. A SGT, por meio da Nota Técnica nº 92/2022-SGT/ANEEL (Documento SIC nº 48513.001709/2022-00) propôs regulamentação do componente tarifário denominado CDE Modicidade Eletrobrás;
- d. **CDE Conta Escassez hídrica.** Visa o pagamento do empréstimo destinado a cobrir os custos adicionais decorrentes da situação de escassez hídrica para as concessionárias e permissionárias, conforme Resolução Homologatória nº 1.008, de 15 de março de 2022.; e
- e. **CDE Geração Distribuída.** Destinada ao custeio dos subsídios tarifários concedidos às unidades consumidoras participantes do SCEE.

24. A cobertura tarifária relativa à quota de custeio do Proinfa é calculada pela multiplicação do mercado de energia da permissionária (MWh), verificado no período de referência, descontando os valores da Subclasse Residencial Baixa Renda, pelo custo do Proinfa (R\$/MWh).

25. Os encargos de ESS e EER se aplicam às empresas que são agentes da CCEE. Destaca-se que os montantes foram calculados considerando a carga total da permissionária, conforme determina o Proret 5.4.

26. Apresenta-se, na tabela seguinte, os encargos setoriais considerados nos cálculos tarifários.

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



Fls. 10 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

**Tabela 5 – Encargos Setoriais**

Permissionária	TFSEE	CDE Uso	CDE Conta Covid	CDE Eletrobrás	CDE GD	CDE Escassez Hídrica	ESS/EER	PROINFA	Encargo Total
Cedri	32.377,41	1.720.850,40	561.638,56	-	69.738,48	-	-	270.979,03	2.702.062,61
Cejama	47.086,62	3.325.057,10	-	- 71.521,05	236.254,86	-	803.618,52	521.052,00	5.034.470,50
Ceraçá	106.440,64	7.897.437,58	-	-	605.891,22	-	-	1.175.589,00	10.168.668,61
Cerbranorte	142.793,84	11.490.787,23	-	- 278.354,62	879.299,18	-	3.002.789,24	1.712.381,97	17.509.360,37
Cerej	125.492,83	4.747.565,32	-	-	364.199,64	-	-	681.294,21	6.135.005,95
Cergal	99.932,56	5.885.714,49	1.175.911,39	- 103.866,24	360.378,51	78.802,90	1.132.418,15	871.917,71	10.326.886,19
Cergapa	32.644,83	2.429.628,99	-	-	163.029,35	110.817,08	491.880,41	358.571,98	3.778.201,72
Cergal	41.306,38	2.411.856,76	-	-	185.030,32	16.355,29	682.102,01	353.498,78	3.933.296,83
Cermoful	134.964,25	11.574.932,00	-	-	856.234,80	-	-	1.820.308,47	14.992.103,84
Cerpalo	89.499,32	5.447.468,49	-	-	397.268,07	148.228,65	-	789.075,94	8.506.780,51
Cersul	173.113,32	11.055.037,29	-	-	848.181,72	-	232.059,70	1.675.642,17	14.579.642,06
Certrel	62.325,12	3.155.904,50	-	-	242.158,85	-	-	498.594,77	4.146.738,90
Coopera	186.672,10	24.843.465,74	9.419.991,38	-	1.906.335,22	-	-	3.974.534,97	41.745.066,31
Coopercofal	95.088,65	7.792.314,05	-	-	594.842,43	-	-	1.213.665,67	10.158.997,69
Coopermila	12.950,68	1.494.861,23	-	- 29.986,15	114.702,65	-	374.731,48	235.382,38	2.278.049,68
Coorsel	73.881,01	4.090.820,00	-	- 96.919,16	313.837,91	-	992.445,73	601.577,14	6.194.019,20
Cervam	42.758,76	2.473.832,86	-	- 67.238,01	166.245,71	-	569.917,94	382.573,95	3.699.087,78
Cegero	58.110,23	13.197.795,73	1.856.987,55	- 334.760,30	989.701,66	1.195.784,92	3.435.285,33	2.145.778,75	23.010.436,97
Cesad	9.733,77	665.233,24	-	- 17.976,90	51.039,08	-	175.559,82	100.846,15	1.024.041,90
Codesam	21.374,96	3.978.902,20	-	- 106.834,36	305.353,42	-	1.060.800,89	662.271,31	6.159.239,60
Cooperzem	57.695,51	4.552.932,92	-	- 82.924,66	305.479,15	-	998.069,27	674.004,94	6.689.353,20

### III.1.4. Compra de Energia

27. A energia requerida é obtida a partir do mercado faturado de venda da permissionária acrescido das perdas regulatórias. Para o cálculo da despesa com energia comprada para revenda, apura-se a energia requerida para atendimento do mercado de referência e a tarifa média de energia.

28. Conforme estabelece o Proret 8.4, as permissionárias poderão encaminhar pleito de perdas, limitado ao valor realizado nos últimos 12 meses. Caso essa informação não seja encaminhada, a ANEEL utilizará o percentual do último processo tarifário<sup>6</sup>. A tabela abaixo demonstra o cálculo da energia requerida.

<sup>6</sup> Conforme disposto no Submódulo 8.4 do Proret.

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



Fls. 11 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

**Tabela 6 – Energia Requerida**

Permissionária	Fornecimento + Suprimento (MWh)	Perdas Regulatórias (%)	Perdas Regulatórias (MWh)	Energia Requerida (MWh)
Cedri	11.436,14	13,00%	1.709,38	<b>13.145,52</b>
Cejama	40.196,53	6,58%	2.831,64	<b>43.028,17</b>
Ceraçá	89.333,71	19,88%	22.165,40	<b>111.499,11</b>
Cerbranorte	151.723,58	14,70%	26.154,48	<b>177.878,06</b>
Cerej	55.886,68	14,48%	9.460,45	<b>65.347,13</b>
Cergal	56.798,59	12,54%	8.143,50	<b>64.942,08</b>
Cergapa	25.825,64	13,21%	3.930,83	<b>29.756,47</b>
Cergal	29.419,64	6,30%	1.978,91	<b>31.398,55</b>
Cermoful	146.518,04	10,05%	16.362,09	<b>162.880,13</b>
Cerpalo	60.614,45	9,72%	6.528,67	<b>67.143,11</b>
Cersul	137.664,35	10,85%	16.759,44	<b>154.423,80</b>
Certrel	41.996,23	11,18%	5.284,80	<b>47.281,03</b>
Coopera	333.190,66	6,18%	21.947,54	<b>355.138,20</b>
Coopercocal	100.572,32	4,94%	5.225,51	<b>105.797,83</b>
Coopermila	19.148,05	8,00%	1.665,05	<b>20.813,10</b>
Coorsel	48.588,45	17,02%	9.965,80	<b>58.554,25</b>
Cervam	27.485,95	9,95%	3.037,53	<b>30.523,48</b>
Cegero	174.650,07	8,64%	16.523,60	<b>191.173,67</b>
Cersad	8.424,62	13,51%	1.316,11	<b>9.740,73</b>
Codesam	55.488,65	2,94%	1.683,70	<b>57.172,34</b>
Cooperzem	43.414,60	28,02%	16.903,05	<b>60.317,65</b>

\* perdas regulatórias sobre a energia injetada.

29. A tarifa média de compra de energia é calculada com base:

- I. nos contratos de suprimento de energia associadas aos percentuais de descontos;
- II. nas compras de energia feitas por chamada pública (quando houver);
- III. Compras obrigatórias por Lei: Angra e Contratos de Cotas de Garantia Física – CCGF (Lei 12.783/2013), nos casos em que a permissionária compra energia por meio de Leilão (quando houver)<sup>7</sup>;
- IV. nos montantes de PROINFA, os quais são valorados a custo zero; e
- V. de Geração Própria (quando aplicável).

<sup>7</sup> Conforme Parecer 128/2020/PFANEEL-PGF-AGU, SIC: 48516.001214/2020-00, de 13 de maio de 2020, as permissionárias não se incluem como cotistas de Itaipu.

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



Fls. 12 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

30. As permissionárias listadas na tabela seguinte passaram a adquirir energia por meio de chamada pública, via contratos vinculados à chamada pública. Essas aquisições visam substituir os contratos de suprimento, que tem um preço mais elevado.

**Tabela 7 – Compra de Energia em chamada Pública**

Permissionária	Vendedor	Montante Contratado	Montante Considerado	Preço	Início de Vigência
Codesam	Santa Maria Comercialização e Serviços de Energia Ltda	29.280,00	27.832,57	R\$ 116,08	01/01/2023
Codesam	Cooperativa Geradora de Energia Eletrica e Desenvolvimento Santa Maria	14.640,00	13.916,29	R\$ 214,81	01/07/2022
Cersad	CERSAD Geração	1.763,28	1.764,71	R\$ 158,36	01/12/2020
Cersad	SKOPOS Geração de Energia S.A.	5.211,84	5.216,08	R\$ 90,34	01/05/2023
COOPERZEM	Matrix Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	38.915,35	43.535,56	R\$ 168,53	01/12/2021
Cejama	Matrix Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	9.969,84	11.491,32	R\$ 163,43	01/01/2021
Cejama	Matrix Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	15.436,42	17.792,15	R\$ 163,43	01/01/2021
Cergal	PRIME ENERGY Comercializadora de Energia	5.316,86	5.220,89	R\$ 168,79	01/11/2021
Cergal	PRIME ENERGY Comercializadora de Energia	15.149,47	14.876,02	R\$ 168,79	01/11/2021
Cerbranorte	COMERC Comercializadora de Energia Eletrica LTDA	69.540,00	75.019,55	R\$ 149,70	01/09/2020
Cerbranorte	CEMIG Geração e Transmissão S.A.	46.807,01	50.495,26	R\$ 196,12	01/03/2022
Cerbranorte	Matrix Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	8.784,00	9.476,15	R\$ 195,35	01/03/2022
Coorsel	CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais	7.612,80	7.571,89	R\$ 83,65	01/06/2023
Coorsel	COMERC Comercializadora de Energia Eletrica LTDA	28.395,74	28.243,13	R\$ 160,93	01/01/2021
Cersul	Electra Comercializadora de Energia S.A.	7.068,00	6.321,67	R\$ 97,68	01/07/2023
Cervam	CEMIG Geração e Transmissão S/A	21.081,60	19.470,99	R\$ 176,34	01/12/2020
Cergapa	Tradener Ltda.	20.812,30	18.443,49	R\$ 183,42	01/06/2022
Coopermila	PRIME ENERGY Comercializadora de Energia	3.243,10	3.786,17	R\$ 171,29	01/11/2021
Coopermila	PRIME ENERGY Comercializadora de Energia	9.952,49	11.619,08	R\$ 171,29	01/11/2021
Cergal	CELESC Geração S.A	8.198,40	8.639,57	R\$ 136,91	01/10/2022
Cergal	Matrix Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	34.431,97	36.284,80	R\$ 171,97	01/05/2021
Cegero	CEMIG Geração e Transmissão S/A	110.868,72	117.098,99	R\$ 182,23	01/11/2020
Cegero	CELESC Geração S.A	21.977,57	23.212,60	R\$ 83,62	01/12/2022

31. A tabela abaixo resume os custos com aquisição de energia considerados no presente processo tarifário.

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



Fls. 13 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

**Tabela 8. Custos com Compra de Energia**

Permissionária	Angra	CCGF	Proinfa (MWh)	Contratos no ACL (MWh)	Suprimento (MWh)	Compra de Energia (MWh)	Tarifa Média (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
Cedri	-	-	334,00	-	12.811,51	13.145,52	294,86	<b>3.876.123,75</b>
Cejama	1.941,45	9.015,77	1.250,67	29.283,47	1.536,81	43.028,17	173,76	<b>7.476.582,09</b>
Ceraçá	-	-	2.772,00	-	108.727,11	111.499,11	137,04	<b>15.279.548,47</b>
Cerbranorte	6.490,31	31.556,47	3.997,63	134.990,97	842,68	177.878,06	173,70	<b>30.896.897,20</b>
Cerej	-	-	1.559,73	-	63.787,40	65.347,13	175,42	<b>11.463.217,58</b>
Cergal	2.391,81	12.842,38	1.644,87	44.924,36	3.138,67	64.942,08	175,76	<b>11.414.398,78</b>
Cergapa	903,81	4.459,79	748,62	18.443,49	5.200,76	29.756,47	184,08	<b>5.477.572,90</b>
Cergal	1.134,71	5.380,19	849,04	20.096,91	3.937,69	31.398,55	172,07	<b>5.402.671,92</b>
Cermoful	-	-	4.385,48	-	158.494,65	162.880,13	163,05	<b>26.558.108,49</b>
Cerpalo	-	-	1.777,19	65.365,93	65.365,93	67.143,11	204,85	<b>13.754.142,33</b>
Cersul	452,00	2.102,17	4.284,05	6.929,84	140.655,74	154.423,80	153,39	<b>23.687.693,93</b>
Certrel	-	-	1.355,22	-	45.925,81	47.281,03	131,87	<b>6.235.005,26</b>
Coopera	-	-	10.214,15	-	344.924,05	355.138,20	122,75	<b>43.592.364,37</b>
Cooperccocal	-	-	3.356,99	-	102.440,84	105.797,83	198,63	<b>21.014.753,16</b>
Coopermila	857,52	3.997,78	552,56	15.405,24	15.405,24	20.813,10	173,86	<b>3.618.563,70</b>
Coorsel	2.115,72	11.564,81	1.316,78	35.815,02	7.741,91	58.554,25	175,63	<b>10.283.898,64</b>
Cervam	1.264,72	6.463,69	923,79	19.470,99	2.400,29	30.523,48	187,68	<b>5.728.674,35</b>
Cegero	7.883,20	37.434,72	5.544,16	140.311,59	140.311,59	191.173,67	172,36	<b>32.950.126,80</b>
Cersad	386,11	1.976,19	286,30	6.980,79	111,34	9.740,73	128,73	<b>1.253.944,15</b>
Codesam	2.197,87	11.498,24	1.727,38	41.748,86	41.748,86	57.172,34	156,58	<b>8.951.962,02</b>
Cooperzem	2.006,13	10.518,02	1.283,62	43.535,56	2.974,31	60.317,65	178,23	<b>10.750.258,39</b>

32. De acordo com a Lei 13.360/2016, os descontos nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão (TUSD) e nas tarifas de energia (TE) concedidos às cooperativas de eletrificação rural, concessionárias ou permissionárias, deverão ser reduzidos até a sua extinção. A avaliação dessa redução ocorre em cada processo tarifário, respeitado o efeito médio final a 10% (dez por cento). Os descontos vigentes não são alterados quando observados efeitos médios superiores à 10%.

33. A tabela a seguir elenca os descontos tarifários e as novas tarifas de suprimento de energia.

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



Fls. 14 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

**Tabela 9. Descontos e tarifas de suprimento**

Permissionária	Supridora	Nível de Tensão	Desconto Anterior	Desconto Atual	Tarifa com desconto	REH Supridora
Cedri	Elektro	A4	0,00%	0,00%	302,55	REH 3.100/2022
Cejama	Celesc	A4	0,00%	0,00%	308,25	REH 3.244/2023
Ceraçá	Celesc	A4	54,41%	54,41%	140,53	REH 3.244/2023
Cerbranorte	Celesc	A2	0,00%	0,00%	308,25	REH 3.244/2023
Cerej	Celesc	A4	41,70%	41,70%	179,71	REH 3.244/2023
Cergal	Celesc	A3	11,50%	0,00%	308,25	REH 3.244/2023
Cergal	Celesc	A4	11,50%	0,00%	308,25	REH 3.244/2023
Cergapa	Celesc	A4	36,75%	36,75%	194,97	REH 3.244/2023
Cergal	Celesc	A4	42,99%	42,99%	175,73	REH 3.244/2023
Cermoful	Celesc	A3	48,41%	45,64%	167,56	REH 3.244/2023
Cermoful	Celesc	A4	48,41%	45,64%	167,56	REH 3.244/2023
Cerpalo	Celesc	A3a	31,74%	31,74%	210,42	REH 3.244/2023
Cerpalo	Celesc	A4	31,74%	31,74%	210,42	REH 3.244/2023
Cersul	Celesc	A3	54,68%	54,68%	159,86	REH 3.244/2023
Cersul	Celesc	A4	48,14%	48,14%	139,70	REH 3.244/2023
Certrel	Celesc	A4	55,96%	55,96%	135,76	REH 3.244/2023
Coopera	Celesc	A3	59,00%	59,00%	126,38	REH 3.244/2023
Coopercocal	Celesc	A3	39,48%	33,45%	205,14	REH 3.244/2023
Coopercocal	Celesc	A4	39,48%	33,45%	205,14	REH 3.244/2023
Coopermila	Celesc	A4	0,00%	0,00%	308,25	REH 3.244/2023
Coorsel	Celesc	A4	0,00%	0,00%	308,25	REH 3.244/2023
Cervam	Elektro	A4	0,00%	0,00%	302,55	REH 3.100/2022
Cervam	CPFL Paulista	A4	0,00%	0,00%	333,70	REH 3.183/2023
Cegero	Celesc	A2	0,00%	0,00%	308,25	REH 3.244/2023
Cersad	Celesc	A4	0,00%	0,00%	308,25	REH 3.244/2023
Codesam	Celesc	A2	13,28%	0,00%	308,25	REH 3.244/2023
Cooperzem	Celesc	A4	0,00%	0,00%	308,25	REH 3.244/2023

### III.1.5 Custos de Transporte

34. Os custos de transporte são compostos pelos custos:

- i. Rede Básica, composta pelos custos de Rede Básica Sistêmica, de Rede Básica de Fronteira e de Conexão à Transmissão (DIT)
- ii. Uso do Sistema de Distribuição - CUSD

35. A tabela abaixo demonstra o custo de transporte de energia de cada permissionária.

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



Fls. 15 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

**Tabela 10. Custos de Transporte de Energia**

Permissionária	Rede Básica	Rede Básica Fronteira	CUSD	Custos com Transporte
Cedri	-	-	3.508.608,23	<b>3.508.608,23</b>
Cejama	-	-	5.332.415,62	<b>5.332.415,62</b>
Ceraçá	-	-	12.294.347,19	<b>12.294.347,19</b>
Cerbranorte	-	-	12.748.620,16	<b>12.748.620,16</b>
Cerej	-	-	8.873.817,33	<b>8.873.817,33</b>
Cergal	-	-	6.985.136,71	<b>6.985.136,71</b>
Cergapa	-	-	3.979.002,38	<b>3.979.002,38</b>
Cergal	-	-	3.613.298,93	<b>3.613.298,93</b>
Cermoful	-	-	14.038.088,37	<b>14.038.088,37</b>
Cerpalo	-	-	8.904.227,83	<b>8.904.227,83</b>
Cersul	4.997.733,33	530.920,00	4.047.385,81	<b>9.576.039,15</b>
Certrel	-	-	5.547.130,25	<b>5.547.130,25</b>
Coopera	12.591.592,00	1.336.335,00	-	<b>13.927.927,00</b>
Coopercocal	1.679.761,34	323.311,67	6.085.724,82	<b>8.088.797,83</b>
Coopermila	-	-	2.495.015,49	<b>2.495.015,49</b>
Coorsel	-	-	7.148.611,59	<b>7.148.611,59</b>
Cervam	-	-	4.773.821,59	<b>4.773.821,59</b>
Cegero	-	-	13.087.071,34	<b>13.087.071,34</b>
Cersad	-	-	691.215,78	<b>691.215,78</b>
Codesam	-	-	2.342.448,21	<b>2.342.448,21</b>
Cooperzem	-	-	5.246.731,72	<b>5.246.731,72</b>

36. Para a obtenção dos custos referentes ao CUSD, multiplica-se os montantes de demanda e energia constantes nas faturas de suprimento pelas respectivas tarifas de suprimento<sup>8</sup>. A tabela seguinte elenca as tarifas de suprimento relativas aos CUSDs.

<sup>8</sup> Estabelecidas nas resoluções homologatórias referentes aos processos tarifários das supridoras.

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



Fls. 16 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

**Tabela 11. Tarifas de suprimento relativas ao CUSD**

Permissionária	Supridora	Nível de Tensão	TUSD KW Ponta	TUSD KW Fora Ponta	TUSD MWh	REH Supridora
Cedri	Elektro	A4	24,54	16,44	12,13	REH 3.100/2022
Cejama	Celesc	A4	27,66	16,82	13,08	REH 3.244/2023
Ceraçá	Celesc	A4	27,66	16,82	13,08	REH 3.244/2023
Cerbranorte	Celesc	A2	20,88	13,93	3,80	REH 3.244/2023
Cerej	Celesc	A4	27,66	16,82	13,08	REH 3.244/2023
Cergal	Celesc	A3	18,11	13,68	6,82	REH 3.244/2023
Cergal	Celesc	A4	27,66	16,82	13,08	REH 3.244/2023
Cergapa	Celesc	A4	27,66	16,82	13,08	REH 3.244/2023
Cergal	Celesc	A4	27,66	16,82	13,08	REH 3.244/2023
Cermoful	Celesc	A3	27,31	15,97	6,82	REH 3.244/2023
Cermoful	Celesc	A4	27,66	16,82	13,08	REH 3.244/2023
Cerpalo	Celesc	A3a	27,66	16,82	13,08	REH 3.244/2023
Cerpalo	Celesc	A4	27,66	16,82	13,08	REH 3.244/2023
Cersul	Celesc	A3	27,31	15,97	6,82	REH 3.244/2023
Cersul	Celesc	A4	27,66	16,82	13,08	REH 3.244/2023
Certrel	Celesc	A4	27,66	16,82	13,08	REH 3.244/2023
Coopera	Celesc	A3	27,31	15,97	6,82	REH 3.244/2023
Coopercocal	Celesc	A3	27,31	15,97	6,82	REH 3.244/2023
Coopercocal	Celesc	A4	27,66	16,82	13,08	REH 3.244/2023
Coopermila	Celesc	A4	27,66	16,82	13,08	REH 3.244/2023
Coorsel	Celesc	A4	27,66	16,82	13,08	REH 3.244/2023
Cervam	Elektro	A4	24,54	16,44	12,13	REH 3.100/2022
Cervam	CPFL Paulista	A4	25,89	12,85	12,15	REH 3.183/2023
Cegero	Celesc	A2	20,88	13,93	3,80	REH 3.244/2023
Cersad	Celesc	A4	27,66	16,82	13,08	REH 3.244/2023
Codesam	Celesc	A2	20,88	13,93	3,80	REH 3.244/2023
Cooperzem	Celesc	A4	27,66	16,82	13,08	REH 3.244/2023

### III.1.6 Valor da Parcela B conforme Submódulo 8.4 do Proret

37. A metodologia prevê que as permissionárias apresentem o pleito relativo aos custos de Parcela B, sendo este valor limitado ao definido no Despacho nº 612/2021 e observada sua regra de atualização<sup>9</sup>. Caso o pleito não seja apresentado, considera-se o valor de Parcela B do último processo tarifário.

38. A tabela abaixo apresenta os valores de Parcela B solicitados pelas permissionárias e

<sup>9</sup> Regra definida no Submódulo 8.4 do Proret.

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





Fls. 17 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

os efetivamente considerados nos respectivos cálculos.

**Tabela 12. Custos de Parcela B**

Permissionária	Investimentos	Operação e Manutenção	Pleito Parcela B	Limite Parcela B	Parcela B Considerada	Diferença em relação ao limite
Cedri	2.612.158,74	3.814.222,51	6.426.381,25	13.226.367,63	<b>6.426.381,25</b>	51,4%
Cejama	2.900.000,00	7.800.000,00	10.700.000,00	10.691.881,87	<b>10.691.881,87</b>	0,0%
Ceraçá	9.545.391,41	18.785.000,00	28.330.391,41	28.330.391,41	<b>28.330.391,41</b>	0,0%
Cerbranorte	19.804.203,83	15.881.191,90	35.685.395,73	35.685.395,73	<b>35.685.395,73</b>	0,0%
Cerej	13.971.482,64	17.320.000,00	31.291.482,64	31.291.482,64	<b>31.291.482,64</b>	0,0%
Cergal	5.664.963,43	17.999.990,45	23.664.953,88	23.664.929,51	<b>23.664.929,51</b>	0,0%
Cergapa	4.668.746,44	3.200.043,39	7.868.789,83	8.998.789,83	<b>7.868.789,83</b>	12,6%
Cergal	3.338.019,81	6.063.075,16	9.401.094,97	10.698.094,98	<b>9.401.094,97</b>	12,1%
Cermoful	13.132.951,11	18.737.377,18	31.870.328,29	31.870.328,29	<b>31.870.328,29</b>	0,0%
Cerpalo	5.824.952,88	15.194.352,80	21.019.305,68	25.319.279,61	<b>21.019.305,68</b>	17,0%
Cersul	18.490.679,98	22.919.990,16	41.410.670,15	41.410.670,15	<b>41.410.670,15</b>	0,0%
Certrel	3.113.348,42	11.850.000,00	14.963.348,42	14.963.348,42	<b>14.963.348,42</b>	0,0%
Coopera	16.393.089,09	26.036.910,91	42.430.000,00	68.279.960,30	<b>42.430.000,00</b>	37,9%
Coopercofal	4.974.536,52	16.350.794,78	21.325.331,30	21.403.404,02	<b>21.325.331,30</b>	0,4%
Coopermila	511.586,08	2.360.296,51	3.001.882,59	3.005.451,49	<b>3.001.882,59</b>	0,1%
Coorsel	8.336.622,31	10.650.000,00	18.986.622,31	18.986.603,05	<b>18.986.603,05</b>	0,0%
Cervam	3.558.101,99	5.094.779,82	8.652.881,81	10.073.871,44	<b>8.652.881,81</b>	14,1%
Cegero	6.157.452,88	7.378.912,26	13.536.365,14	13.536.365,14	<b>13.536.365,14</b>	0,0%
Cersad	1.954.285,71	445.714,29	2.400.000,00	3.017.597,73	<b>2.400.000,00</b>	20,5%
Codesam	-	4.696.520,86	4.696.520,86	4.696.520,86	<b>4.696.520,86</b>	0,0%
Cooperzem	7.295.390,45	9.042.949,07	16.338.339,52	16.338.339,52	<b>16.338.339,52</b>	0,0%

### III.1.7 Componentes Financeiros

39. Os componentes financeiros, presentes nestes processos tarifários, decorrem dos seguintes ajustes financeiros, apresentados na tabela 13:

- i. Pis/Cofins na compra de energia e no encargo de uso do sistema de distribuição;
- ii. Neutralidade dos encargos setoriais na Parcela A;
- iii. Neutralidade Financeiro Covid;
- iv. Neutralidade Crédito Pis/Cofins
- v. Repasse para compensação por descontinuidade;
- vi. Subvenção Baixa Densidade de Carga;
- vii. Retenção adicional de Bandeiras Tarifarias;
- viii. Repasse ICMS;
- ix. Crédito de Pis Cofins sobre o ICMS;
- x. Reversão diferimento Pis/Cofins;
- xi. Spread Conta-Covid;
- xii. CVE Energia;
- xiii. CVE Encargos;

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





Fls. 19 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

avaliadas as vantagens e desvantagens de se realizar tais medidas. Dessa forma, entende-se que os pedidos de diferimento devem ser negados.

45. Em razão da negativa, as permissionárias a seguir pediram a redução do pleito de Parcela B.

Permissionária	Pleito Original	Retificação	Diferença
Cergral	10.698.094,98	10.201.094,97	497.000,01
Cergapa	8.998.789,83	7.868.789,83	1.130.000,00
Cedri	7.026.381,25	6.426.381,25	600.000,00
Cervam	9.552.881,81	8.652.881,81	900.000,00
Cerpalo	22.819.305,68	21.019.305,68	1.800.000,00
Cersad	2.800.000,00	2.400.000,00	400.000,00

46. Ademais, a Cergapa solicitou a redução do pleito de perdas de 21,27% para 13,12%.

47. As demais especificidades quanto aos pleitos de financeiros são tratadas no Anexo 1.

### III.1.8 Subvenção CDE

48. A Subvenção CDE representa os valores mensais de subsídio relativos aos descontos tarifários a serem repassados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE às distribuidoras no período de competência de setembro de 2023 a agosto de 2024<sup>10</sup>, inclusive, com a previsão de subsídio direcionado a custear os benefícios tarifários das unidades consumidoras participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Esses valores representam, também, os ajustes referentes às diferenças entre os valores previstos e os realizados no período de setembro de 2022 a agosto de 2023. Os subsídios podem ser visualizados na tabela seguinte.

<sup>10</sup> Esses recursos deverão ser repassados até o 10º dia útil do mês subsequente.

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



Fls. 20 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

**Tabela 15 – Valores dos subsídios relativos aos descontos tarifários**

Permissionária	Carga Fonte Incentivada	Geração Fonte Incentivada	Serviço Público Água, Esgoto Saneamento	Rural	Irrigante/ Aquicultor	SCEE	Total
Cedri	216.051,57	0,00	-136,71	158,96	0,00	14.446,35	<b>230.520,17</b>
Cejama	78.556,77	0,00	27,60	-989,71	5.103,56	42.948,99	<b>125.647,21</b>
Ceraçá	0,00	3.839,99	39,56	-15.731,89	4.373,85	705.428,03	<b>697.949,53</b>
Cerbranorte	14.610,74	9.120,33	37,03	-7.568,40	42.703,46	559.147,41	<b>618.050,57</b>
Cerej	0,00	0,00	-4,76	-440,76	0,00	152.682,81	<b>152.237,30</b>
Cergal	518.270,74	0,00	-53,82	-889,53	11.168,16	248.868,88	<b>777.364,42</b>
Cergapa	27.159,59	0,00	-6,67	-1.286,45	4.731,53	99.120,20	<b>129.718,21</b>
Cergral	0,00	0,00	26,90	-2.377,18	1.773,25	85.654,08	<b>85.077,04</b>
Cermoful	84.149,33	0,00	143,62	-238,14	355,01	140.950,47	<b>225.360,29</b>
Cerpalo	137.702,76	0,00	243,62	62,36	0,00	268.824,99	<b>406.833,73</b>
Cersul	0,00	0,00	104,25	-3.480,76	27.529,57	589.444,61	<b>613.597,67</b>
Certrel	0,00	0,00	-22,17	0,47	0,00	59.182,96	<b>59.161,27</b>
Coopera	0,00	0,00	102,15	-3.608,35	11.393,10	81.439,89	<b>89.326,79</b>
Coopercofal	3.692,54	0,00	194,48	-1.391,62	3.224,18	86.911,01	<b>92.630,59</b>
Coopermila	0,00	0,00	-4,22	-546,95	-1,27	45.563,66	<b>45.011,23</b>
Coorsel	136.447,86	3.004,31	56,59	-4.256,46	3.593,78	192.471,61	<b>331.317,70</b>
Cervam	112.146,74	0,00	37,79	-4.560,66	22.300,60	52.162,81	<b>182.087,27</b>
Cegero	341.493,52	756,08	-49,36	-1.153,12	21.527,52	83.776,06	<b>446.350,71</b>
Cersad	0,00	0,00	25,59	-109,56	85,61	4.992,12	<b>4.993,76</b>
Codesam	0,00	0,00	1,25	-28,48	0,00	4.295,67	<b>4.268,45</b>
Cooperzem	168.770,41	484,55	9,17	-5.062,58	107.738,01	378.075,26	<b>650.014,82</b>

49. A CCEE também é responsável pelo repasse da subvenção CDE relativa à compensação da baixa densidade de carga das permissionárias em relação às competências de setembro de 2023 a agosto de 2024. A tabela a seguir apresenta os valores mensais:

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



Fls. 21 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

**Tabela 16. Subsídios relativos à compensação da baixa densidade.**

Permissionária	Compensação em função da baixa densidade de carga
Cedri	240.288,50
Cejama	313.897,17
Ceraçá	1.019.939,85
Cerbranorte	892.332,52
Cerej	1.548.394,19
Cergal	72.090,45
Cergapa	311.348,84
Cergal	238.461,69
Cermoful	115.004,44
Cerpalo	333.467,00
Cersul	1.731.428,81
Certrel	220.868,93
Coopera	-
Coopercocal	301.644,90
Coopermila	129.481,37
Coorsel	655.568,51
Cervam	165.256,01
Cegero	-
Cersad	107.655,40
Codesam	-
Cooperzem	473.004,32

### Pleitos Extraordinários

50. A Cegero informou que já está confirmada a migração de 27 unidades consumidoras industriais para o ambiente de contratação livre, a partir de 2024. Outras duas unidades migraram em abril de 2023. As migrações foram integrais e utilizarão fontes incentivadas, assim deverão ter o desconto de 50% na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição. Essas migrações representam 70% da carga da permissionária.

51. Como as migrações ainda ocorrerão, a permissionária não teria a devida compensação do subsídio para fonte incentivada, caso fossem seguidas as regras de cálculo de subsídio vigente. O subsídio estimado ao qual a permissionária teria direito caso as unidades consumidoras já estivessem em operação comercial totaliza R\$ 3.582.068,33, o que equivale a 26% da Parcela B da distribuidora. Por essa razão, esta solicitou a inclusão do montante na previsão do subsídio fonte incentivada.

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



Fls. 22 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

52. Face ao impacto para permissionária, o diretor relator decidiu excepcionalmente acatar o pleito da Cegero. Esclarece-se que no próximo processo tarifário será realizado o cálculo do ajuste deste subsídio que irá considerar o efetivo mercado realizado.

53. Um outro ponto levantado pela Cegero refere-se ao impacto dessa migração nos cálculos da neutralidade dos encargos CDE GD e ESS/EER. Estes encargos são pagos por meio da Tarifa de Energia, ou seja, pelos consumidores cativos. Com a migração das 27 unidades consumidoras em abril/24, os consumidores cativos restantes pagarão por esses encargos por meio da neutralidade de financeiros no processo de 2024.

54. Com relação a esse aspecto, a regulamentação vigente não define uma forma de tratar o problema relatado. É fato que a CVE irá cobrir uma parte dos custos de ESS/EER indicado, mas a regulamentação vigente não indica formas de minimizar o problema. Diante disso, entende-se que não há como acatar a proposta da Cegero de forma a equalizar todas as questões que envolvem a migração desses consumidores.

#### IV - DO FUNDAMENTO LEGAL

55. O inciso IV do art. 15 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, estabelece que as tarifas máximas do serviço público de energia elétrica serão fixadas em ato específico da ANEEL, que autorize a aplicação de novos valores, resultantes de revisão ou de reajuste, nas condições do respectivo contrato.

56. O inciso X do art. 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, estabelece a competência da ANEEL para atuar nos processos de definição e controle de preços e de tarifas.

57. O art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 2004, com a redação dada pelo art. 9º da Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, estabelece a incumbência da ANEEL para homologar as tarifas de energia elétrica na forma da mencionada Lei, das normas pertinentes e dos Contratos de Permissão.

#### V - DA CONCLUSÃO

58. Com base na legislação vigente, no que consta do Processo nº 48500.006899/2022-83 e nas informações contidas nessa Nota Técnica, opina-se:

- a. pela aprovação dos efeitos médios constantes da tabela abaixo, que representam os resultados dos cálculos tarifários das permissionárias com data de aniversário em **30 de setembro de 2023**;

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



Fls. 23 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

**Tabela 17. Efeito médio para os consumidores cativos**

Permissionária	Alta Tensão	Baixa Tensão	Efeito Médio	Efeito B1
Cedri	3,10%	21,21%	12,87%	19,48%
Cejama	3,56%	7,20%	5,23%	5,05%
Ceraçá	17,53%	20,77%	19,65%	16,17%
Cerbranorte	-0,40%	2,19%	1,15%	0,30%
Cerej	16,82%	18,57%	18,34%	15,40%
Cergal	-4,53%	0,20%	-0,44%	-0,19%
Cergapa	10,05%	17,53%	15,89%	13,58%
Cergal	17,45%	13,56%	14,43%	12,62%
Cermoful	11,69%	8,32%	10,00%	7,89%
Cerpalo	27,95%	14,64%	16,37%	14,48%
Cersul	16,96%	20,10%	18,81%	17,63%
Certrel	14,16%	12,89%	13,63%	11,23%
Coopera	9,78%	10,67%	10,10%	9,73%
Coopercocal	9,92%	10,09%	10,00%	9,36%
Coopermila	3,25%	9,63%	5,48%	4,00%
Coorsel	9,19%	15,22%	13,33%	12,11%
Cervam	22,72%	23,97%	23,38%	21,98%
Cegero	5,74%	7,94%	6,24%	6,61%
Cersad	9,40%	4,49%	6,52%	3,39%
Codesam	-5,76%	-6,45%	-5,83%	-7,16%
Cooperzem	7,58%	8,44%	8,24%	5,81%

- b. pela fixação das Tarifas de Suprimento das supridoras para as Permissionárias com data de aniversário contratual em **30 de setembro de 2023**;
- c. pela fixação dos valores das quotas anuais da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE e do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;
- d. pela homologação dos valores mensais de recursos da CDE a serem repassados pela CCEE às permissionárias com data de aniversário em **30 de setembro de 2023**, de modo a custear os descontos retirados da estrutura tarifária; e
- e. pela homologação dos valores mensais de recursos da CDE a serem repassados pela CCEE às permissionárias com data de aniversário em **30 de setembro de 2023**, de modo a custear a baixa densidade de carga das permissionárias.

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



Fls. 24 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

## VI - DA RECOMENDAÇÃO

59. Fundamentado no exposto nesta Nota Técnica, recomenda-se a aprovação dos Cálculos Tarifários em questão, conforme detalhado na conclusão acima.
60. O Anexo I detalha o cálculo de cada Permissionária.

*(Assinado digitalmente)*  
GUSTAVO GODOY DE LIMA  
Analista Administrativo

*(Assinado digitalmente)*  
ÉRIKA BRAGA LOURENÇATTO  
Analista Administrativo

*(Assinado digitalmente)*  
RICARDO MARTINS  
Especialista em Regulação

*(Assinado digitalmente)*  
LUCIANO AUGUSTO DUARTE CHEBERLE  
Especialista em Regulação

*(Assinado digitalmente)*  
RAQUEL GONÇALVES CARVALHO  
Especialista em Regulação

*(Assinado digitalmente)*  
ANDREY VINÍCIUS ALTOÉ  
Especialista em Regulação

*(Assinado digitalmente)*  
CECÍLIA MAGALHÃES FRANCISCO  
Coordenadora Adjunta de Gestão Tarifária de Distribuição

**De acordo,**

*(Assinado digitalmente)*  
CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES  
Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica

**Obs.: os cálculos tarifários contaram ainda com a contribuição dos estagiários Jayson de Carvalho Marques da Silva, Amanda Elias de Souza, Sthefany Paula Soares da Silva e Pedro de Abreu Dias.**

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





Fls. 25 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

## **ANEXO I – DETALHAMENTO DO CÁLCULO TARIFÁRIO DE CADA PERMISSONÁRIA**

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

Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.006899/2022-83

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 8FE5A77F007562B7



Fls. 26 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

## I.1. Codesam

A **Codesam**, sediada na cidade de Benedito Novo - SC, atende cerca de 1 mil unidades consumidoras, cujo consumo de energia representa uma receita de R\$ 25 milhões. Este ano, o contrato estabelece que seja realizada a Reajuste Tarifário Anual - RTA da distribuidora.

Na Tabela seguinte é demonstrado um resumo do cálculo tarifário.

**TABELA I.1.1 – CÁLCULO TARIFÁRIO**

Processo tarifário	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Variação	Participação no processo tarifário	Participação na Receita
<b>ENCARGOS SETORIAIS</b>	5.044.023,59	6.159.239,60	22,11%	4,39%	27,81%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	20.084,25	21.374,96	6,43%	0,01%	0,10%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	4.240.263,03	3.978.902,20	-6,16%	-1,03%	17,96%
CDE Eletrobras	-	106.834,36	0,00%	-0,42%	-0,48%
CDE GD	-	305.353,42	100,00%	1,20%	1,38%
CDE Escassez Hidrica	-	237.371,19	100,00%	0,93%	1,07%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. – EER	-	1.060.800,89	0,00%	4,17%	4,79%
PROINFA	783.676,31	662.271,31	-15,49%	-0,48%	2,99%
<b>ENERGIA COMPRADA</b>	13.894.538,66	8.951.962,02	-35,57%	-19,43%	40,41%
Energia	13.894.538,66	8.951.962,02	-35,57%	-19,43%	40,41%
<b>TRANSPORTE DE ENERGIA</b>	2.105.367,29	2.342.448,21	11,26%	0,93%	10,58%
Uso do sistema de distribuição	2.105.367,29	2.342.448,21	11,26%	0,93%	10,58%
<b>Total de Parcela A</b>	21.043.929,54	17.453.649,83	-17,06%	-14,12%	78,80%
<b>Total de Parcela B</b>	4.387.448,07	4.696.520,86	7,04%	1,22%	21,20%
<b>Variação econômica</b>				<b>-12,90%</b>	
<b>COMPONENTES FINANCEIROS</b>				<b>Participação</b>	
Repasso de PIS COFINS		324.986,37		1,28%	
Neutralidade Encargos Setoriais		114.691,06		0,45%	
Neutralidades Crédito de Pis cofins		(15.126,58)		-0,06%	
Crédito de Pis Cofins		(273.821,70)		-1,08%	
Previsão de Risco Hidrológico		1.143.840,63		4,50%	
<b>Total Financeiros</b>		<b>1.294.570</b>		<b>5,09%</b>	
<b>Variação econômica e financeira</b>				<b>-7,81%</b>	
<b>Retirada dos componentes financeiros relativos ao processo anterior</b>				<b>1,98%</b>	
<b>Efeito médio a ser percebido pelos Consumidores</b>				<b>-5,83%</b>	

Os custos da Parcela A representam **78,80%** da receita econômica da Permissionária. As alterações dos custos relativos a essa parcela representam **-14,12%** da variação econômico-financeira da **Codesam**, com destaque para:

- a) **Encargos Setoriais**. O valor total dos encargos setoriais corresponde ao efeito de **4,39%** no presente processo tarifário. Destaca-se, principalmente:

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



Fls. 27 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

- a inserção do encargo CDE Geração Distribuída, destinado ao custeio dos subsídios tarifários concedidos às unidades consumidoras participantes do SCEE<sup>11</sup>, com efeito de **1,20%**;
- O início do recolhimento da cota CDE Conta Escassez, que visa o pagamento empréstimo contraído pelas distribuidoras e permissionária de energia elétrica destinado a reduzir os impactos financeiros dos custos referentes à compra de energia no período de escassez hídrica de 2021, resultando em um efeito de **0,93%**; e
- Os novos valores de ESS/ERR aprovados no Despacho 2.983/2023, com efeito de **4,17%**.

b) **Custos de Transmissão.** Os custos com transmissão tiveram um impacto de **0,93%** no efeito final. Desse resultado, os custos com o uso do sistema de distribuição (CUSD) corresponderam a um impacto tarifário de -1,67%, derivado da redução de montantes contratados com a CELESC Distribuição para a **Codesam**.

c) **Compra de Energia.** O valor dos custos de compra de energia contribuiu com acréscimo de **-19,43%** na tarifa vigente, esse impacto sucede dos reajustes dos contratos de energia com a Santa Maria Comercialização e Serviços de Energia Ltda, com a Cooperativa Geradora de Energia Elétrica e Desenvolvimento Santa Maria e com sua principal supridora, a CELESC Distribuição.

Com relação à **Parcela B**, sua participação no processo tarifário é de **21,20%** da Receita, resultando num efeito de **1,22%** na variação econômico-financeira da tarifa vigente.

Já em relação aos **componentes financeiros**, estes com efeito total de **5,09%**, destacam-se: (i) repasse de Pis/Cofins, com impacto de **1,28%**; (ii) a Previsão de Risco Hidrológico, com impacto de **4,50%**; e (iii) o Crédito de Pis/Cofins, com impacto de **-1,08%**.

Ao resultado da variação econômica, de **-12,90%**, foram adicionados os componentes financeiros devidos, no total de **5,09%**, que, somado à retirada dos financeiros do processo anterior (**1,98%**), resultou no efeito médio final para o consumidor em **-5,83%**.

## SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS

Quanto ao valor mensal da **subvenção da CDE para descontos tarifário**, a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à Codesam, no período entre setembro de 2023 a agosto de 2024, é de R\$ 4.268,45. Esse valor já inclui o ajuste da diferença entre os valores

<sup>11</sup> Sistema de Compensação de Energia Elétrica

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



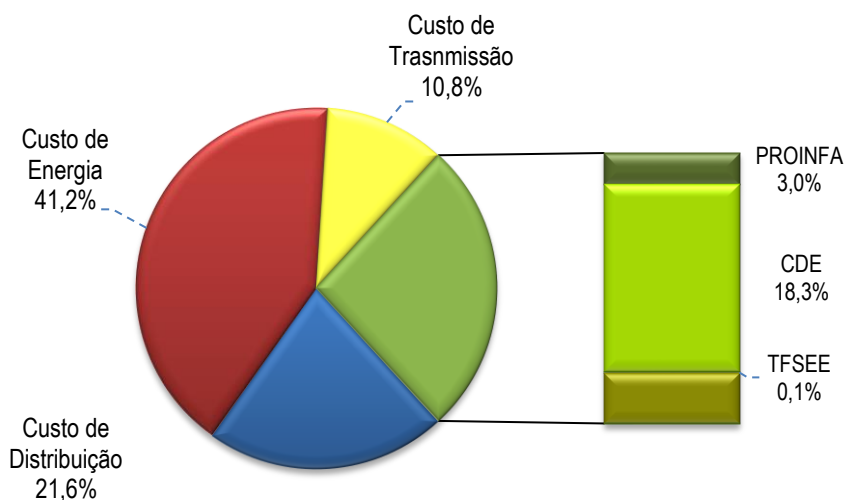
Fls. 28 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

previstos e os realizados entre setembro de 2022 a agosto de 2023. A Tabela a seguir demonstra o cálculo.

**TABELA I.1.2 – SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS MENSAIS**

Tipo de Subsídio	Diferença cobertura e apurado	Previsão 2023/2024	Previsão 2023/2024 + Diferença
Subsídio Carga Fonte Incentivada	-	-	-
Subsídio Geração Fonte Incentivada	-	-	-
Subsídio Distribuição	-	-	-
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	1,25	-	1,25
Subsídio Rural	(28,48)	-	(28,48)
Subsídio - Irrigante/Aquicultor	-	-	-
Subsídio SCEE	-	4.295,67	4.295,67
<b>TOTAL</b>	<b>(27,23)</b>	<b>4.295,67</b>	<b>4.268,45</b>

O Gráfico I.1.1 apresenta a participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora.



**Gráfico I.1.1 – Composição da Receita**

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



Fls. 29 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

## I.2. Cersad

A **Cersad**, sediada na cidade de Doutor Pedrinho - SC, atende cerca de 1 mil unidades consumidoras, cujo consumo de energia representa uma receita de R\$ 6 milhões. Este ano, o contrato estabelece que seja realizada a Reajuste Tarifário Anual - RTA da distribuidora.

Na Tabela seguinte é demonstrado um resumo do cálculo tarifário.

**TABELA I.2.1 – CÁLCULO TARIFÁRIO**

Processo tarifário	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Variação	Participação no processo tarifário	Participação na Receita
<b>ENCARGOS SETORIAIS</b>	930.713,59	1.024.041,90	10,03%	1,70%	19,07%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	9.232,94	9.733,77	5,42%	0,01%	0,18%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	699.327,89	665.233,24	-4,88%	-0,62%	12,39%
CDE Eletrobras	- 127.668,47 -	17.976,90	-85,92%	1,99%	-0,33%
CDE GD		51.039,08	100,00%	0,93%	0,95%
CDE Escassez Hidrica		39.606,75	100,00%	0,72%	0,74%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. – EER	230.718,88	175.559,82	-23,91%	-1,00%	3,27%
PROINFA	119.102,35	100.846,15	-15,33%	-0,33%	1,88%
<b>ENERGIA COMPRADA</b>	1.562.217,27	1.253.944,15	-19,73%	-5,60%	23,35%
Energia	1.562.217,27	1.253.944,15	-19,73%	-5,60%	23,35%
<b>TRANSPORTE DE ENERGIA</b>	705.605,65	691.215,78	-2,04%	-0,26%	12,87%
Uso do sistema de distribuição	705.605,65	691.215,78	-2,04%	-0,26%	12,87%
<b>Total de Parcela A</b>	3.198.536,51	2.969.201,83	-7,17%	-4,17%	55,30%
<b>Total de Parcela B</b>	2.302.271,82	2.400.000,00	4,24%	1,78%	44,70%
<b>Variação econômica</b>				<b>-2,39%</b>	
<b>COMPONENTES FINANCEIROS</b>				<b>Participação</b>	
Repasse de PIS COFINS		23.820,31		0,43%	
Neutralidade Encargos Setoriais		119.188,14		2,17%	
Neutralidade Conta Escassez		(4.822,55)		-0,09%	
Compensação DIC FIC		(40.215,97)		-0,73%	
Subvenção CDE		(1.291.864,79)		-23,48%	
Reversão Diferimento Pis Cofins		64.269,81		1,17%	
Financeiro CDE Eletrobras		(26.253,32)		-0,48%	
Reversão Diferimento CUSD		313.824,51		5,71%	
CVE - Energia		(147.222,24)		-2,68%	
CVE - Encargos		(31.988,59)		-0,58%	
Sobrecontratação/Exposição de Energia		4.136,28		0,08%	
Reversão de Risco Hidrológico		(159.005,09)		-2,89%	
Previsão de Risco Hidrológico		205.191,57		3,73%	
<b>Total Financeiros</b>		<b>(970.942)</b>		<b>-17,65%</b>	
<b>Variação econômica e financeira</b>				<b>-20,04%</b>	
<b>Retirada dos componentes financeiros relativos ao processo anterior</b>				<b>26,56%</b>	
<b>Efeito médio a ser percebido pelos Consumidores</b>				<b>6,52%</b>	

Os custos da Parcela A representam **55,30%** da receita econômica da Permissionária. As alterações dos custos relativos a essa parcela representam **-4,17%** da variação econômico-financeira da **Cersad**, com destaque para:

- b) **Encargos Setoriais.** O valor total dos encargos setoriais corresponde ao efeito de **1,70%** no presente processo tarifário. Destaca-se, principalmente:

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



Fls. 30 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

- A cota da CDE Eletrobrás que contribuiu para um aumento de **1,99%** no efeito médio, devido a um repasse menor considerado nesse processo tarifário;
- A inserção do encargo CDE Geração Distribuída, destinado ao custeio dos subsídios tarifários concedidos às unidades consumidoras participantes do SCEE<sup>12</sup>, com efeito de **0,93%**;
- O início do recolhimento da cota CDE Conta Escassez, que visa o pagamento empréstimo contraído pelas distribuidoras e permissionária de energia elétrica destinado a reduzir os impactos financeiros dos custos referentes à compra de energia no período de escassez hídrica de 2022, resultando em um efeito de **0,72%**.
- Os novos valores de ESS/ERR aprovados no Despacho 2.983/2023, com efeito de **-1,00%**.

b) **Custos de Transmissão.** Os custos com transmissão tiveram um impacto de **-0,26%** no efeito final. Esse percentual é derivado totalmente da contribuição do efeito de Custo de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) resultante da diminuição de montantes contratados com a CELESC Distribuição para a **Cersad**.

c) **Compra de Energia.** O valor dos custos de compra de energia contribuiu com o decréscimo de **-5,60%** na tarifa vigente, esse impacto sucede do novo contrato de energia com a SKOOP no valor de 90,34 R\$/MWh .

Com relação à **Parcela B**, sua participação no processo tarifário é de **44,70%** da Receita, resultando num efeito de **1,78%** na variação econômico-financeira da tarifa vigente.

Já em relação aos **componentes financeiros**, estes com efeito total de **-17,65%**. Destaque para a Subvenção para baixa densidade de carga, com impacto de -23,88%.

Ao resultado da variação econômica, de **-2,39%**, foram adicionados os componentes financeiros devidos, no total de **-17,65%**, que, somado à retirada dos financeiros do processo anterior (**26,56%**), resultou no efeito médio final para o consumidor em **6,52%**.

## SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS

Quanto ao valor mensal da **subvenção da CDE para descontos tarifário**, a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à Cersad, no período entre setembro de 2023 a agosto de 2024, é de R\$ 4.993,76. Esse valor já inclui o ajuste da diferença entre os valores

<sup>12</sup> Sistema de Compensação de Energia Elétrica

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



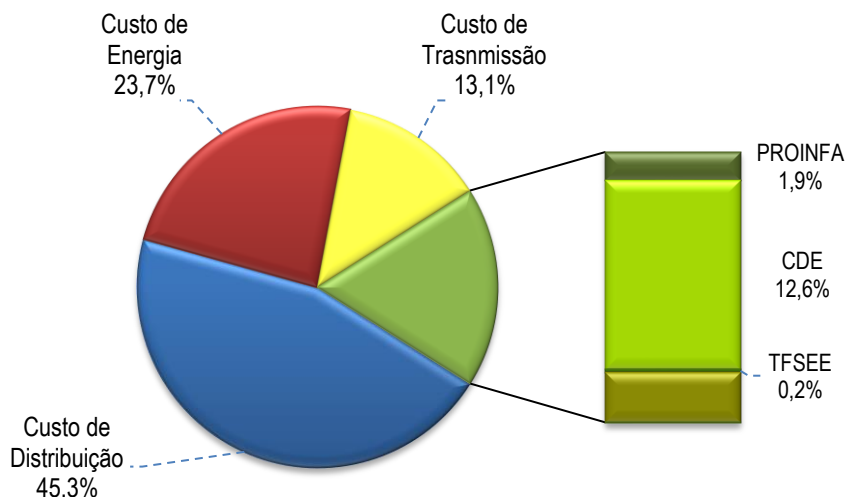
Fls. 31 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

previstos e os realizados entre setembro de 2022 a agosto de 2023. A Tabela a seguir demonstra o cálculo.

**TABELA I.2.2 – SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS MENSAIS**

Tipo de Subsídio	Diferença cobertura e apurado	Previsão 2023/2024	Previsão 2023/2024 + Diferença
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	25,59	-	25,59
Subsídio Rural	(109,56)	-	(109,56)
Subsídio - Irrigante/Aquicultor	3,61	82,00	85,61
Subsídio SCEE	2.147,73	2.844,39	4.992,12
<b>TOTAL</b>	<b>2.067,37</b>	<b>2.926,39</b>	<b>4.993,76</b>

O Gráfico I.2.1 apresenta a participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora.



**Gráfico I.2.1 – Composição da Receita**

### Pleito Específico

A Cersad solicitou o diferimento de R\$ 380.000,00 de Uso do Sistema de Distribuição, com o intuito de reduzir o impacto ao consumidor. Sobre essa questão entendemos que o pleito deve ser negado. Ocorre que todo diferimento considerado no ano anterior, retorna no ano seguinte, atualizado pelo IPCA, como componente positivo. Conforme pode ser observado no caso da Cersad, foram revertidos os diferimentos solicitados pela Cersad em 2022, e estes, estão impactando o presente processo tarifário em 1,17%.

O regulamento vigente possibilita que a permissionária gerencie sua estrutura de custos podendo pleitear um valor de Parcela B em função das suas necessidades. Conforme o submódulo 8.4 do PRORET, a permissionária deve pleitear, a cada processo tarifário, o componente de distribuição da

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



Fls. 32 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

Receita.

Vale destacar, ainda, que o Acórdão nº 1.376/2022-Plenário (TC 014.282/2021-6) recomenda, à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), com base no art. 250, inciso III, da Regimento Interno do TCU, que, ao realizar medidas de diferimento de custos para próximos reajustes tarifários, também realize análises de impactos futuros e de custo-benefício do atraso, juntando tais análises nos processos administrativos do reajuste a ser diferido, e que sejam avaliadas as vantagens e desvantagens de se realizar tais medidas. Dessa forma, entende-se que os pedidos de diferimento devem ser negados.

Diante da negativa do pleito de diferimento, por meio da Carta de 14/09/2023, a permissionária solicitou a redução da Parcela B para R\$2.800.000,00 para R\$2.400.000,00.

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





Fls. 33 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

### I.3. COOPERZEM

A **COOPERZEM**, sediada na cidade de Armazém - SC, atende cerca de 9 mil unidades consumidoras, cujo consumo de energia representa uma receita de R\$ 38 milhões. Este ano, o contrato estabelece que seja realizada a Reajuste Tarifário Anual - RTA da distribuidora.

Na Tabela seguinte é demonstrado um resumo do cálculo tarifário.

**TABELA I.3.1 – CÁLCULO TARIFÁRIO**

Processo tarifário	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Variação	Participação no processo tarifário	Participação na Receita
<b>ENCARGOS SETORIAIS</b>	6.439.243,26	6.689.353,20	3,88%	0,65%	17,14%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	69.856,22	57.695,51	-17,41%	-0,03%	0,15%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	4.792.495,58	4.552.932,92	-5,00%	-0,63%	11,67%
CDE Eletrobras	- -	82.924,66	100,00%	-0,22%	-0,21%
CDE GD		305.479,15	100,00%	0,80%	0,78%
CDE Escassez Hidrica		184.096,07	100,00%	0,48%	0,47%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. – EER	777.581,44	998.069,27	28,36%	0,58%	2,56%
PROINFA	799.310,02	674.004,94	-15,68%	-0,33%	1,73%
<b>ENERGIA COMPRADA</b>	10.956.266,40	10.750.258,39	-1,88%	-0,54%	27,55%
Energia	10.956.266,40	10.750.258,39	-1,88%	-0,54%	27,55%
<b>TRANSPORTE DE ENERGIA</b>	4.011.455,83	5.246.731,72	30,79%	3,23%	13,44%
Uso do sistema de distribuição	4.011.455,83	5.246.731,72	30,79%	3,23%	13,44%
<b>Total de Parcela A</b>	21.406.965,48	22.686.343,31	5,98%	3,34%	58,13%
<b>Total de Parcela B</b>	16.852.811,40	16.338.339,52	-3,05%	-1,34%	41,87%
<b>Variação econômica</b>				<b>2,00%</b>	
<b>COMPONENTES FINANCEIROS</b>				<b>Participação</b>	
Repasse de PIS COFINS		441.409,23		1,15%	
Neutralidade Encargos Setoriais		(787.589,20)		-2,06%	
Compensação DIC FIC		(14.133,46)		-0,04%	
Subvenção CDE		(5.676.051,82)		-14,84%	
Crédito de Pis Cofins		(528.487,79)		-1,38%	
Reversão Diferimento Pis Cofins		631.459,93		1,65%	
Diferimento de Energia		310.285,85		0,81%	
CVE - Energia		(142.392,87)		-0,37%	
CVE - Encargos		(450.103,43)		-1,18%	
Sobrecontratação/Exposição de Energia		(8.553,55)		-0,02%	
Reversão de Risco Hidrológico		(456.707,84)		-1,19%	
Previsão de Risco Hidrológico		892.660,20		2,33%	
Diferimento Previsão de Risco Hidrológico - Energia de Venda		370.655,59		0,97%	
Diferimento Previsão de Risco Hidrológico - Perda Não Técnica		8.706,19		0,02%	
Diferimento Previsão de Risco Hidrológico - Perda Técnica		61.874,93		0,16%	
<b>Total Financeiros</b>		<b>(5.346.968)</b>		<b>-13,98%</b>	
<b>Variação econômica e financeira</b>				<b>-11,98%</b>	
<b>Retirada dos componentes financeiros relativos ao processo anterior</b>				<b>20,22%</b>	
<b>Efeito médio a ser percebido pelos Consumidores</b>				<b>8,24%</b>	

Os custos da Parcela A representam **58,13%** da receita econômica da Permissionária. As alterações dos custos relativos a essa parcela representam **3,34%** da variação econômico-financeira da **COOPERZEM**, com destaque para:

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



Fls. 34 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

- c) **Encargos Setoriais.** O valor total dos encargos setoriais corresponde ao efeito de **0,65%** no presente processo tarifário. Destaca-se, principalmente:
- a inserção do encargo CDE Geração Distribuída, destinado ao custeio dos subsídios tarifários concedidos às unidades consumidoras participantes do SCEE<sup>13</sup>, com efeito de 0,80%;
  - O início do recolhimento da cota CDE Conta Escassez, que visa o pagamento empréstimo contraído pelas distribuidoras e permissionária de energia elétrica destinado a reduzir os impactos financeiros dos custos referentes à compra de energia no período de escassez hídrica de 2022, resultando em um efeito de 0,48%.
- b) **Custos de Transmissão.** Os custos com transmissão tiveram um impacto de **3,23%** no efeito final. Esse percentual é derivado totalmente da contribuição do efeito de Custo de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) resultante do aumento de montantes contratados com a Celesc para a **COOPERZEM**.
- c) **Compra de Energia.** O valor dos custos de compra de energia contribuiu com decréscimo de **-0,54%** na tarifa vigente, esse impacto sucede da substituição do contrato de suprimento com a Celesc pelo contrato com a Matrix Comercializadora.

Com relação à **Parcela B**, sua participação no processo tarifário é de **41,87%** da Receita, resultando num efeito de **-1,34%** na variação econômico-financeira da tarifa vigente.

Já em relação aos **componentes financeiros**, estes com efeito total de **-13,98%**, destacam-se: (i) a CVE Energia, com impacto de -0,37%, e a CVE Encargos, com impacto de -1,18%, ambas decorrentes da diferença das coberturas concedidas no processo tarifário de 2022 e os custos efetivamente incorridos pela empresa no período de referência; (ii) a Reversão de diferimento de Pis/Cofins, com impacto de 1,65%; e (iii) a Subvenção para baixa densidade de carga, com impacto de -14,84%.

Ao resultado da variação econômica, de **2,00%**, foram adicionados os componentes financeiros devidos, no total de **-13,98%**, que, somado à retirada dos financeiros do processo anterior (**20,22%**), resultou no efeito médio final para o consumidor em **8,24%**.

## SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS

Quanto ao valor mensal da **subvenção da CDE para descontos tarifário**, a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à COOPERZEM, no período entre

<sup>13</sup> Sistema de Compensação de Energia Elétrica

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



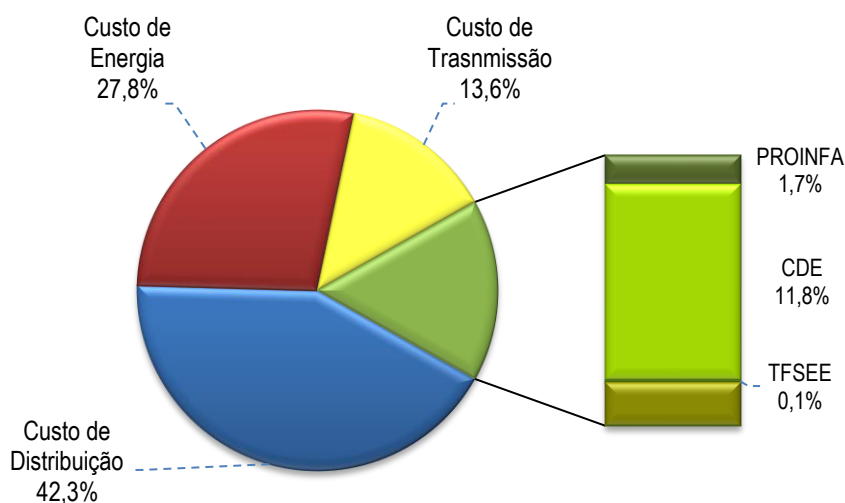
Fls. 35 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

setembro de 2023 a agosto de 2024, é de R\$ 650.014,82. Esse valor já inclui o ajuste da diferença entre os valores previstos e os realizados entre setembro de 2022 a agosto de 2023. A Tabela a seguir demonstra o cálculo.

**TABELA I.3.2 – SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS MENSAIS**

Tipo de Subsídio	Diferença cobertura e apurado	Previsão 2023/2024	Previsão 2023/2024 + Diferença
Subsídio Carga Fonte Incentivada	25.747,55	143.022,86	168.770,41
Subsídio Geração Fonte Incentivada	(18.265,89)	18.750,44	484,55
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	9,17	-	9,17
Subsídio Rural	(5.062,58)	-	(5.062,58)
Subsídio - Irrigante/Aquicultor	22.939,68	84.798,32	107.738,01
Subsídio SCEE	185.319,51	192.755,76	378.075,26
<b>TOTAL</b>	<b>210.687,44</b>	<b>439.327,38</b>	<b>650.014,82</b>

O Gráfico I.3.1 apresenta a participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora.



**Gráfico I.3.1 – Composição da Receita**

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



Fls. 36 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

#### I.4. Cejama

A **Cejama**, sediada na cidade de Jacinto Machado - SC, atende cerca de 5 mil unidades consumidoras, cujo consumo de energia representa uma receita de R\$ 27 milhões. Este ano, o contrato estabelece que seja realizada a Reajuste Tarifário Anual - RTA da distribuidora.

Na Tabela seguinte é demonstrado um resumo do cálculo tarifário.

**TABELA I.4.1 – CÁLCULO TARIFÁRIO**

Processo tarifário	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Variação	Participação no processo tarifário	Participação na Receita
ENCARGOS SETORIAIS	4.798.784,51	5.034.470,50	4,91%	0,89%	17,64%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	49.292,54	47.086,62	-4,48%	-0,01%	0,17%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	3.516.163,52	3.325.057,10	-5,44%	-0,72%	11,65%
CDE Eletrobras	(555.949,29)	(71.521,05)	-87,14%	1,83%	-0,25%
CDE GD		236.254,86	100,00%	0,89%	0,83%
CDE Escassez Hidrica		172.922,45	100,00%	0,65%	0,61%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. – EER	1.172.747,46	803.618,52	-31,48%	-1,39%	2,82%
PROINFA	616.530,27	521.052,00	-15,49%	-0,36%	1,83%
ENERGIA COMPRADA	6.780.833,76	7.476.582,09	10,26%	2,62%	26,20%
Energia	6.780.833,76	7.476.582,09	10,26%	2,62%	26,20%
TRANSPORTE DE ENERGIA	4.342.724,82	5.332.415,62	22,79%	3,73%	18,69%
Uso do sistema de distribuição	4.342.724,82	5.332.415,62	22,79%	3,73%	18,69%
Total de Parcela A	15.922.343,09	17.843.468,22	12,07%	7,24%	62,53%
Total de Parcela B	10.598.760,04	10.691.881,87	0,88%	0,35%	37,47%
<b>Variação econômica</b>				<b>7,59%</b>	
COMPONENTES FINANCEIROS				Participação	
Repasse de PIS COFINS		195.754,45		0,74%	
Neutralidade Encargos Setoriais		(245.286,94)		-0,92%	
Compensação DIC FIC		(6.713,43)		-0,03%	
Subvenção CDE		(3.766.765,99)		-14,20%	
Financeiro CDE Eletrobras		(51.378,49)		-0,19%	
CVE - Energia		(792.798,37)		-2,99%	
CVE - Encargos		(195.177,23)		-0,74%	
Sobrecontratação/Exposição de Energia		118.236,23		0,45%	
Reversão de Risco Hidrológico		(677.550,73)		-2,55%	
Previsão de Risco Hidrológico		869.288,70		3,28%	
<b>Total Financeiros</b>		<b>(4.552.392)</b>		<b>-17,17%</b>	
<b>Variação econômica e financeira</b>				<b>-9,58%</b>	
<b>Retirada dos componentes financeiros relativos ao processo anterior</b>				<b>14,81%</b>	
<b>Efeito médio a ser percebido pelos Consumidores</b>				<b>5,23%</b>	

Os custos da Parcela A representam **62,53%** da receita econômica da Permissionária. As alterações dos custos relativos a essa parcela representam **7,24%** da variação econômico-financeira da **Cejama**, com destaque para:

- d) **Encargos Setoriais**. O valor total dos encargos setoriais corresponde ao efeito de **0,89%** no presente processo tarifário. Destaca-se, principalmente:

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



Fls. 37 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

- a inserção do encargo CDE Geração Distribuída, destinado ao custeio dos subsídios tarifários concedidos às unidades consumidoras participantes do SCEE<sup>14</sup>, com efeito de 0,89%;
- O início do recolhimento da cota CDE Conta Escassez, que visa o pagamento empréstimo contraído pelas distribuidoras e permissionária de energia elétrica destinado a reduzir os impactos financeiros dos custos referentes à compra de energia no período de escassez hídrica de 2021, resultando em um efeito de 0,65% e;
- Os valores de ESS/ERR passam a fazer parte dos custos da distribuidora, com efeito de -1,39%.

b) **Custos de Transmissão.** Os custos com transmissão tiveram um impacto de **3,73%** no efeito final. Esse resultado decorre das novas tarifas da CELESC Distribuição de uso sistema de distribuição (CUSD) para a **Cejama**.

b) **Compra de Energia.** O valor dos custos de compra de energia contribuiu com acréscimo de **2,62%** na tarifa vigente, decorrente do custo médio geral da energia adquirida da CELESC Distribuição e da Matrix Comercializadora.

Com relação à **Parcela B**, sua participação no processo tarifário é de **37,47%** da Receita, resultando num efeito de **0,35%** na variação econômico-financeira da tarifa vigente.

Já em relação aos **componentes financeiros**, estes com efeito total de **-17,17%**, destacam-se: (i) a previsão do risco hidrológico em **3,28%**, e (ii) a Subvenção para baixa densidade de carga, com impacto de **-14,20%**.

Ao resultado da variação econômica, de **7,59%**, foram adicionados os componentes financeiros devidos, no total de **-17,17%**, que, somado à retirada dos financeiros do processo anterior de **14,81%**, resultou no efeito médio final para o consumidor em **5,23%**.

## SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS

Quanto ao valor mensal da **subvenção da CDE para descontos tarifário**, a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à Cejama, no período entre setembro de 2023 a agosto de 2024, é de R\$ 125.647,21. Esse valor já inclui o ajuste da diferença entre os valores previstos e os realizados entre setembro de 2022 a agosto de 2023. A Tabela a seguir demonstra o cálculo.

<sup>14</sup> Sistema de Compensação de Energia Elétrica

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

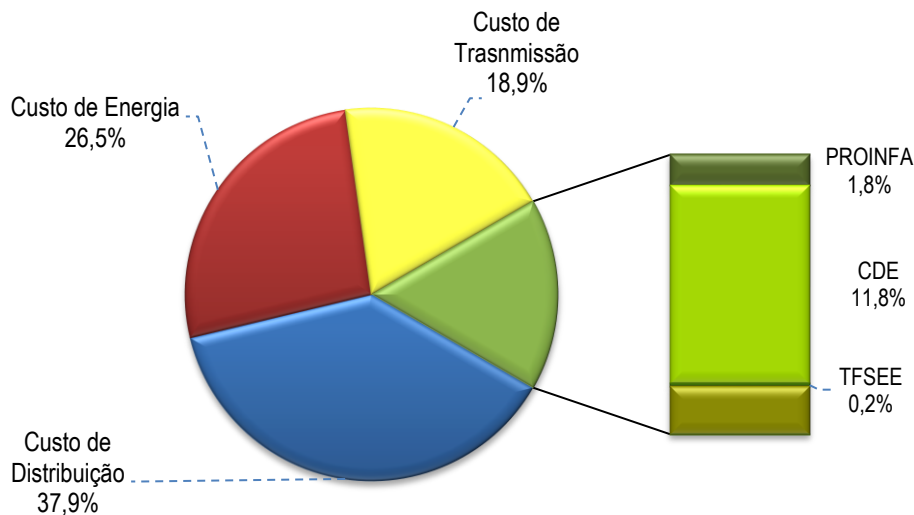


Fls. 38 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

**TABELA I.4.2 – SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS MENSAIS**

Tipo de Subsídio	Diferença cobertura e apurado	Previsão 2023/2024	Previsão 2023/2024 + Diferença
Subsídio Carga Fonte Incentivada	36.636,18	41.920,59	78.556,77
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	27,60	-	27,60
Subsídio Rural	(989,71)	-	(989,71)
Subsídio - Irrigante/Aquicultor	1.072,43	4.031,13	5.103,56
Subsídio SCEE	20.535,77	22.413,23	42.948,99
<b>TOTAL</b>	<b>57.282,26</b>	<b>68.364,95</b>	<b>125.647,21</b>

O Gráfico I.4.1 apresenta a participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora.



**Gráfico I.4.1 – Composição da Receita**

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



Fls. 39 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

## I.5. Cergral

A **Cergral**, sediada na cidade de Gravatal - SC, atende cerca de 7 mil unidades consumidoras, cujo consumo de energia representa uma receita de R\$ 22 milhões. Este ano, o contrato estabelece que seja realizada a Reajuste Tarifário Anual - RTA da distribuidora.

Na Tabela seguinte é demonstrado um resumo do cálculo tarifário.

**TABELA I.5.1 – CÁLCULO TARIFÁRIO**

Processo tarifário	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Variação	Participação no processo tarifário	Participação na Receita
<b>ENCARGOS SETORIAIS</b>	3.000.687,05	3.933.296,83	31,08%	4,23%	17,60%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	46.801,31	41.306,38	-11,74%	-0,02%	0,18%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	2.534.875,66	2.411.856,76	-4,85%	-0,56%	10,79%
CDE GD		185.030,32	100,00%	0,84%	0,83%
CDE Escassez Hidrica		259.502,58	100,00%	1,18%	1,16%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. – EER	-	682.102,01	0,00%	3,10%	3,05%
PROINFA	419.010,08	353.498,78	-15,63%	-0,30%	1,58%
<b>ENERGIA COMPRADA</b>	5.036.587,10	5.402.671,92	7,27%	1,66%	24,17%
Energia	5.036.587,10	5.402.671,92	7,27%	1,66%	24,17%
<b>TRANSPORTE DE ENERGIA</b>	3.232.805,61	3.613.298,93	11,77%	1,73%	16,17%
Uso do sistema de distribuição	3.232.805,61	3.613.298,93	11,77%	1,73%	16,17%
<b>Total de Parcela A</b>	11.270.079,76	12.949.267,68	14,90%	7,62%	57,94%
<b>Total de Parcela B</b>	10.762.578,64	9.401.094,97	-12,65%	-6,18%	42,06%
<b>Variação econômica</b>				<b>1,44%</b>	
<b>COMPONENTES FINANCEIROS</b>				<b>Participação</b>	
Repasso de PIS COFINS		368.241,65		1,67%	
Neutralidade Encargos Setoriais		(187.085,26)		-0,85%	
Neutralidade Conta Escassez		1.555,48		0,01%	
Compensação DIC FIC		(532,96)		0,00%	
Subvenção CDE		(2.861.540,33)		-12,99%	
Crédito de Pis Cofins		(169.863,54)		-0,77%	
Reversão Diferimento Pis Cofins		248.371,96		1,13%	
Reversão Diferimento Parcela B		523.190,33		2,37%	
Previsão de Risco Hidrológico		541.252,23		2,46%	
<b>Total Financeiros</b>		<b>(1.536.410)</b>		<b>-6,97%</b>	
<b>Variação econômica e financeira</b>				<b>-5,53%</b>	
<b>Retirada dos componentes financeiros relativos ao processo anterior</b>				<b>19,96%</b>	
<b>Efeito médio a ser percebido pelos Consumidores</b>				<b>14,43%</b>	

Os custos da Parcela A representam **57,94%** da receita econômica da Permissionária. As alterações dos custos relativos a essa parcela representam **7,62%** da variação econômico-financeira da **Cergral**, com destaque para:

- e) **Encargos Setoriais**. O valor total dos encargos setoriais corresponde ao efeito de **4,23%** no presente processo tarifário. Destaca-se, principalmente:

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



Fls. 40 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

- a inserção do encargo CDE Geração Distribuída, destinado ao custeio dos subsídios tarifários concedidos às unidades consumidoras participantes do SCEE<sup>15</sup>, com efeito de 0,84%;
- O início do recolhimento da cota CDE Conta Escassez, que visa o pagamento empréstimo contraído pelas distribuidoras e permissionária de energia elétrica destinado a reduzir os impactos financeiros dos custos referentes à compra de energia no período de escassez hídrica de 2021, resultando em um efeito de 1,18% e;
- Os valores de ESS/ERR passam a fazer parte dos custos da distribuidora, com efeito de 3,10%.

b) **Custos de Transmissão.** Os custos com transmissão tiveram um impacto de **1,73%** no efeito final. Esse resultado decorre das novas tarifas da CELESC Distribuição de uso sistema de distribuição (CUSD) para a **Cergal**.

c) **Compra de Energia.** O valor dos custos de compra de energia contribuiu com acréscimo de **1,66%** na tarifa vigente, esse impacto sucede da troca do contrato de energia com a CELESC Distribuição para a Prime Energy Comercializadora de Energia.

Com relação à **Parcela B**, sua participação no processo tarifário é de **42,06%** da Receita, resultando num efeito de **-6,18%** na variação econômico-financeira da tarifa vigente.

Já em relação aos **componentes financeiros**, estes com efeito total de **-6,97%**, destacam-se: (i) a reversão do diferimento de Pis/Cofins, com impacto de 1,13% ; e a reversão do diferimento de Parcela B contribuindo com 2,37% (ii) a Subvenção para baixa densidade de carga, com impacto de -12,99%.

Ao resultado da variação econômica, de **1,44%**, foram adicionados os componentes financeiros devidos, no total de **-6,97%**, que, somado à retirada dos financeiros do processo anterior de **19,96%**, resultou no efeito médio final para o consumidor em **14,43%**.

## SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS

Quanto ao valor mensal da **subvenção da CDE para descontos tarifário**, a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à Cergal, no período entre setembro de 2023 a agosto de 2024, é de R\$ 85.077,04. Esse valor já inclui o ajuste da diferença entre os valores

---

<sup>15</sup> Sistema de Compensação de Energia Elétrica

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





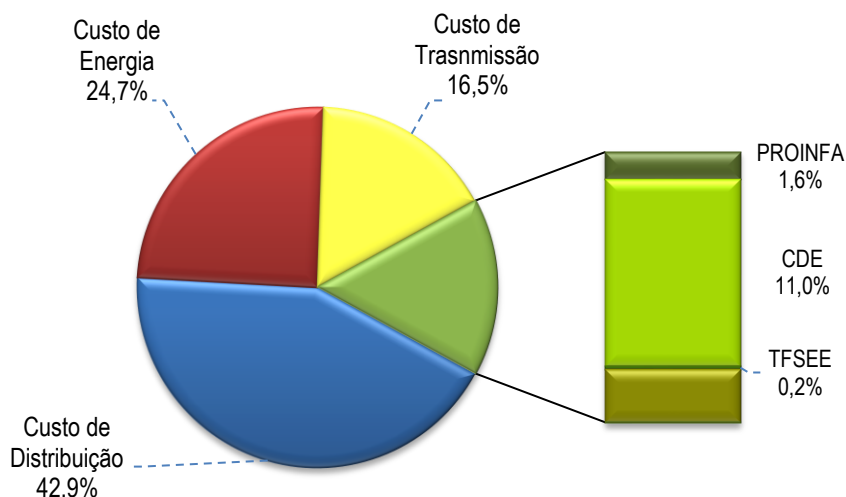
Fls. 41 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

previstos e os realizados entre setembro de 2022 a agosto de 2023. A Tabela a seguir demonstra o cálculo.

**TABELA I.5.2 – SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS MENSAIS**

Tipo de Subsídio	Diferença cobertura e apurado	Previsão 2023/2024	Previsão 2023/2024 + Diferença
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	26,90	-	26,90
Subsídio Rural	(2.377,18)	-	(2.377,18)
Subsídio - Irrigante/Aquicultor	414,21	1.359,04	1.773,25
Subsídio SCEE	34.823,86	50.830,22	85.654,08
<b>TOTAL</b>	<b>32.887,79</b>	<b>52.189,26</b>	<b>85.077,04</b>

O Gráfico I.5.1 apresenta a participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora.



**Gráfico I.5.1 – Composição da Receita**

### Pleito Específico

A permissionária solicita, em seu pleito, o diferimento de R\$ 1.300.000,00 referente a Parcela B após retirada de desconto na TE, como medida para minimizar os impactos deste reajuste tarifário.

De fato, uma série de medidas e mecanismos foram desenvolvidos para mitigar parte do aumento tarifário, com intuito de preservar a capacidade de pagamento do consumidor e, por consequência, a sustentabilidade econômico-financeira da cadeia que compõe o setor elétrico. Dentre os mecanismos de mitigação adotados, o diferimento de Parcela B foi um deles. Entretanto, a

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



Fls. 42 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

consideração dos mecanismos de mitigação é discricionária e quando considerado entra como um componente financeiro negativo.

Ocorre que todo diferimento considerado no ano anterior, retorna no ano seguinte, atualizado pelo IPCA, como componente positivo. Conforme pode ser observado no processo atual, foram revertidos os diferimentos solicitados pela Cergral em 2022, e estes, estão impactando o presente processo tarifário em 3,50%.

O regulamento vigente possibilita que a permissionária gerencie sua estrutura de custos podendo pleitear um valor de Parcela B em função das suas necessidades. Conforme o submódulo 8.4 do PRORET, a permissionária deve pleitear, a cada processo tarifário, o componente de distribuição da Receita Requerida, limitados ao valor estabelecido para o ano do cálculo do referido processo tarifário. Para a CERGRAL o valor de Parcela B teto para o presente processo tarifário é de R\$ R\$ 10.698.094,98 e seu pleito de foi de R\$ 10.201.094,97, ou seja, 4,87% abaixo do teto.

No pleito, a permissionária solicita o diferimento de R\$ 1.300.000,00 de Parcela B após a retirada de desconto na tarifa de suprimento da CELESC. Destaca-se que não haverá retirada de desconto nesta tarifa pois o efeito médio a ser percebido pelos consumidores da Cergral é maior que 10%.

Desta forma, a CERGRAL poderia ter encaminhado o pleito de Parcela B já contemplando o valor R\$ 1.300.000,00 solicitado para diferimento. O efeito tarifário seria o mesmo, sendo desnecessário, portanto, a consideração de um financeiro negativo no presente processo tarifário e a sua reversão atualizada no processo de 2024.

Vale destacar, ainda, que o Acórdão nº 1.376/2022-Plenário (TC 014.282/2021-6) recomenda, à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), com base no art. 250, inciso III, da Regimento Interno do TCU, que, ao realizar medidas de diferimento de custos para próximos reajustes tarifários, também realize análises de impactos futuros e de custo-benefício do atraso, juntando tais análises nos processos administrativos do reajuste a ser diferido, e que sejam avaliadas as vantagens e desvantagens de se realizar tais medidas.

Diante da negativa do diferimento solicitado pela Cergral, a permissionária encaminhou, em 18 de setembro de 2023, retificação do pleito de Parcela B o que refletiu na redução do efeito médio a ser percebido pelos seus consumidores.

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



Fls. 43 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

## I.6. Cooperccocal

A **Cooperccocal**, sediada na cidade de Cocal do Sul - SC, atende cerca de 12 mil unidades consumidoras, cujo consumo de energia representa uma receita de R\$ 57 milhões. Este ano, o contrato estabelece que seja realizada a Reajuste Tarifário Anual - RTA da distribuidora.

Na Tabela seguinte é demonstrado um resumo do cálculo tarifário.

**TABELA I.6.1 – CÁLCULO TARIFÁRIO**

Processo tarifário	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Variação	Participação no processo tarifário	Participação na Receita
ENCARGOS SETORIAIS	9.733.637,79	10.158.997,69	4,37%	0,74%	16,77%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	85.286,56	95.088,65	11,49%	0,02%	0,16%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	8.215.456,91	7.792.314,05	-5,15%	-0,74%	12,86%
CDE GD		594.842,43	100,00%	1,04%	0,98%
CDE Escassez Hidrica		463.086,90	100,00%	0,81%	0,76%
PROINFA	1.432.894,32	1.213.665,67	-15,30%	-0,38%	2,00%
ENERGIA COMPRADA	17.948.663,34	21.014.753,16	17,08%	5,34%	34,68%
Energia	17.948.663,34	21.014.753,16	17,08%	5,34%	34,68%
TRANSPORTE DE ENERGIA	9.128.148,84	8.088.797,83	-11,39%	-1,81%	13,35%
Rede Básica	-	1.679.761,34	#DIV/0!	2,92%	2,77%
Rede Básica Fronteira	-	323.311,67	#DIV/0!	0,56%	0,53%
Uso do sistema de distribuição	9.128.148,84	6.085.724,82	-33,33%	-5,29%	10,04%
Total de Parcela A	36.810.449,97	39.262.548,69	6,66%	4,27%	64,80%
Total de Parcela B	20.658.876,90	21.325.331,30	3,23%	1,16%	35,20%
<b>Variação econômica</b>				<b>5,43%</b>	
COMPONENTES FINANCEIROS				Participação	
Repasso de PIS COFINS		987.747,00		1,72%	
Neutralidade Encargos Setoriais		865.482,92		1,51%	
Ajuste CUST RB + PIS Cofins		333.933,81		0,58%	
Subvenção CDE		(3.619.738,80)		-6,30%	
Retenção de Adicionais de Bandeiras Tarifárias		(13,21)		0,00%	
<b>Total Financeiros</b>		<b>(1.432.588)</b>		<b>-2,49%</b>	
<b>Variação econômica e financeira</b>				<b>2,94%</b>	
<b>Retirada dos componentes financeiros relativos ao processo anterior</b>				<b>7,06%</b>	
<b>Efeito médio a ser percebido pelos Consumidores</b>				<b>10,00%</b>	

Os custos da Parcela A representam **64,80%** da receita econômica da Permissionária. As alterações dos custos relativos a essa parcela representam **4,27%** da variação econômico-financeira da **Cooperccocal**, com destaque para:

- f) **Encargos Setoriais**. O valor total dos encargos setoriais corresponde ao efeito de **0,74%** no presente processo tarifário. Destaca-se, principalmente:

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



Fls. 44 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

- a inserção do encargo CDE Geração Distribuída, destinado ao custeio dos subsídios tarifários concedidos às unidades consumidoras participantes do SCEE<sup>16</sup>, com efeito de 1,04%; e
- O início do recolhimento da cota CDE Conta Escassez, que visa o pagamento empréstimo contraído pelas distribuidoras e permissionária de energia elétrica destinado a reduzir os impactos financeiros dos custos referentes à compra de energia no período de escassez hídrica de 2021, resultando em um efeito de 0,81%.

b) **Custos de Transmissão.** Os custos com transmissão tiveram um impacto de **-1,81%** no efeito final. Esse resultado decorre das novas tarifas da CELESC Distribuição de uso sistema de distribuição (CUSD) para a **Cooperccocal**.

d) **Compra de Energia.** O valor dos custos de compra de energia contribuiu com acréscimo de **5,34%** na tarifa vigente, decorrente das novas tarifas de suprimento da CELESC Distribuição.

Com relação à **Parcela B**, sua participação no processo tarifário é de **35,20%** da Receita, resultando num efeito de **1,16%** na variação econômico-financeira da tarifa vigente.

Já em relação aos **componentes financeiros**, estes com efeito total de **-2,49%**, destacam-se: (i) repasse de Pis/Cofins 1,72% %; e (ii) a Subvenção para baixa densidade de carga, com impacto de -6,30%.

Ao resultado da variação econômica, de **5,43%**, foram adicionados os componentes financeiros devidos, no total de **-2,49%**, que, somado à retirada dos financeiros do processo anterior (**7,06%**), resultou no efeito médio final para o consumidor em **10,00%**.

## SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS

Quanto ao valor mensal da **subvenção da CDE para descontos tarifário**, a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à Cooperccocal, no período entre setembro de 2023 a agosto de 2024, é de R\$ 92.630,59. Esse valor já inclui o ajuste da diferença entre os valores previstos e os realizados entre setembro de 2022 a agosto de 2023. A Tabela a seguir demonstra o cálculo.

---

<sup>16</sup> Sistema de Compensação de Energia Elétrica

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

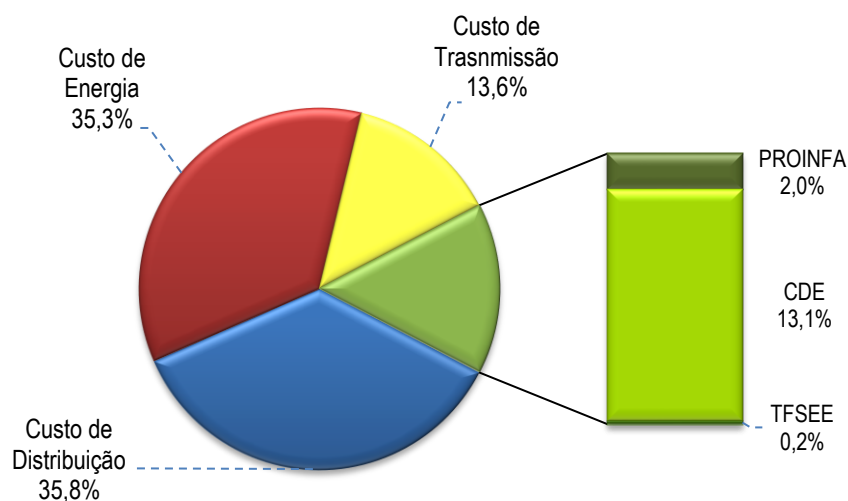


Fls. 45 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

**TABELA I.6.2 – SUBSIDIOS TARIFÁRIOS MENSAIS**

Tipo de Subsidio	Diferença cobertura e apurado	Previsão 2023/2024	Previsão 2023/2024 + Diferença
Subsidio Carga Fonte Incentivada	- 2.312,40	6.004,95	3.692,54
Subsidio Água, Esgoto e Saneamento	194,48	-	194,48
Subsidio Rural	(1.391,62)	-	(1.391,62)
Subsidio - Irrigante/Aquicultor	(1.408,20)	4.632,38	3.224,18
Subsidio SCEE	43.877,73	43.033,28	86.911,01
<b>TOTAL</b>	<b>38.959,99</b>	<b>53.670,60</b>	<b>92.630,59</b>

O Gráfico I.6.1 apresenta a participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora.



**Gráfico I.6.1 – Composição da Receita**

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



Fls. 46 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

## I.7. Cerbranorte

A **Cerbranorte**, sediada na cidade de Braço do Norte - SC, atende cerca de 18 mil unidades consumidoras, cujo consumo de energia representa uma receita de R\$ 96 milhões. Este ano, o contrato estabelece que seja realizada a Reajuste Tarifário Anual - RTA da distribuidora.

Na Tabela seguinte é demonstrado um resumo do cálculo tarifário.

**TABELA I.7.1 – CÁLCULO TARIFÁRIO**

Processo tarifário	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Variação	Participação no processo tarifário	Participação na Receita
<b>ENCARGOS SETORIAIS</b>	16.050.675,94	17.509.360,37	9,09%	1,51%	18,08%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	150.336,42	142.793,84	-5,02%	-0,01%	0,15%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	12.127.629,34	11.490.787,23	-5,25%	-0,66%	11,87%
CDE Eletrobras	2.592.135,06	278.354,62	-89,26%	2,40%	-0,29%
CDE GD		879.299,18	100,00%	0,91%	0,91%
CDE Escassez Hidrica		559.663,54	100,00%	0,58%	0,58%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. – EER	4.330.740,91	3.002.789,24	-30,66%	-1,38%	3,10%
PROINFA	2.034.104,33	1.712.381,97	-15,82%	-0,33%	1,77%
<b>ENERGIA COMPRADA</b>	32.403.884,93	30.896.897,20	-4,65%	-1,56%	31,91%
Energia	32.403.884,93	30.896.897,20	-4,65%	-1,56%	31,91%
<b>TRANSPORTE DE ENERGIA</b>	11.483.877,56	12.748.620,16	11,01%	1,31%	13,16%
Uso do sistema de distribuição	11.483.877,56	12.748.620,16	11,01%	1,31%	13,16%
<b>Total de Parcela A</b>	59.938.438,42	61.154.877,73	2,03%	1,26%	63,15%
<b>Total de Parcela B</b>	36.545.295,35	35.685.395,73	-2,35%	-0,89%	36,85%
<b>Variação econômica</b>				<b>0,37%</b>	
<b>COMPONENTES FINANCEIROS</b>				<b>Participação</b>	
Repasse de PIS COFINS		780.476,23		0,81%	
Neutralidade Encargos Setoriais		(1.497.451,25)		-1,55%	
Neutralidade Conta Escassez		63.478,35		0,07%	
Subvenção CDE		(10.707.990,19)		-11,10%	
Financeiro CDE Eletrobras		28.883,60		0,03%	
CVE - Energia		(188.359,86)		-0,20%	
CVE - Encargos		(437.988,22)		-0,45%	
Sobrecontratação/Exposição de Energia		228.798,70		0,24%	
Reversão de Risco Hidrológico		(2.605.439,18)		-2,70%	
Previsão de Risco Hidrológico		3.148.393,23		3,26%	
Garantias financeiras (CCEAR)		39.642,27		0,04%	
Multa leilão de energia - modicidade tarifaria		(497.014,61)		-0,52%	
<b>Total Financeiros</b>		<b>(11.644.571)</b>		<b>-12,07%</b>	
<b>Variação econômica e financeira</b>				<b>-11,70%</b>	
<b>Retirada dos componentes financeiros relativos ao processo anterior</b>				<b>12,85%</b>	
<b>Efeito médio a ser percebido pelos Consumidores</b>				<b>1,15%</b>	

Os custos da Parcela A representam **63,15%** da receita econômica da Permissionária. As alterações dos custos relativos a essa parcela representam **1,26%** da variação econômico-financeira da **Cerbranorte**, com destaque para:

- g) **Encargos Setoriais.** O valor total dos encargos setoriais corresponde ao efeito de **1,51%** no presente processo tarifário. Destaca-se, principalmente:

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



Fls. 47 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

- A cota da CDE Eletrobrás que contribuiu para um aumento de 2,40% no efeito médio, devido a um repasse menor considerado nesse processo tarifário;
- A inserção do encargo CDE Geração Distribuída, destinado ao custeio dos subsídios tarifários concedidos às unidades consumidoras participantes do SCEE<sup>17</sup>, com efeito de 0,91%;
- O início do recolhimento da cota CDE Conta Escassez, que visa o pagamento empréstimo contraído pelas distribuidoras e permissionária de energia elétrica destinado a reduzir os impactos financeiros dos custos referentes à compra de energia no período de escassez hídrica de 2021, resultando em um efeito de 0,58%; e
- Os novos valores de ESS/ERR aprovados no Despacho 2.983/2023, com efeito de -1,38%.

b) **Custos de Transmissão.** Os custos com transmissão tiveram um impacto de **1,31%** no efeito final. Esse resultado decorre das novas tarifas da CELESC Distribuição de uso sistema de distribuição (CUSD) para a **Cerbranorte**.

e) **Compra de Energia.** O valor dos custos de compra de energia contribuiu com acréscimo de **-1,56%** na tarifa vigente, decorrente das novas tarifas de suprimento da CELESC Distribuição.

Com relação à **Parcela B**, sua participação no processo tarifário é de **36,85%** da Receita, resultando num efeito de **-0,89%** na variação econômico-financeira da tarifa vigente.

Já em relação aos **componentes financeiros**, estes com efeito total de **-12,07%**, destacam-se: (i) Neutralidade de encargos setoriais, com impacto de **-1,55%**; e (ii) a Subvenção para baixa densidade de carga, com impacto de **-11,10%**.

Ao resultado da variação econômica, de **0,37%**, foram adicionados os componentes financeiros devidos, no total de **-12,07%**, que, somado à retirada dos financeiros do processo anterior (**12,85%**), resultou no efeito médio final para o consumidor em **1,15%**.

## SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS

Quanto ao valor mensal da **subvenção da CDE para descontos tarifário**, a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à Cerbranorte, no período entre setembro de 2023 a agosto de 2024, é de R\$ 618.050,57. Esse valor já inclui o ajuste da diferença

<sup>17</sup> Sistema de Compensação de Energia Elétrica

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



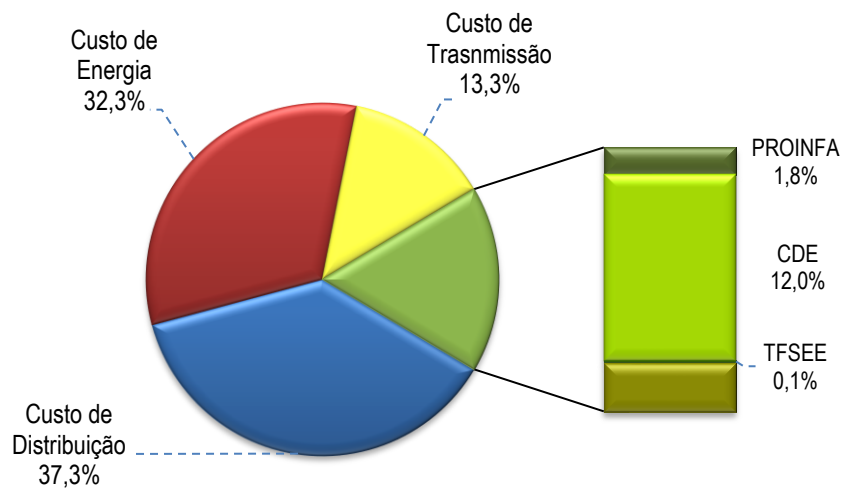
Fls. 48 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

entre os valores previstos e os realizados entre setembro de 2022 a agosto de 2023. A Tabela a seguir demonstra o cálculo.

**TABELA I.7.2 – SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS MENSAIS**

Tipo de Subsídio	Diferença cobertura e apurado	Previsão 2023/2024	Previsão 2023/2024 + Diferença
Subsídio Carga Fonte Incentivada	7.035,56	7.575,18	14.610,74
Subsídio Geração Fonte Incentivada	912,54	8.207,79	9.120,33
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	37,03	-	37,03
Subsídio Rural	(7.568,40)	-	(7.568,40)
Subsídio - Irrigante/Aquicultor	8.004,79	34.698,67	42.703,46
Subsídio SCEE	245.350,72	313.796,69	559.147,41
<b>TOTAL</b>	<b>253.772,25</b>	<b>364.278,33</b>	<b>618.050,57</b>

O Gráfico I.7.1 apresenta a participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora.



**Gráfico I.7.1 – Composição da Receita**

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





Fls. 49 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

## I.8. Cerpalo

A **Cerpalo**, sediada na cidade de Paulo Lopes - SC, atende cerca de 16 mil unidades consumidoras, cujo consumo de energia representa uma receita de R\$ 54 milhões. Este ano, o contrato estabelece que seja realizada a Reajuste Tarifário Anual - RTA da distribuidora.

Na Tabela seguinte é demonstrado um resumo do cálculo tarifário.

**TABELA I.8.1 – CÁLCULO TARIFÁRIO**

Processo tarifário	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Variação	Participação no processo tarifário	Participação na Receita
ENCARGOS SETORIAIS	6.761.714,27	8.506.780,51	25,81%	3,24%	16,30%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	111.561,52	89.499,32	-19,78%	-0,04%	0,17%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	5.715.105,02	5.447.468,49	-4,68%	-0,50%	10,44%
CDE GD		397.268,07	100,00%	0,74%	0,76%
CDE Escassez Hidrica		1.783.468,69	100,00%	3,31%	3,42%
PROINFA	935.047,72	789.075,94	-15,61%	-0,27%	1,51%
ENERGIA COMPRADA	12.703.773,59	13.754.142,33	8,27%	1,95%	26,36%
Energia	12.703.773,59	13.754.142,33	8,27%	1,95%	26,36%
TRANSPORTE DE ENERGIA	8.685.456,92	8.904.227,83	2,52%	0,41%	17,06%
Uso do sistema de distribuição	8.685.456,92	8.904.227,83	2,52%	0,41%	17,06%
Total de Parcela A	28.150.944,78	31.165.150,67	10,71%	5,60%	59,72%
Total de Parcela B	25.716.310,10	21.019.305,68	-18,26%	-8,72%	40,28%
<b>Variação econômica</b>				<b>-3,12%</b>	
COMPONENTES FINANCEIROS				Participação	
Repasso de PIS COFINS		905.732,23		1,68%	
Neutralidade Encargos Setoriais		(648.948,63)		-1,20%	
Neutralidades Crédito de Pis cofins		55.486,88		0,10%	
Neutralidade Conta Escassez		253.982,50		0,47%	
Compensação DIC FIC		(39.245,26)		-0,07%	
Subvenção CDE		(4.001.604,00)		-7,43%	
Reversão do Diferimento de Compra de Energia		3.399.765,53		6,31%	
<b>Total Financeiros</b>		<b>(74.831)</b>		<b>-0,14%</b>	
<b>Variação econômica e financeira</b>				<b>-3,26%</b>	
<b>Retirada dos componentes financeiros relativos ao processo anterior</b>				<b>19,63%</b>	
<b>Efeito médio a ser percebido pelos Consumidores</b>				<b>16,37%</b>	

Os custos da Parcela A representam **59,72%** da receita econômica da Permissionária. As alterações dos custos relativos a essa parcela representam **5,60%** da variação econômico-financeira da **Cerpalo**, com destaque para:

- h) **Encargos Setoriais**. O valor total dos encargos setoriais corresponde ao efeito de **3,24%** no presente processo tarifário. Destaca-se, principalmente:

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



Fls. 50 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

- a inserção do encargo CDE Geração Distribuída, destinado ao custeio dos subsídios tarifários concedidos às unidades consumidoras participantes do SCEE<sup>18</sup>, com efeito de 0,74%; e
- O início do recolhimento da cota CDE Conta Escassez, que visa o pagamento empréstimo contraído pelas distribuidoras e permissionária de energia elétrica destinado a reduzir os impactos financeiros dos custos referentes à compra de energia no período de escassez hídrica de 2021, resultando em um efeito de 3,31%.

b) **Custos de Transmissão.** Os custos com transmissão tiveram um impacto de **0,41%** no efeito final. Esse resultado decorre das novas tarifas da CELESC Distribuição de uso sistema de distribuição (CUSD) para a **Cerpalo**.

f) **Compra de Energia.** O valor dos custos de compra de energia contribuiu com acréscimo de **1,95%** na tarifa vigente, decorrente das novas tarifas de suprimento da CELESC Distribuição.

Com relação à **Parcela B**, sua participação no processo tarifário é de **40,28%** da Receita, resultando num efeito de **-8,72%** na variação econômico-financeira da tarifa vigente.

Já em relação aos **componentes financeiros**, estes com efeito total de **-0,14%**, destacam-se: (i) repasse de Pis/Cofins, com impacto de **1,68%**; (ii) a Subvenção para baixa densidade de carga, com impacto de **-7,43%**; e (iii) a reversão do diferimento de compra de energia concedido no último processo tarifário, com impacto de **6,31%**.

Ao resultado da variação econômica, de **-3,12%**, foram adicionados os componentes financeiros devidos, no total de **-0,14%**, que, somado à retirada dos financeiros do processo anterior (**19,63%**), resultou no efeito médio final para o consumidor em **16,37%**.

## SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS

Quanto ao valor mensal da **subvenção da CDE para descontos tarifário**, a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à Cerpalo, no período entre setembro de 2023 a agosto de 2024, é de R\$ 406.833,73. Esse valor já inclui o ajuste da diferença entre os valores previstos e os realizados entre setembro de 2022 a agosto de 2023. A Tabela a seguir demonstra o cálculo.

<sup>18</sup> Sistema de Compensação de Energia Elétrica

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

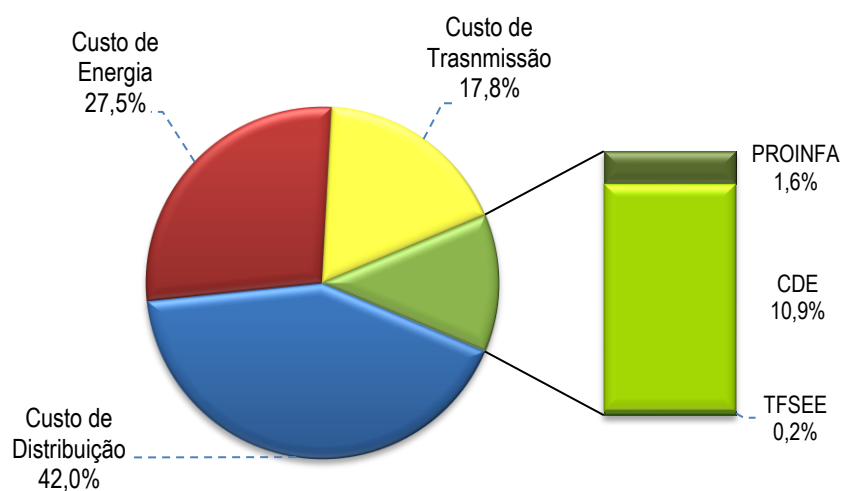


Fls. 51 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

**TABELA I.8.2 – SUBSIDIOS TARIFÁRIOS MENSAIS**

Tipo de Subsidio	Diferença cobertura e apurado	Previsão 2023/2024	Previsão 2023/2024 + Diferença
Subsidio Carga Fonte Incentivada	45.169,41	92.533,35	137.702,76
Subsidio Água, Esgoto e Saneamento	243,62	-	243,62
Subsidio Rural	62,36	-	62,36
Subsídio SCEE	129.576,94	139.248,05	268.824,99
<b>TOTAL</b>	<b>175.052,32</b>	<b>231.781,41</b>	<b>406.833,73</b>

O Gráfico I.8.1 apresenta a participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora.



**Gráfico I.8.1 – Composição da Receita**

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



Fls. 52 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

## I.9. Coorsel

A **Coorsel**, sediada na cidade de Treze de Maio - SC, atende cerca de 9 mil unidades consumidoras, cujo consumo de energia representa uma receita de R\$ 40 milhões. Este ano, o contrato estabelece que seja realizada a Reajuste Tarifário Anual - RTA da distribuidora.

Na Tabela seguinte é demonstrado um resumo do cálculo tarifário.

**TABELA I.9.1 – CÁLCULO TARIFÁRIO**

Processo tarifário	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Variação	Participação no processo tarifário	Participação na Receita
<b>ENCARGOS SETORIAIS</b>	5.606.279,94	6.194.019,20	10,48%	1,46%	14,54%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	75.141,67	73.881,01	-1,68%	0,00%	0,17%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	4.294.432,98	4.090.820,00	-4,74%	-0,51%	9,60%
CDE Eletrobras	- 884.147,70 -	96.919,16	-89,04%	1,95%	-0,23%
CDE GD		313.837,91	100,00%	0,78%	0,74%
CDE Escassez Hidrica		218.376,58	100,00%	0,54%	0,51%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. – EER	1.408.925,87	992.445,73	-29,56%	-1,03%	2,33%
PROINFA	711.927,12	601.577,14	-15,50%	-0,27%	1,41%
<b>ENERGIA COMPRADA</b>	9.630.312,47	10.283.898,64	6,79%	1,62%	24,13%
Energia	9.630.312,47	10.283.898,64	6,79%	1,62%	24,13%
<b>TRANSPORTE DE ENERGIA</b>	6.648.546,90	7.148.611,59	7,52%	1,24%	16,78%
Uso do sistema de distribuição	6.648.546,90	7.148.611,59	7,52%	1,24%	16,78%
<b>Total de Parcela A</b>	<b>21.885.139,31</b>	<b>23.626.529,44</b>	<b>7,96%</b>	<b>4,32%</b>	<b>55,44%</b>
<b>Total de Parcela B</b>	<b>18.402.017,38</b>	<b>18.986.603,05</b>	<b>3,18%</b>	<b>1,45%</b>	<b>44,56%</b>
<b>Variação econômica</b>				<b>5,77%</b>	
<b>COMPONENTES FINANCEIROS</b>				<b>Participação</b>	
Repasso de PIS COFINS		405.848,69		1,01%	
Neutralidade Encargos Setoriais		162.723,18		0,40%	
Subvenção CDE		(7.866.822,11)		-19,53%	
Financeiro CDE Eletrobras		(91.615,21)		-0,23%	
Reversão Diferimento Parcela B		1.046.081,70		2,60%	
CVE - Energia		(646.593,77)		-1,60%	
CVE - Encargos		(313.611,59)		-0,78%	
Sobrecontratação/Exposição de Energia		410.263,58		1,02%	
Reversão de Risco Hidrológico		(977.532,22)		-2,43%	
Previsão de Risco Hidrológico		1.121.646,28		2,78%	
<b>Total Financeiros</b>		<b>(6.749.611)</b>		<b>-16,75%</b>	
<b>Variação econômica e financeira</b>				<b>-10,98%</b>	
<b>Retirada dos componentes financeiros relativos ao processo anterior</b>				<b>24,31%</b>	
<b>Efeito médio a ser percebido pelos Consumidores</b>				<b>13,33%</b>	

Os custos da Parcela A representam **55,44%** da receita econômica da Permissionária. As alterações dos custos relativos a essa parcela representam **4,32%** da variação econômico-financeira da **Coorsel**, com destaque para:

- A cota da CDE Eletrobras que contribuiu para um aumento de 1,95% no efeito médio, devido a um repasse menor considerado nesse processo tarifário;

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



Fls. 53 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

- A inserção do encargo CDE Geração Distribuída, destinado ao custeio dos subsídios tarifários concedidos às unidades consumidoras participantes do SCEE<sup>19</sup>, com efeito de 0,78%;
- O início do recolhimento da cota CDE Conta Escassez, que visa o pagamento empréstimo contraído pelas distribuidoras e permissionária de energia elétrica destinado a reduzir os impactos financeiros dos custos referentes à compra de energia no período de escassez hídrica de 2021, resultando em um efeito de 0,54%; e
- Os novos valores de ESS/ERR aprovados no Despacho 2.983/2023, com efeito de -1,03%.

b) **Custos de Transmissão.** Os custos com transmissão tiveram um impacto de **1,24%** no efeito final. Desse resultado, os custos com o uso do sistema de distribuição (CUSD) corresponderam a um impacto tarifário de -1,67%, derivado da redução de montantes contratados com a RGE SUL para a **Coorsel**.

c) **Compra de Energia.** O valor dos custos de compra de energia contribuiu com acréscimo de **1,62%** na tarifa vigente, esse impacto sucede dos reajustes dos contratos de energia com a ELECTRA Comercializadora e com sua principal supridora, a RGE SUL.

Com relação à **Parcela B**, sua participação no processo tarifário é de **44,56%** da Receita, resultando num efeito de **1,45%** na variação econômico-financeira da tarifa vigente.

Já em relação aos **componentes financeiros**, estes com efeito total de **-16,75%**, destacam-se: (i) a reversão de Diferimento de Parcela B, com efeito de 2,60%; e (ii) a Subvenção para baixa densidade de carga, com impacto de -19,53%.

Ao resultado da variação econômica, de **5,77%**, foram adicionados os componentes financeiros devidos, no total de **-16,75%**, que, somado à retirada dos financeiros do processo anterior (**24,31%**), resultou no efeito médio final para o consumidor em **13,33%**.

## SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS

Quanto ao valor mensal da **subvenção da CDE para descontos tarifário**, a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à Coorsel, no período entre setembro de 2023 a agosto de 2024, é de R\$ 331.317,70. Esse valor já inclui o ajuste da diferença entre os

---

<sup>19</sup> Sistema de Compensação de Energia Elétrica

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



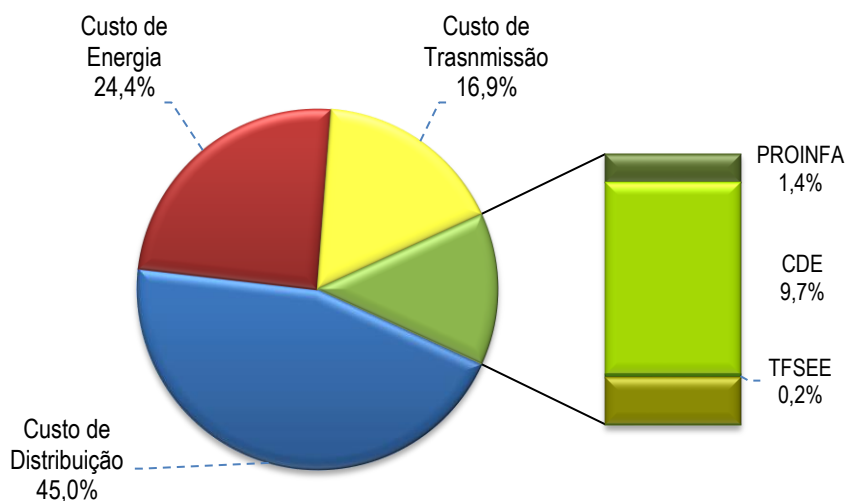
Fls. 54 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

valores previstos e os realizados entre setembro de 2022 a agosto de 2023. A Tabela a seguir demonstra o cálculo.

**TABELA I.9.2 – SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS MENSAIS**

Tipo de Subsídio	Diferença cobertura e apurado	Previsão 2023/2024	Previsão 2023/2024 + Diferença
Subsídio Carga Fonte Incentivada	17.193,71	119.254,15	136.447,86
Subsídio Geração Fonte Incentivada	0,27	3.004,04	3.004,31
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	56,59	-	56,59
Subsídio Rural	(4.256,46)	-	(4.256,46)
Subsídio - Irrigante/Aquicultor	273,78	3.320,00	3.593,78
Subsídio SCEE	80.451,15	112.020,46	192.471,61
<b>TOTAL</b>	<b>93.719,04</b>	<b>237.598,65</b>	<b>331.317,70</b>

O Gráfico I.9.1 apresenta a participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora.



**Gráfico I.9.1 – Composição da Receita**

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



Fls. 55 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

## I.10. Cerej

A **Cerej**, sediada na cidade de Biguaçu - SC, atende cerca de 15 mil unidades consumidoras, cujo consumo de energia representa uma receita de R\$ 57 milhões. Este ano, o contrato estabelece que seja realizada a Reajuste Tarifário Anual - RTA da distribuidora.

Na Tabela seguinte é demonstrado um resumo do cálculo tarifário.

**TABELA I.10.1 – CÁLCULO TARIFÁRIO**

Processo tarifário	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Variação	Participação no processo tarifário	Participação na Receita
ENCARGOS SETORIAIS	5.816.174,54	6.135.005,95	5,48%	0,56%	10,62%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	130.856,76	125.492,83	-4,10%	-0,01%	0,22%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	4.891.394,41	4.747.565,32	-2,94%	-0,25%	8,22%
CDE GD		364.199,64	100,00%	0,64%	0,63%
CDE Escassez Hidrica		216.453,95	100,00%	0,38%	0,37%
PROINFA	793.923,37	681.294,21	-14,19%	-0,20%	1,18%
ENERGIA COMPRADA	10.498.276,85	11.463.217,58	9,19%	1,69%	19,85%
Energia	10.498.276,85	11.463.217,58	9,19%	1,69%	19,85%
TRANSPORTE DE ENERGIA	8.104.766,50	8.873.817,33	9,49%	1,35%	15,36%
Uso do sistema de distribuição	8.104.766,50	8.873.817,33	9,49%	1,35%	15,36%
Total de Parcela A	24.419.217,89	26.472.040,86	8,41%	3,59%	45,83%
Total de Parcela B	32.686.825,54	31.291.482,64	-4,27%	-2,44%	54,17%
<b>Variação econômica</b>				<b>1,15%</b>	
COMPONENTES FINANCEIROS				Participação	
Repasso de PIS COFINS		722.161,64		1,26%	
Neutralidade Encargos Setoriais		(540.126,61)		-0,95%	
Compensação DIC FIC		(269.397,04)		-0,47%	
Subvenção CDE		(18.580.730,31)		-32,54%	
Retenção de Adicionais de Bandeiras Tarifárias		(22,88)		0,00%	
Reversão Diferimento Pis Cofins		639.668,95		1,12%	
Reversão Diferimento CUSD		1.255.298,04		2,20%	
<b>Total Financeiros</b>		<b>(16.773.148)</b>		<b>-29,37%</b>	
<b>Variação econômica e financeira</b>				<b>-28,22%</b>	
<b>Retirada dos componentes financeiros relativos ao processo anterior</b>				<b>46,56%</b>	
<b>Efeito médio a ser percebido pelos Consumidores</b>				<b>18,34%</b>	

Os custos da Parcela A representam **45,83%** da receita econômica da Permissionária. As alterações dos custos relativos a essa parcela representam **3,59%** da variação econômico-financeira da **Cerej**, com destaque para:

- i) **Encargos Setoriais.** O valor total dos encargos setoriais corresponde ao efeito de **0,56%** no presente processo tarifário. Destaca-se, principalmente:

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



Fls. 56 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

- a inserção do encargo CDE Geração Distribuída, destinado ao custeio dos subsídios tarifários concedidos às unidades consumidoras participantes do SCEE<sup>20</sup>, com efeito de 0,64%;
- O início do recolhimento da cota CDE Conta Escassez, que visa o pagamento empréstimo contraído pelas distribuidoras e permissionária de energia elétrica destinado a reduzir os impactos financeiros dos custos referentes à compra de energia no período de escassez hídrica de 2021, resultando em um efeito de 0,38%.

b) **Custos de Transmissão.** Os custos com transmissão tiveram um impacto de **1,35%** no efeito final. Esse resultado decorre das novas tarifas de uso sistema de distribuição (CUSD), resultante do processo tarifário da supridora Celesc Distribuição S.A. para a **Cerej**.

g) **Compra de Energia.** O valor dos custos de compra de energia contribuiu com acréscimo de **1,69%** na tarifa vigente, esse impacto sucede do reajuste do contrato de energia com a Celesc Distribuição S.A.

Com relação à **Parcela B**, sua participação no processo tarifário é de **54,17%** da Receita, resultando num efeito de **-2,44%** na variação econômico-financeira da tarifa vigente.

Já em relação aos **componentes financeiros**, estes com efeito total de **-29,37%**, destacam-se: (i) a Reversão de diferimento de Pis/Confins em 1,12%; (ii) a Reversão de diferimento de Uso de sistema de distribuição, com efeito de 2,20%; e (iii) a Subvenção para baixa densidade de carga, com impacto de -32,54%.

Ao resultado da variação econômica, de **1,15%**, foram adicionados os componentes financeiros devidos, no total de **-29,37%**, que, somado à retirada dos financeiros do processo anterior (**46,56%**), resultou no efeito médio final para o consumidor em **18,34%**.

## SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS

Quanto ao valor mensal da **subvenção da CDE para descontos tarifário**, a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à Cerej, no período entre setembro de 2023 a agosto de 2024, é de R\$ 152.237,30. Esse valor já inclui o ajuste da diferença entre os valores previstos e os realizados entre setembro de 2022 a agosto de 2023. A Tabela a seguir demonstra o cálculo.

---

<sup>20</sup> Sistema de Compensação de Energia Elétrica

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



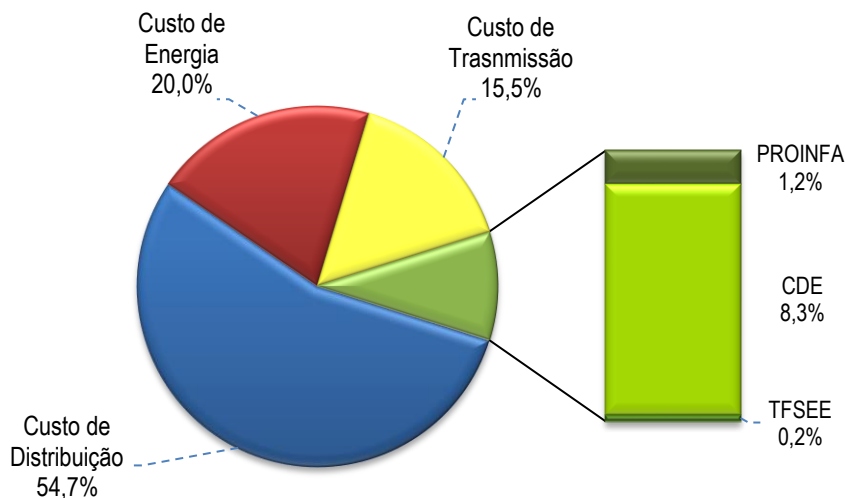


Fls. 57 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

**TABELA I.10.2 – SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS MENSAIS**

Tipo de Subsídio	Diferença cobertura e apurado	Previsão 2023/2024	Previsão 2023/2024 + Diferença
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	(4,76)	-	(4,76)
Subsídio Rural	(440,76)	-	(440,76)
Subsídio SCEE	70.305,55	82.377,26	152.682,81
<b>TOTAL</b>	<b>69.860,04</b>	<b>82.377,26</b>	<b>152.237,30</b>

O Gráfico I.10.1 apresenta a participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora.



**Gráfico I.10.1 – Composição da Receita**

#### Pleito Específico:

**A permissionária solicita, em seu pleito, o diferimento de R\$ 2.400.000,00 referente a Uso do Sistema de Distribuição como medida para minimizar os impactos deste reajuste tarifário.**

De fato, uma série de medidas e mecanismos foram desenvolvidos para mitigar parte do aumento tarifário, com intuito de preservar a capacidade de pagamento do consumidor e, por consequência, a sustentabilidade econômico-financeira da cadeia que compõe o setor elétrico. Dentre os mecanismos de mitigação adotados, o diferimento de Uso do Sistema de Distribuição foi um deles. Entretanto, a consideração dos mecanismos de mitigação é discricionária e quando considerado entra como um componente financeiro negativo.

Ocorre que todo diferimento considerado no ano anterior, retorna no ano seguinte, atualizado pelo IPCA, como componente positivo. Conforme pode ser observado no processo atual, foram revertidos os diferimentos solicitados pela Cerej em 2022, e estes, estão impactando o presente processo tarifário em 3,32%.

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



Fls. 58 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

O regulamento vigente possibilita que a permissionária gerencie sua estrutura de custos podendo pleitear um valor de Parcela B em função das suas necessidades. Conforme o submódulo 8.4 do PRORET, a permissionária deve pleitear, a cada processo tarifário, o componente de distribuição da Receita Requerida, limitados ao valor estabelecido para o ano do cálculo do referido processo tarifário. Para a CEREJ o valor de Parcela B teto para o presente processo tarifário é de R\$ R\$ 31.291.482,64 e seu pleito de foi de R\$ 31.291.482,64, ou seja, 100% do teto.

No pleito, a permissionária solicita o diferimento de R\$ 2.400.000,00 de Uso do Sistema de Distribuição. Destaca-se que não haverá retirada de desconto nesta tarifa pois o efeito médio a ser percebido pelos consumidores da Cerej é maior que 10%.

Desta forma, a Cerej poderia ter encaminhado o pleito de Parcela B já contemplando o valor R\$ 2.400.000,00 solicitado para diferimento. O efeito tarifário seria o mesmo, sendo desnecessário, portanto, a consideração de um financeiro negativo no presente processo tarifário e a sua reversão atualizada no processo de 2024.

Vale destacar, ainda, que o Acórdão nº 1.376/2022-Plenário (TC 014.282/2021-6) recomenda, à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), com base no art. 250, inciso III, da Regimento Interno do TCU, que, ao realizar medidas de diferimento de custos para próximos reajustes tarifários, também realize análises de impactos futuros e de custo-benefício do atraso, juntando tais análises nos processos administrativos do reajuste a ser diferido, e que sejam avaliadas as vantagens e desvantagens de se realizar tais medidas.

Diante da negativa do diferimento solicitado pela Cerej, a permissionária não pediu retificação do Pleito de Parcela B.

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



Fls. 59 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

### I.11. Cersul

A **Cersul**, sediada na cidade de Turvo - SC, atende cerca de 19 mil unidades consumidoras, cujo consumo de energia representa uma receita de R\$ 86 milhões. Este ano, o contrato estabelece que seja realizada a Reajuste Tarifário Anual - RTA da distribuidora.

Na Tabela seguinte é demonstrado um resumo do cálculo tarifário.

**TABELA I.11.1 – CÁLCULO TARIFÁRIO**

Processo tarifário	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Variação	Participação no processo tarifário	Participação na Receita
<b>ENCARGOS SETORIAIS</b>	13.792.066,08	14.579.642,06	5,71%	0,92%	16,33%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	168.408,76	173.113,32	2,79%	0,01%	0,19%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	11.641.440,16	11.055.037,29	-5,04%	-0,68%	12,39%
CDE GD		848.181,72	100,00%	0,99%	0,95%
CDE Escassez Hidrica		595.607,86	100,00%	0,70%	0,67%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. – EER	-	232.059,70	100,00%	0,27%	0,26%
PROINFA	1.982.217,16	1.675.642,17	-15,47%	-0,36%	1,88%
<b>ENERGIA COMPRADA</b>	18.889.911,85	23.687.693,93	25,40%	5,60%	26,54%
Energia	18.889.911,85	23.687.693,93	25,40%	5,60%	26,54%
<b>TRANSPORTE DE ENERGIA</b>	13.734.534,33	9.576.039,15	-30,28%	-4,85%	10,73%
Rede Básica	-	4.997.733,33	100,00%	5,83%	5,60%
Rede Básica Fronteira	-	530.920,00	100,00%	0,62%	0,59%
Uso do sistema de distribuição	13.734.534,33	4.047.385,81	-70,53%	-11,31%	4,53%
<b>Total de Parcela A</b>	46.416.512,26	47.843.375,13	3,07%	1,67%	53,60%
<b>Total de Parcela B</b>	39.271.340,88	41.410.670,15	5,45%	2,50%	46,40%
<b>Variação econômica</b>				<b>4,16%</b>	
<b>COMPONENTES FINANCEIROS</b>				Participação	
Repasso de PIS COFINS		926.486,07		1,08%	
Neutralidade Encargos Setoriais		(15.818,98)		-0,02%	
Ajuste CUST RB + PIS Cofins		555.981,31		0,65%	
Subvenção CDE		(20.777.145,71)		-24,25%	
Reversão Diferimento Pis Cofins		1.205.664,19		1,41%	
Reversão Diferimento CUSD		3.187.094,60		3,72%	
Previsão de Risco Hidrológico		244.132,45		0,28%	
<b>Total Financeiros</b>		<b>(14.673.606)</b>		<b>-17,12%</b>	
<b>Variação econômica e financeira</b>				<b>-12,96%</b>	
<b>Retirada dos componentes financeiros relativos ao processo anterior</b>				<b>31,77%</b>	
<b>Efeito médio a ser percebido pelos Consumidores</b>				<b>18,81%</b>	

Os custos da Parcela A representam **53,60%** da receita econômica da Permissionária. As alterações dos custos relativos a essa parcela representam **1,67%** da variação econômico-financeira da **Cersul**, com destaque para:

- j) **Encargos Setoriais.** O valor total dos encargos setoriais corresponde ao efeito de **0,92%** no presente processo tarifário. Destaca-se, principalmente:

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



Fls. 60 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

- A inserção do encargo CDE Geração Distribuída, destinado ao custeio dos subsídios tarifários concedidos às unidades consumidoras participantes do SCEE<sup>21</sup>, com efeito de 0,99%; e
- O início do recolhimento da cota CDE Conta Escassez, que visa o pagamento empréstimo contraído pelas distribuidoras e permissionária de energia elétrica destinado a reduzir os impactos financeiros dos custos referentes à compra de energia no período de escassez hídrica de 2021, resultando em um efeito de 0,70%.

b) **Custos de Transmissão.** Os custos com transmissão tiveram um impacto de **-4,85%** no efeito total. Esse percentual é derivado da contribuição do efeito de Custo de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) resultante do aumento das tarifas da Celesc e dos custos com rede básica e rede básica fronteira para a **Cersul**.

c) **Compra de Energia.** O valor dos custos de compra de energia contribuiu com acréscimo de **5,60%** na tarifa vigente, esse impacto sucede do reajuste do contrato de energia com a sua supridora. Como também do início do contrato em ACL<sup>2</sup> com a Electra Comercializadora de Energia S.A., que começará em 01/08/2024.

Com relação à **Parcela B**, sua participação no processo tarifário é de **46,40%** da Receita, resultando num efeito de **2,50%** na variação econômico-financeira da tarifa vigente.

Já em relação aos **componentes financeiros**, estes com efeito total de **-17,12%**, destacam-se: (i) a Reversão de Diferimento Pins/Cofins, com impacto de 1,41%; (ii) a reversão de Diferimento de Uso do Sistema de Distribuição 3,72%; e (iii) a Subvenção para baixa densidade de carga, com impacto de -24,25%.

Ao resultado da variação econômica, de **4,16%**, foram adicionados os componentes financeiros devidos, no total de **-17,12%**, que, somado à retirada dos financeiros do processo anterior (**31,77%**), resultou no efeito médio final para o consumidor em **18,81%**.

## SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS

Quanto ao valor mensal da **subvenção da CDE para descontos tarifário**, a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à Cersul, no período entre setembro de 2023 a agosto de 2024, é de R\$ 613.597,67. Esse valor já inclui o ajuste da diferença entre os valores previstos e os realizados entre setembro de 2022 a agosto de 2023. A Tabela a seguir demonstra o cálculo.

---

<sup>21</sup> Sistema de Compensação de Energia Elétrica

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



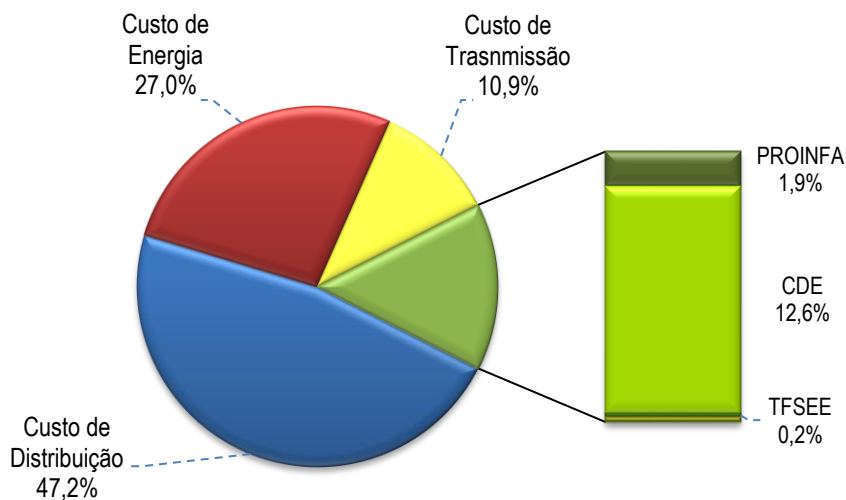
Fls. 61 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

<sup>2</sup> Ambiente de Contratação Livre

**TABELA I.11.2 – SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS MENSAIS**

Tipo de Subsídio	Diferença cobertura e apurado	Previsão 2023/2024	Previsão 2023/2024 + Diferença
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	104,25	-	104,25
Subsídio Rural	(3.480,76)	-	(3.480,76)
Subsídio - Irrigante/Aquicultor	(2.309,73)	29.839,30	27.529,57
Subsídio SCEE	117.189,82	472.254,79	589.444,61
<b>TOTAL</b>	<b>111.503,57</b>	<b>502.094,09</b>	<b>613.597,67</b>

O Gráfico I.11.1 apresenta a participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora.



**Gráfico I.11.1 – Composição da Receita**

### Pleito Específico

**A permissionária solicita, em seu pleito, o diferimento de R\$ 7.000.000,00 referente a Uso do Sistema de Distribuição como medida para minimizar os impactos deste reajuste tarifário.**

De fato, uma série de medidas e mecanismos foram desenvolvidos para mitigar parte do aumento tarifário, com intuito de preservar a capacidade de pagamento do consumidor e, por consequência,

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



Fls. 62 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

a sustentabilidade econômico-financeira da cadeia que compõe o setor elétrico. Dentre os mecanismos de mitigação adotados, o diferimento de Uso do Sistema de Distribuição foi um deles. Entretanto, a consideração dos mecanismos de mitigação é discricionária e quando considerado entra como um componente financeiro negativo.

Ocorre que todo diferimento considerado no ano anterior, retorna no ano seguinte, atualizado pelo IPCA, como componente positivo. Conforme pode ser observado no processo atual, foram revertidos os diferimentos solicitados pela Cersul em 2022, e estes, estão impactando o presente processo tarifário em 5,13%.

O regulamento vigente possibilita que a permissionária gerencie sua estrutura de custos podendo pleitear um valor de Parcela B em função das suas necessidades. Conforme o submódulo 8.4 do PRORET, a permissionária deve pleitear, a cada processo tarifário, o componente de distribuição da Receita Requerida, limitados ao valor estabelecido para o ano do cálculo do referido processo tarifário. Para a CERSUL o valor de Parcela B teto para o presente processo tarifário é de R\$ R\$ 41.410.670,15 e seu pleito de foi de R\$ 41.410.670,15, ou seja, 100% do teto.

No pleito, a permissionária solicita o diferimento de R\$ 7.000.000,00 de Uso do Sistema de Distribuição. Destaca-se que não haverá retirada de desconto nesta tarifa pois o efeito médio a ser percebido pelos consumidores da Cersul é maior que 10%.

Desta forma, a CERSUL poderia ter encaminhado o pleito de Parcela B já contemplando o valor R\$ 7.000.000,00 solicitado para diferimento. O efeito tarifário seria o mesmo, sendo desnecessário, portanto, a consideração de um financeiro negativo no presente processo tarifário e a sua reversão atualizada no processo de 2024.

Vale destacar, ainda, que o Acórdão nº 1.376/2022-Plenário (TC 014.282/2021-6) recomenda, à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), com base no art. 250, inciso III, da Regimento Interno do TCU, que, ao realizar medidas de diferimento de custos para próximos reajustes tarifários, também realize análises de impactos futuros e de custo-benefício do atraso, juntando tais análises nos processos administrativos do reajuste a ser diferido, e que sejam avaliadas as vantagens e desvantagens de se realizar tais medidas.

Diante da negativa do diferimento solicitado pela Cersul, a permissionária não pediu retificação do Pleito de Parcela B.

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



Fls. 63 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

## I.12. Cervam

A Cervam, sediada na cidade de Porto Ferreira - SP, atende cerca de 4 mil unidades consumidoras, cujo consumo de energia representa uma receita de R\$ 21 milhões. Este ano, o contrato estabelece que seja realizada a Revisão Tarifária Periódica - RTP.

A Tabela a seguir mostra um resumo do cálculo tarifário periódico.

**TABELA I.12.1 – CÁLCULO TARIFÁRIO**

Processo tarifário	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Variação	Participação no processo tarifário	Participação na Receita
<b>ENCARGOS SETORIAIS</b>	2.492.700,27	3.565.404,43	43,03%	5,21%	16,16%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	29.416,90	37.038,68	25,91%	0,04%	0,17%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	1.962.700,57	2.860.082,59	45,72%	4,36%	12,96%
CDE Eletrobras		(585.451,85)	0,00%	-2,85%	-2,65%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. – EER	172.367,75	755.462,82	338,29%	2,83%	3,42%
PROINFA	328.215,05	498.272,18	51,81%	0,83%	2,26%
<b>ENERGIA COMPRADA</b>	7.719.229,52	6.264.619,29	-18,84%	-7,07%	28,39%
Energia	7.719.229,52	6.264.619,29	-18,84%	-7,07%	28,39%
<b>TRANSPORTE DE ENERGIA</b>	3.600.440,10	4.050.663,74	12,50%	2,19%	18,36%
Uso do sistema de distribuição	3.600.440,10	4.050.663,74	12,50%	2,19%	18,36%
<b>Total de Parcela A</b>	<b>13.812.369,89</b>	<b>13.880.687,46</b>	<b>0,49%</b>	<b>0,33%</b>	<b>62,90%</b>
<b>Total de Parcela B</b>	<b>6.764.247,31</b>	<b>8.187.106,63</b>	<b>21,03%</b>	<b>6,91%</b>	<b>37,10%</b>
<b>Variação econômica</b>				<b>7,25%</b>	
<b>COMPONENTES FINANCEIROS</b>				<b>Participação</b>	
Repasso de PIS COFINS		360.434,53		1,75%	
Neutralidade Encargos Setoriais		212.586,92		1,03%	
Compensação DIC FIC		(117.116,19)		-0,57%	
Subvenção CDE		(2.231.516,88)		-10,84%	
Crédito de Pis Cofins sobre ICMS		(235.423,86)		-1,14%	
CVE - Energia		(656.034,03)		-3,19%	
CVE - Encargos		104.886,14		0,51%	
Conta Escassez		(118.701,78)		-0,58%	
Sobrecontratação/Exposição de Energia		68.634,26		0,33%	
Reversão de Risco Hidrológico		(372.990,03)		-1,81%	
Previsão de Risco Hidrológico		466.302,34		2,27%	
<b>Total Financeiros</b>		<b>(3.018.938,56)</b>		<b>-14,67%</b>	
<b>Variação econômica e financeira</b>				<b>-7,42%</b>	
<b>Retirada dos componentes financeiros relativos ao processo anterior</b>				<b>9,81%</b>	
<b>Efeito médio a ser percebido pelos Consumidores</b>				<b>2,39%</b>	

Os custos da Parcela A representam 62,90% da receita econômica da Permissionária. As alterações dos custos relativos a essa parcela representam 0,33% da variação econômico-financeira da Cervam, com destaque para:

- k) **Encargos Setoriais.** O valor total dos encargos setoriais corresponde ao efeito de 5,21% no presente reajuste tarifário. Destaca-se, principalmente, o aumento do orçamento da CDE-USO, com impacto de 4,36%, decorrente do cálculo das cotas anuais de CDE para o ano de 2022. Por outro lado, a CDE Eletrobras proporcionou um efeito redutor de -2,85%.

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



Fls. 64 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

- b) **Custos de Transmissão.** O valor dos custos com o uso do sistema de distribuição equivale a um impacto tarifário de 2,19%. Esse efeito é decorrente das novas tarifas de uso do sistema de distribuição, resultante dos processos tarifários de 2022 das supridoras ELEKTRO e CPFL Paulista.
- c) **Compra de Energia.** O valor dos custos de compra de energia contribuiu com decréscimo de -7,07% na tarifa vigente. Esse impacto é reflexo principalmente do novo Mix de energia da Cervam, sendo; a redução das tarifas da Elektro homologadas pela REH 3.100/2022 e a migração para o ACL, conforme contrato de comercialização de energia licitada firmado com a CEMIG G&T e aprovado pelo Despacho Aneel nº 457, de 19 de fevereiro de 2021.

Com relação à Parcela B, sua participação no reajuste tarifário é de 37,10% da Receita, resultando num efeito de 6,91% na variação econômico-financeira da tarifa vigente.

Ao resultado da variação econômica, de 7,25%, foram adicionados os componentes financeiros devidos no total de -14,67%, que somado a retirada dos financeiros do processo anterior de 9,81%, resultou no efeito médio final para o consumidor em 2,39%.

Merece destaque o montante do financeiro negativo relacionado à Conta de Variação de Energia e Encargo (CVE), com impacto de -3,19%, decorrente da cobertura tarifária dada no processo anterior e os efetivos pagamentos que a permissionária teve nos últimos doze meses.

Ressalta-se também o financeiro negativo referente ao diferimento de CUSD, no valor de R\$ 500.000,00, que a empresa solicitou para modicidade tarifária com efeito de -2,43%.

## SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS

Quanto à **subvenção da CDE para descontos tarifário**, valor mensal de recursos da CDE a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à Cervam, em relação às competências entre setembro de 2022 a agosto de 2023, é de **R\$ 103.829,57**. Esse valor já inclui o ajuste da diferença entre os valores previstos e os realizados entre setembro de 2021 a agosto de 2022. A Tabela a seguir mostra o cálculo.

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



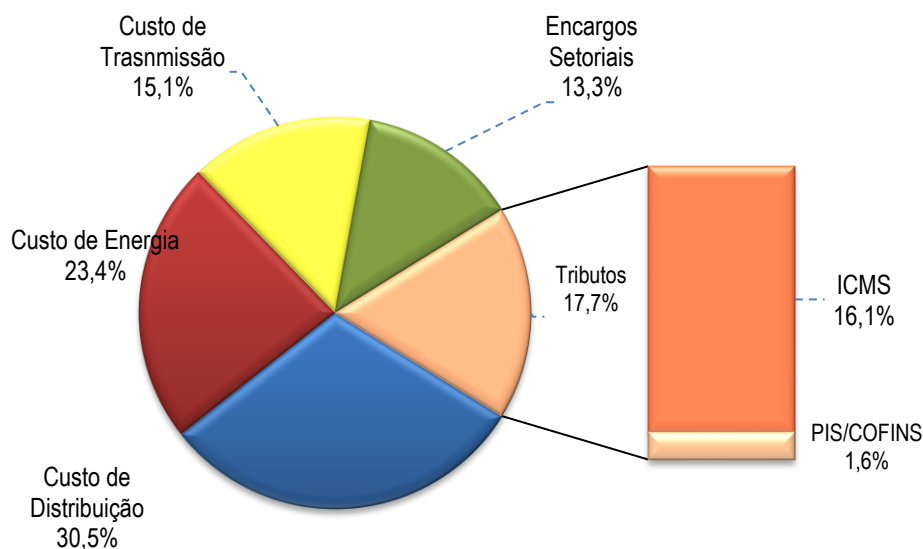


Fls. 65 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

**TABELA I.12.2 – SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS MENSIS**

Tipo de Subsídio	Diferença cobertura e apurado	Previsão 2022/2023	Previsão 2022/2023 + Diferença
Subsídio Carga Fonte Incentivada	3.655,90	45.028,68	48.684,58
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	(1.149,77)	310,69	(839,07)
Subsídio Rural	(5.681,98)	17.839,68	12.157,70
Subsídio - Irrigante/Aquicultor	(20.779,04)	64.605,40	43.826,36
<b>TOTAL</b>	<b>(23.954,89)</b>	<b>127.784,46</b>	<b>103.829,57</b>

O Gráfico I.12.1 apresenta a participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora com tributos.



**Gráfico I.12.1 – Composição da Receita com Tributos**

### Pleitos Específicos

A permissionária solicitou o diferimento de CUSD, pelo Ofício 050/2022 – PRE<sup>22</sup>, de 15 de setembro de 2022, para modicidade tarifária no valor de R\$ 500.000,00, de modo a reduzir o efeito médio a ser percebido pelos consumidores. Este valor será revertido no próximo reajuste tarifário atualizado pelo IPCA, conforme estabelecido no Proret.

<sup>22</sup> Documento Sicnet nº 48513.024783/2022

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



Fls. 66 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

Em 20 de setembro de 2022, a permissionária por meio de correio eletrônico *e-mail*<sup>23</sup>, solicitou alteração do horário ponta para área de permissão, previstos na minuta de Resolução Homologatória, para que fosse mantido o horário praticado desde a última revisão tarifária, conforme Ofício 012/2019 – PRE, de 07/02/2019. De acordo com o Proret 8.3, quando não encaminhado o pleito de estrutura tarifária, incluído o posto tarifário, adotamos como padrão o horário de ponta da principal supridora Elektro. Diante disso, para flexibilização dos postos tarifários há necessidade de uma análise aprofundada. Contudo, conforme o prazo processual não há tempo hábil para estender o prazo de resposta.

---

<sup>23</sup> Documento Sicnet nº 48581.002335/2022-00

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



Fls. 67 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

### I.13. Cedri

A **Cedri**, sediada na cidade de Itariri - SP, atende cerca de 4 mil unidades consumidoras, cujo consumo de energia representa uma receita de R\$ 16 milhões. Este ano, o contrato estabelece que seja realizada a Reajuste Tarifário Anual - RTA da distribuidora.

Na Tabela seguinte é demonstrado um resumo do cálculo tarifário.

**TABELA I.13.1 – CÁLCULO TARIFÁRIO**

Processo tarifário	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Variação	Participação no processo tarifário	Participação na Receita
ENCARGOS SETORIAIS	2.763.814,73	2.702.062,61	-2,23%	-0,38%	16,36%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	34.407,43	32.377,41	-5,90%	-0,01%	0,20%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	1.821.905,14	1.720.850,40	-5,55%	-0,61%	10,42%
CDE Conta-COVID	586.704,54	561.638,56	-4,27%	-0,15%	3,40%
CDE GD		69.738,48	100,00%	0,42%	0,42%
CDE Escassez Hidrica		46.478,73	100,00%	0,28%	0,28%
PROINFA	320.797,61	270.979,03	-15,53%	-0,30%	1,64%
ENERGIA COMPRADA	3.501.331,58	3.876.123,75	10,70%	2,28%	23,47%
Energia	3.501.331,58	3.876.123,75	10,70%	2,28%	23,47%
TRANSPORTE DE ENERGIA	2.591.718,44	3.508.608,23	35,38%	5,58%	21,25%
Uso do sistema de distribuição	2.591.718,44	3.508.608,23	35,38%	5,58%	21,25%
Total de Parcela A	8.856.864,75	10.086.794,59	13,89%	7,48%	61,08%
Total de Parcela B	7.586.003,88	6.426.381,25	-15,29%	-7,05%	38,92%
<b>Variação econômica</b>				<b>0,43%</b>	
COMPONENTES FINANCEIROS				Participação	
Repasse de PIS COFINS		355.722,52		2,16%	
Neutralidade Encargos Setoriais		(95.403,44)		-0,58%	
Neutralidade Financeiros e Encargos Conta Covid		(597.812,65)		-3,64%	
Compensação DIC FIC		(3.993,92)		-0,02%	
Subvenção CDE		(2.883.461,99)		-17,54%	
Reversão de Diferimento de Compra de Energia		1.307.602,13		7,95%	
<b>Total Financeiros</b>		<b>(1.917.347)</b>		<b>-11,66%</b>	
<b>Variação econômica e financeira</b>				<b>-11,23%</b>	
<b>Retirada dos componentes financeiros relativos ao processo anterior</b>				<b>24,10%</b>	
<b>Efeito médio a ser percebido pelos Consumidores</b>				<b>12,87%</b>	

Os custos da Parcela A representam **61,08%** da receita econômica da Permissionária. As alterações dos custos relativos a essa parcela representam **7,48%** da variação econômico-financeira da **Cedri**, com destaque para:

- I) **Encargos Setoriais.** O valor total dos encargos setoriais corresponde ao efeito de **-0,38%** no presente processo tarifário. Destaca-se, principalmente:
  - A cota da CDE Uso que contribuiu para uma redução de -0,61% no efeito médio;

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



Fls. 68 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

- A inserção do encargo CDE Geração Distribuída, destinado ao custeio dos subsídios tarifários concedidos às unidades consumidoras participantes do SCEE<sup>24</sup>, com efeito de 0,42%;
- O início do recolhimento da cota CDE Conta Escassez, que visa o pagamento empréstimo contraído pelas distribuidoras e permissionária de energia elétrica destinado a reduzir os impactos financeiros dos custos referentes à compra de energia no período de escassez hídrica de 2021, resultando em um efeito de 0,28%; e
- Os valores do PROINFA, com efeito de -0,30%.

b) **Custos de Transmissão.** Os custos com transmissão tiveram um impacto de **5,58%** no efeito final. Esse resultado decorre das novas tarifas da CELESC Distribuição de uso sistema de distribuição (CUSD) para a **Cedri**.

h) **Compra de Energia.** O valor dos custos de compra de energia contribuiu com acréscimo de **2,28%** na tarifa vigente, decorrente das novas tarifas de suprimento da CELESC Distribuição.

Com relação à **Parcela B**, sua participação no processo tarifário é de **38,92%** da Receita, resultando num efeito de **-7,05%** na variação econômico-financeira da tarifa vigente.

Já em relação aos **componentes financeiros**, estes com efeito total de **-11,66%**, destacam-se: (i) Neutralidade de encargos setoriais, com impacto de **-0,58%**; (ii) Neutralidade dos financeiros e encargos da Conta COVID, impacto de **-3,64%** e (iii) a Subvenção da CDE, com impacto de **-17,54%**.

Ao resultado da variação econômica, de **0,43%**, foram adicionados os componentes financeiros devidos, no total de **-11,66%**, que, somado à retirada dos financeiros do processo anterior (**24,10%**), resultou no efeito médio final para o consumidor em **12,87%**.

## SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS

Quanto ao valor mensal da **subvenção da CDE para descontos tarifário**, a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à Cedri, no período entre setembro de 2023 a agosto de 2024, é de **R\$ 230.520,17**. Esse valor já inclui o ajuste da diferença entre os valores previstos e os realizados entre setembro de 2022 a agosto de 2023. A Tabela a seguir demonstra o cálculo.

---

<sup>24</sup> Sistema de Compensação de Energia Elétrica

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

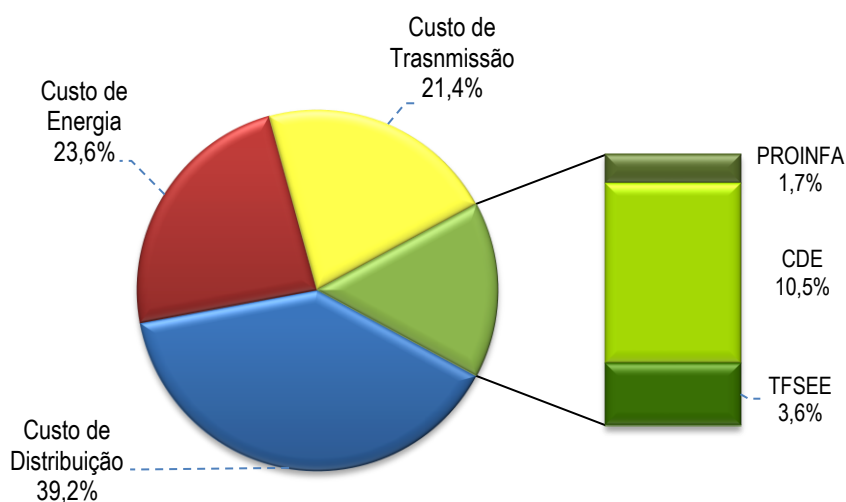


Fls. 69 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

**TABELA I.13.2 – SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS MENSAIS**

Tipo de Subsídio	Diferença cobertura e apurado	Previsão 2023/2024	Previsão 2023/2024 + Diferença
Subsídio Carga Fonte Incentivada	65.933,33	150.118,24	216.051,57
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	(136,71)	-	(136,71)
Subsídio Rural	158,96	-	158,96
Subsídio SCEE	4.810,10	9.636,25	14.446,35
<b>TOTAL</b>	<b>70.765,68</b>	<b>159.754,49</b>	<b>230.520,17</b>

O Gráfico I.13.1 apresenta a participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora.



**Gráfico I.13.1 – Composição da Receita**

### Pleito Específico

Para mitigar o efeito tarifário, a permissionária apresentou, por meio de Ofício CEDRI/651/2023, no dia 19 de setembro de 2023, solicitação de redução da Parcela B.

Para a Cedri o valor de Parcela B teto para o presente processo tarifário é de R\$ 13.226.367,63 e seu pleito de foi de R\$ 6.426.381,25, ou seja, 51,41% abaixo do teto.

Visando a redução do efeito médio a ser percebido pelos seus consumidores, o pleito foi acatado.

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



Fls. 70 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

#### I.14. Cergapa

A **Cergapa**, sediada na cidade de Grão Pará - SC, atende cerca de 4 mil unidades consumidoras, cujo consumo de energia representa uma receita de R\$ 20 milhões. Este ano, o contrato estabelece que seja realizada a Reajuste Tarifário Anual - RTA da distribuidora.

Na Tabela seguinte é demonstrado um resumo do cálculo tarifário.

**TABELA I.14.1 – CÁLCULO TARIFÁRIO**

Processo tarifário	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Variação	Participação no processo tarifário	Participação na Receita
<b>ENCARGOS SETORIAIS</b>	3.010.642,74	3.778.201,72	25,49%	3,77%	17,90%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	36.725,66	32.644,83	-11,11%	-0,02%	0,15%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	2.549.795,52	2.429.628,99	-4,71%	-0,59%	11,51%
CDE GD		163.029,35	100,00%	0,80%	0,77%
CDE Escassez Hidrica		302.446,17	100,00%	1,49%	1,43%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. – EER	-	491.880,41	0,00%	2,42%	2,33%
PROINFA	424.121,56	358.571,98	-15,46%	-0,32%	1,70%
<b>ENERGIA COMPRADA</b>	5.255.946,49	5.477.572,90	4,22%	1,09%	25,96%
Energia	5.255.946,49	5.477.572,90	4,22%	1,09%	25,96%
<b>TRANSPORTE DE ENERGIA</b>	3.302.962,29	3.979.002,38	20,47%	3,32%	18,85%
Uso do sistema de distribuição	3.302.962,29	3.979.002,38	20,47%	3,32%	18,85%
<b>Total de Parcela A</b>	<b>11.569.551,52</b>	<b>13.234.777,00</b>	<b>14,39%</b>	<b>8,18%</b>	<b>62,71%</b>
<b>Total de Parcela B</b>	<b>8.792.094,35</b>	<b>7.868.789,83</b>	<b>-10,50%</b>	<b>-4,53%</b>	<b>37,29%</b>
<b>Variação econômica</b>				<b>3,64%</b>	
<b>COMPONENTES FINANCEIROS</b>				Participação	
Repasso de PIS COFINS		351.005,84		1,72%	
Neutralidade Encargos Setoriais		(107.295,36)		-0,53%	
Neutralidade Conta Escassez		(1.040.080,28)		-5,11%	
Subvenção CDE		(3.736.186,10)		-18,35%	
Reversão do Diferimento de Parcela B		972.855,98		4,78%	
Previsão de Risco Hidrológico		510.459,68		2,51%	
<b>Total Financeiros</b>		<b>(3.049.240)</b>		<b>-14,98%</b>	
<b>Variação econômica e financeira</b>				<b>-11,34%</b>	
<b>Retirada dos componentes financeiros relativos ao processo anterior</b>				<b>27,23%</b>	
<b>Efeito médio a ser percebido pelos Consumidores</b>				<b>15,89%</b>	

Os custos da Parcela A representam **62,71%** da receita econômica da Permissionária. As alterações dos custos relativos a essa parcela representam **8,18%** da variação econômico-financeira da **Cergapa**, com destaque para:

- m) **Encargos Setoriais**. O valor total dos encargos setoriais corresponde ao efeito de **3,77%** no presente processo tarifário. Destaca-se, principalmente:

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



Fls. 71 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

- A inserção do encargo CDE Geração Distribuída, destinado ao custeio dos subsídios tarifários concedidos às unidades consumidoras participantes do SCEE<sup>25</sup>, com efeito de 0,80%;
- O início do recolhimento da cota CDE Conta Escassez, que visa o pagamento empréstimo contraído pelas distribuidoras e permissionária de energia elétrica destinado a reduzir os impactos financeiros dos custos referentes à compra de energia no período de escassez hídrica de 2021, resultando em um efeito de 1,49%; e
- Os novos valores de ESS/ERR aprovados no Despacho 2.983/2023, com efeito de 2,42%.

b) **Custos de Transmissão.** Os custos com transmissão tiveram um impacto de **3,32%** no efeito final. Esse resultado decorre das novas tarifas da CELESC Distribuição de uso sistema de distribuição (CUSD) para a **Cergapa**.

i) **Compra de Energia.** O valor dos custos de compra de energia contribuiu com acréscimo de **1,09%** na tarifa vigente, decorrente das novas tarifas de suprimento da CELESC Distribuição.

Com relação à **Parcela B**, sua participação no processo tarifário é de **37,29%** da Receita, resultando num efeito de **-4,53%** na variação econômico-financeira da tarifa vigente.

Já em relação aos **componentes financeiros**, estes com efeito total de **-14,98%**, destacam-se: (i) redução da Subvenção CDE em **-18,35%**; (ii) a Neutralidade da Conta Escassez em **-5,11%**; (iii) a Reversão do Diferimento da Parcela B de 2022 em **4,78%**; (iv) o repasse do Pis/Cofins em **1,72%**; e (v) a previsão de risco hidrológico em **2,51%**.

Ao resultado da variação econômica, de **3,64%**, foram adicionados os componentes financeiros devidos, no total de **-14,98%**, que, somado à retirada dos financeiros do processo anterior (**27,23%**), resultou no efeito médio final para o consumidor em **15,89%**.

## SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS

Quanto ao valor mensal da **subvenção da CDE para descontos tarifário**, a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à Cergapa, no período entre setembro de 2023 a agosto de 2024, é de R\$ 129.718,21. Esse valor já inclui o ajuste da diferença entre os valores previstos e os realizados entre setembro de 2022 a agosto de 2023. A Tabela a seguir demonstra o cálculo.

<sup>25</sup> Sistema de Compensação de Energia Elétrica

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

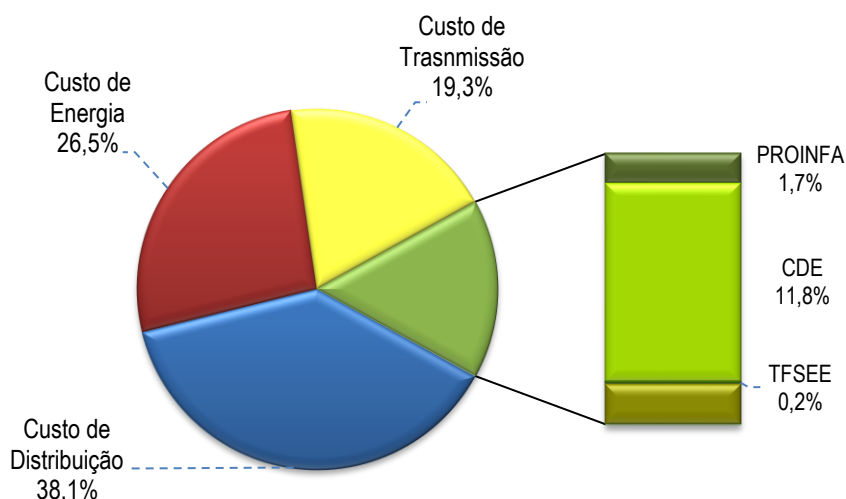


Fls. 72 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

**TABELA I.14.2 – SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS MENSAIS**

Tipo de Subsídio	Diferença cobertura e apurado	Previsão 2023/2024	Previsão 2023/2024 + Diferença
Subsídio Carga Fonte Incentivada	- 2.140,55	29.300,14	27.159,59
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	(6,67)	-	(6,67)
Subsídio Rural	(1.286,45)	-	(1.286,45)
Subsídio - Irrigante/Aquicultor	(5.931,43)	10.662,96	4.731,53
Subsídio SCEE	686,98	98.433,22	99.120,20
<b>TOTAL</b>	<b>(8.678,12)</b>	<b>138.396,32</b>	<b>129.718,21</b>

O Gráfico I.14.1 apresenta a participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora.



**Gráfico I.14.1 – Composição da Receita**

### Pleito Específico

**A permissionária solicita, em seu pleito, o diferimento de R\$ 2.600.000,00 referente a Parcela B após retirada de desconto na TE, como medida para minimizar os impactos deste reajuste tarifário.**

De fato, uma série de medidas e mecanismos foram desenvolvidos para mitigar parte do aumento tarifário, com intuito de preservar a capacidade de pagamento do consumidor e, por consequência, a sustentabilidade econômico-financeira da cadeia que compõe o setor elétrico. Dentre os mecanismos de mitigação adotados, o diferimento de Parcela B foi um deles. Entretanto, a consideração dos mecanismos de mitigação é discricionária e quando considerado entra como um componente financeiro negativo.

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





Fls. 73 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

Ocorre que todo diferimento considerado no ano anterior, retorna no ano seguinte, atualizado pelo IPCA, como componente positivo. Conforme pode ser observado no processo atual, foram revertidos os diferimentos solicitados pela Cergapa em 2022, e estes, estão impactando o presente processo tarifário em 4,78%.

O regulamento vigente possibilita que a permissionária gerencie sua estrutura de custos podendo pleitear um valor de Parcela B em função das suas necessidades. Conforme o submódulo 8.4 do PRORET, a permissionária deve pleitear, a cada processo tarifário, o componente de distribuição da Receita Requerida, limitados ao valor estabelecido para o ano do cálculo do referido processo tarifário. Para a CERGAPA o valor de Parcela B teto para o presente processo tarifário é de R\$ 8.998.789,83 e seu pleito, após negativa do diferimento acima, foi de R\$ 7.868.789,83, ou seja, 12,56% abaixo do teto.

Em novo pleito, a permissionária solicita o diferimento de R\$ 1.000.000,00 de Parcela B após a retirada de desconto na tarifa de suprimento da CELESC. Destaca-se que não haverá retirada de desconto nesta tarifa pois o efeito médio a ser percebido pelos consumidores da Cergapa é maior que 10%.

Desta forma, a CERGAPA poderia ter encaminhado o pleito de Parcela B já contemplando adicionalmente o valor R\$ 1.000.000,00 solicitado para diferimento. O efeito tarifário seria o mesmo, sendo desnecessário, portanto, a consideração de um financeiro negativo no presente processo tarifário e a sua reversão atualizada no processo de 2024.

Vale destacar, ainda, que o Acórdão nº 1.376/2022-Plenário (TC 014.282/2021-6) recomenda, à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), com base no art. 250, inciso III, da Regimento Interno do TCU, que, ao realizar medidas de diferimento de custos para próximos reajustes tarifários, também realize análises de impactos futuros e de custo-benefício do atraso, juntando tais análises nos processos administrativos do reajuste a ser diferido, e que sejam avaliadas as vantagens e desvantagens de se realizar tais medidas.

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



Fls. 74 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

## I.15. Cooperccocal

A **Cooperccocal**, sediada na cidade de Cocal do Sul - SC, atende cerca de 12 mil unidades consumidoras, cujo consumo de energia representa uma receita de R\$ 57 milhões. Este ano, o contrato estabelece que seja realizada a Reajuste Tarifário Anual - RTA da distribuidora.

Na Tabela seguinte é demonstrado um resumo do cálculo tarifário.

**TABELA I.15.1 – CÁLCULO TARIFÁRIO**

Processo tarifário	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Variação	Participação no processo tarifário	Participação na Receita
ENCARGOS SETORIAIS	9.733.637,79	10.158.997,69	4,37%	0,74%	16,77%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	85.286,56	95.088,65	11,49%	0,02%	0,16%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	8.215.456,91	7.792.314,05	-5,15%	-0,74%	12,86%
CDE GD		594.842,43	100,00%	1,04%	0,98%
CDE Escassez Hidrica		463.086,90	100,00%	0,81%	0,76%
PROINFA	1.432.894,32	1.213.665,67	-15,30%	-0,38%	2,00%
ENERGIA COMPRADA	17.948.663,34	21.014.753,16	17,08%	5,34%	34,68%
Energia	17.948.663,34	21.014.753,16	17,08%	5,34%	34,68%
TRANSPORTE DE ENERGIA	9.128.148,84	8.088.797,83	-11,39%	-1,81%	13,35%
Rede Básica	-	1.679.761,34	#DIV/0!	2,92%	2,77%
Rede Básica Fronteira	-	323.311,67	#DIV/0!	0,56%	0,53%
Uso do sistema de distribuição	9.128.148,84	6.085.724,82	-33,33%	-5,29%	10,04%
Total de Parcela A	36.810.449,97	39.262.548,69	6,66%	4,27%	64,80%
Total de Parcela B	20.658.876,90	21.325.331,30	3,23%	1,16%	35,20%
<b>Variação econômica</b>				<b>5,43%</b>	
COMPONENTES FINANCEIROS				Participação	
Repasso de PIS COFINS		987.747,00		1,72%	
Neutralidade Encargos Setoriais		865.482,92		1,51%	
Ajuste CUST RB + PIS Cofins		333.933,81		0,58%	
Subvenção CDE		(3.619.738,80)		-6,30%	
Retenção de Adicionais de Bandeiras Tarifárias		(13,21)		0,00%	
<b>Total Financeiros</b>		<b>(1.432.588)</b>		<b>-2,49%</b>	
<b>Variação econômica e financeira</b>				<b>2,94%</b>	
<b>Retirada dos componentes financeiros relativos ao processo anterior</b>				<b>7,06%</b>	
<b>Efeito médio a ser percebido pelos Consumidores</b>				<b>10,00%</b>	

Os custos da Parcela A representam **64,80%** da receita econômica da Permissionária. As alterações dos custos relativos a essa parcela representam **4,27%** da variação econômico-financeira da **Cooperccocal**, com destaque para:

- n) **Encargos Setoriais**. O valor total dos encargos setoriais corresponde ao efeito de **0,74%** no presente processo tarifário. Destaca-se, principalmente:

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



Fls. 75 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

- a inserção do encargo CDE Geração Distribuída, destinado ao custeio dos subsídios tarifários concedidos às unidades consumidoras participantes do SCEE<sup>26</sup>, com efeito de 1,43%; e
- O início do recolhimento da cota CDE Conta Escassez, que visa o pagamento empréstimo contraído pelas distribuidoras e permissionária de energia elétrica destinado a reduzir os impactos financeiros dos custos referentes à compra de energia no período de escassez hídrica de 2021, resultando em um efeito de 1,06%.

b) **Custos de Transmissão.** Os custos com transmissão tiveram um impacto de **-1,81%** no efeito final. Esse resultado decorre das novas tarifas da CELESC Distribuição de uso sistema de distribuição (CUSD) para a **Cooperccocal**.

j) **Compra de Energia.** O valor dos custos de compra de energia contribuiu com acréscimo de **5,34%** na tarifa vigente, decorrente das novas tarifas de suprimento da CELESC Distribuição.

Com relação à **Parcela B**, sua participação no processo tarifário é de **35,20%** da Receita, resultando num efeito de **1,16%** na variação econômico-financeira da tarifa vigente.

Já em relação aos **componentes financeiros**, estes com efeito total de **-2,49%**, destacam-se: (i) repasse de Pis/Cofins **1,25%**; e (ii) o ajuste do CUST RB + Pis/Cofins **0,97%**.

Ao resultado da variação econômica, de **5,43%**, foram adicionados os componentes financeiros devidos, no total de **-2,49%**, que, somado à retirada dos financeiros do processo anterior (**7,06%**), resultou no efeito médio final para o consumidor em **10,00%**.

## SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS

Quanto ao valor mensal da **subvenção da CDE para descontos tarifário**, a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à Cooperccocal, no período entre setembro de 2023 a agosto de 2024, é de R\$ 92.630,59. Esse valor já inclui o ajuste da diferença entre os valores previstos e os realizados entre setembro de 2022 a agosto de 2023. A Tabela a seguir demonstra o cálculo.

<sup>26</sup> Sistema de Compensação de Energia Elétrica

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

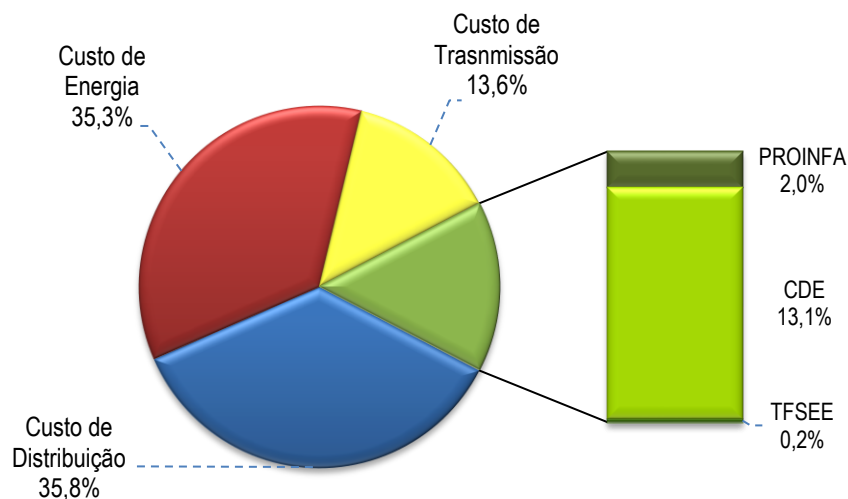


Fls. 76 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

**TABELA I.15.2 – SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS MENSAIS**

Tipo de Subsídio	Diferença cobertura e apurado	Previsão 2023/2024	Previsão 2023/2024 + Diferença
Subsídio Carga Fonte Incentivada	- 2.312,40	6.004,95	3.692,54
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	194,48	-	194,48
Subsídio Rural	(1.391,62)	-	(1.391,62)
Subsídio - Irrigante/Aquicultor	(1.408,20)	4.632,38	3.224,18
Subsídio SCEE	43.877,73	43.033,28	86.911,01
<b>TOTAL</b>	<b>38.959,99</b>	<b>53.670,60</b>	<b>92.630,59</b>

O Gráfico I.15.1 apresenta a participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora.



**Gráfico I.15.1 – Composição da Receita**

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



Fls. 77 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

## I.16. Ceraçá

A **Ceraçá**, sediada na cidade de Saudades - SC, atende cerca de 13 mil unidades consumidoras, cujo consumo de energia representa uma receita de R\$ 63 milhões. Este ano, o contrato estabelece que seja realizada o Reajuste Tarifário Anual - RTA da distribuidora.

Na Tabela seguinte é demonstrado um resumo do cálculo tarifário.

**TABELA I.16.1 – CÁLCULO TARIFÁRIO**

Processo tarifário	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Variação	Participação no processo tarifário	Participação na Receita
ENCARGOS SETORIAIS	9.811.559,36	10.168.668,61	3,64%	0,57%	15,39%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	118.416,82	106.440,64	-10,11%	-0,02%	0,16%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	8.301.798,15	7.897.437,58	-4,87%	-0,64%	11,95%
CDE GD		605.891,22	100,00%	0,96%	0,92%
CDE Escassez Hidrica		383.310,17	100,00%	0,61%	0,58%
PROINFA	1.391.344,39	1.175.589,00	-15,51%	-0,34%	1,78%
ENERGIA COMPRADA	12.804.087,29	15.279.548,47	19,33%	3,92%	23,13%
Energia	12.804.087,29	15.279.548,47	19,33%	3,92%	23,13%
TRANSPORTE DE ENERGIA	11.511.885,71	12.294.347,19	6,80%	1,24%	18,61%
Uso do sistema de distribuição	11.511.885,71	12.294.347,19	6,80%	1,24%	18,61%
Total de Parcela A	34.127.532,35	37.742.564,27	10,59%	5,73%	57,12%
Total de Parcela B	28.958.001,15	28.330.391,41	-2,17%	-0,99%	42,88%
<b>Variação econômica</b>				<b>4,74%</b>	
COMPONENTES FINANCEIROS				Participação	
Repasso de PIS COFINS		935.181,61		1,48%	
Neutralidade Encargos Setoriais		(710.078,65)		-1,13%	
Compensação DIC FIC		(5.952,63)		-0,01%	
Subvenção CDE		(12.239.278,25)		-19,40%	
Reversão Diferimento Pis Cofins		905.180,31		1,43%	
Reversão Diferimento EUSD - RTA 2022		2.615.204,25		4,15%	
<b>Total Financeiros</b>		<b>(8.499.743)</b>		<b>-13,47%</b>	
<b>Variação econômica e financeira</b>				<b>-8,73%</b>	
<b>Retirada dos componentes financeiros relativos ao processo anterior</b>				<b>28,38%</b>	
<b>Efeito médio a ser percebido pelos Consumidores</b>				<b>19,65%</b>	

Os custos da Parcela A representam **57,12%** da receita econômica da Permissionária. As alterações dos custos relativos a essa parcela representam **5,73%** da variação econômico-financeira da **Ceraçá**, com destaque para:

- o) **Encargos Setoriais**. O valor total dos encargos setoriais corresponde ao efeito de **0,57%** no presente processo tarifário. Destaca-se, principalmente:
- a inserção do encargo CDE Geração Distribuída, destinado ao custeio dos subsídios tarifários concedidos às unidades consumidoras participantes do SCEE<sup>27</sup>, com efeito de 0,96%; e

<sup>27</sup> Sistema de Compensação de Energia Elétrica

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



Fls. 78 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

- O início do recolhimento da cota CDE Conta Escassez, que visa o pagamento empréstimo contraído pelas distribuidoras e permissionária de energia elétrica destinado a reduzir os impactos financeiros dos custos referentes à compra de energia no período de escassez hídrica de 2021, resultando em um efeito de 0,61%.
- b) **Custos de Transmissão.** Os custos com transmissão tiveram um impacto de **1,24%** no efeito final. Tal efeito deriva das novas tarifas de uso do sistema de distribuição, resultante do processo tarifário da supridora Celesc.
- c) **Compra de Energia.** O valor dos custos de compra de energia contribuiu com acréscimo de **3,92%** na tarifa vigente, esse impacto sucede dos reajustes dos contratos de energia com a sua principal supridora, a Celesc.

Com relação à **Parcela B**, sua participação no processo tarifário é de **42,88%** da Receita, resultando num efeito de **-0,99%** na variação econômico-financeira da tarifa vigente.

Já em relação aos **componentes financeiros**, estes com efeito total de **-13,47%**, destacam-se: (i) a Neutralidade de Encargos Setoriais, com impacto de -1,13%; (ii) a Subvenção para baixa densidade de carga, com impacto de -19,40%; e (iii) reversão de diferimentos ocorridos no processo tarifário de 2022, de PIS/Cofins e de valor de Transporte – Uso do Sistema de Distribuição, com impactos de 1,43% e 4,15%, respectivamente.

Ao resultado da variação econômica, de **4,74%**, foram adicionados os componentes financeiros devidos, no total de **-13,47%**, que, somado à retirada dos financeiros do processo anterior (**28,38%**), resultou no efeito médio final para o consumidor em **19,65%**.

## SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS

Quanto ao valor mensal da **subvenção da CDE para descontos tarifário**, a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à Ceraçá, no período entre setembro de 2023 a agosto de 2024, é de R\$ 697.949,53. Esse valor já inclui o ajuste da diferença entre os valores previstos e os realizados entre setembro de 2022 a agosto de 2023. A Tabela a seguir demonstra o cálculo.

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

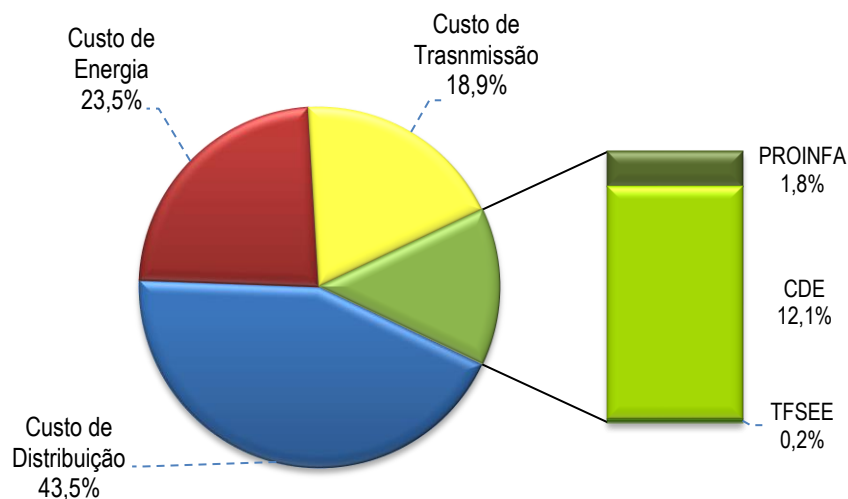


Fls. 79 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

**TABELA I.16.2 – SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS MENSAIS**

Tipo de Subsídio	Diferença cobertura e apurado	Previsão 2023/2024	Previsão 2023/2024 + Diferença
Subsídio Geração Fonte Incentivada	123,17	3.716,82	3.839,99
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	39,56	-	39,56
Subsídio Rural	(15.731,89)	-	(15.731,89)
Subsídio - Irrigante/Aquicultor	(410,34)	4.784,19	4.373,85
Subsídio SCEE	309.965,36	395.462,67	705.428,03
<b>TOTAL</b>	<b>293.985,86</b>	<b>403.963,67</b>	<b>697.949,53</b>

O Gráfico I.16.1 apresenta a participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora.



**Gráfico I.16.1 – Composição da Receita**

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



Fls. 80 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

### I.17. Cermoful

A **Cermoful**, sediada na cidade de Morro da Fumaça - SC, atende cerca de 16 mil unidades consumidoras, cujo consumo de energia representa uma receita de R\$ 82 milhões. Este ano, o contrato estabelece que seja realizada o Reajuste Tarifário Anual - RTA da distribuidora.

Na Tabela seguinte é demonstrado um resumo do cálculo tarifário.

**TABELA I.17.1 – CÁLCULO TARIFÁRIO**

Processo tarifário	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Variação	Participação no processo tarifário	Participação na Receita
ENCARGOS SETORIAIS	14.565.428,19	14.992.103,84	2,93%	0,52%	17,14%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	142.155,90	134.964,25	-5,06%	-0,01%	0,15%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	12.266.162,65	11.574.932,00	-5,64%	-0,84%	13,23%
CDE GD		856.234,80	100,00%	1,04%	0,98%
CDE Escassez Hidrica		605.664,32	100,00%	0,74%	0,69%
PROINFA	2.157.109,64	1.820.308,47	-15,61%	-0,41%	2,08%
ENERGIA COMPRADA	22.554.233,30	26.558.108,49	17,75%	4,88%	30,37%
Energia	22.554.233,30	26.558.108,49	17,75%	4,88%	30,37%
TRANSPORTE DE ENERGIA	12.353.608,08	14.038.088,37	13,64%	2,05%	16,05%
Uso do sistema de distribuição	12.353.608,08	14.038.088,37	13,64%	2,05%	16,05%
Total de Parcela A	49.473.269,57	55.588.300,69	12,36%	7,46%	63,56%
Total de Parcela B	32.523.391,55	31.870.328,29	-2,01%	-0,80%	36,44%
<b>Variação econômica</b>				<b>6,66%</b>	
COMPONENTES FINANCEIROS				Participação	
Repasso de PIS COFINS		1.369.904,50		1,67%	
Neutralidade Encargos Setoriais		(883.901,80)		-1,08%	
Subvenção CDE		(1.380.053,24)		-1,68%	
Retenção de Adicionais de Bandeiras Tarifárias		(310,20)		0,00%	
<b>Total Financeiros</b>		<b>(894.361)</b>		<b>-1,09%</b>	
<b>Variação econômica e financeira</b>				<b>5,57%</b>	
<b>Retirada dos componentes financeiros relativos ao processo anterior</b>				<b>4,43%</b>	
<b>Efeito médio a ser percebido pelos Consumidores</b>				<b>10,00%</b>	

Os custos da Parcela A representam **63,56%** da receita econômica da Permissionária. As alterações dos custos relativos a essa parcela representam **7,46%** da variação econômico-financeira da **Cermoful**, com destaque para:

- p) **Encargos Setoriais.** O valor total dos encargos setoriais corresponde ao efeito de **0,52%** no presente processo tarifário. Destaca-se, principalmente:
- a inserção do encargo CDE Geração Distribuída, destinado ao custeio dos subsídios tarifários concedidos às unidades consumidoras participantes do SCEE<sup>28</sup>, com efeito de 1,04%; e
  - O início do recolhimento da cota CDE Conta Escassez, que visa o pagamento empréstimo contraído pelas distribuidoras e permissionária

<sup>28</sup> Sistema de Compensação de Energia Elétrica

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





Fls. 81 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

de energia elétrica destinado a reduzir os impactos financeiros dos custos referentes à compra de energia no período de escassez hídrica de 2021, resultando em um efeito de 0,74%.

b) **Custos de Transmissão.** Os custos com transmissão tiveram um impacto de **2,05%** no efeito final. Esse efeito deriva das novas tarifas de uso do sistema de distribuição, resultante do processo tarifário 2022 da supridora Celesc.

c) **Compra de Energia.** O valor dos custos de compra de energia contribuiu com acréscimo de **4,88%** na tarifa vigente, esse impacto sucede dos reajustes dos contratos de energia com a sua principal supridora, a Celesc. Esse resultado positivo também é reflexo da redução dos descontos tarifários de 48,41% para 45,64%.

Com relação à **Parcela B**, sua participação no processo tarifário é de **36,44%** da Receita, resultando num efeito de **-0,80%** na variação econômico-financeira da tarifa vigente.

Já em relação aos **componentes financeiros**, estes com efeito total de **-1,09%**, destacam-se: (i) a Neutralidade de Encargos Setoriais, com impacto de -1,08% e (ii) a Subvenção para baixa densidade de carga, com impacto de -1,68%.

Ao resultado da variação econômica, de **6,66%**, foram adicionados os componentes financeiros devidos, no total de **-1,09%**, que, somado à retirada dos financeiros do processo anterior (**4,43%**), resultou no efeito médio final para o consumidor em **10,00%**.

## SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS

Quanto ao valor mensal da **subvenção da CDE para descontos tarifário**, a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à Cermoful, no período entre setembro de 2023 a agosto de 2024, é de R\$ 225.360,29. Esse valor já inclui o ajuste da diferença entre os valores previstos e os realizados entre setembro de 2022 a agosto de 2023. A Tabela a seguir demonstra o cálculo.

**TABELA I.17.2 – SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS MENSAIS**

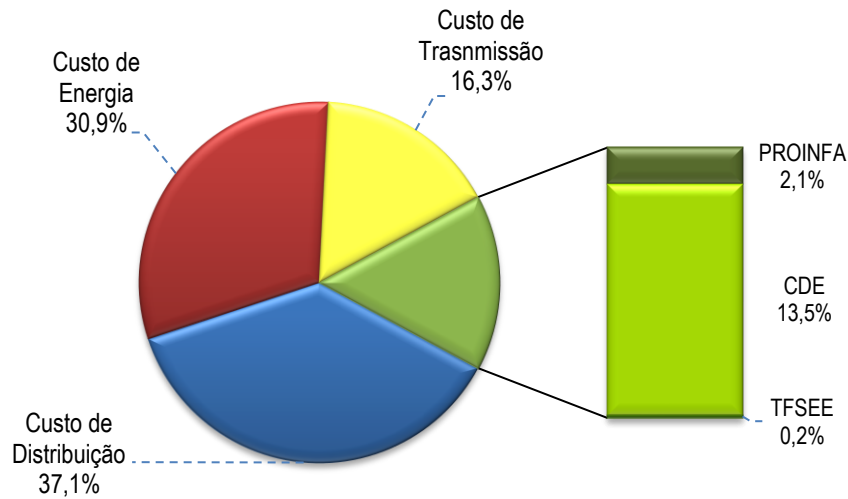
Tipo de Subsídio	Diferença cobertura e apurado	Previsão 2023/2024	Previsão 2023/2024 + Diferença
Subsídio Carga Fonte Incentivada	40.790,68	43.358,66	84.149,33
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	143,62	-	143,62
Subsídio Rural	(238,14)	-	(238,14)
Subsídio - Irrigante/Aquicultor	(7,56)	362,58	355,01
Subsídio SCEE	65.436,06	75.514,41	140.950,47
<b>TOTAL</b>	<b>106.124,65</b>	<b>119.235,64</b>	<b>225.360,29</b>

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



Fls. 82 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

O Gráfico I.17.1 apresenta a participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora.



**Gráfico I.17.1 – Composição da Receita**

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



Fls. 83 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

## I.18. Coopermila

A **Coopermila**, sediada na cidade de Lauro Müller - SC, atende cerca de 1 mil unidades consumidoras, cujo consumo de energia representa uma receita de R\$ 11 milhões. Este ano, o contrato estabelece que seja realizada o Reajuste Tarifário Anual - RTA da distribuidora.

Na Tabela seguinte é demonstrado um resumo do cálculo tarifário.

**TABELA I.18.1 – CÁLCULO TARIFÁRIO**

Processo tarifário	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Variação	Participação no processo tarifário	Participação na Receita
<b>ENCARGOS SETORIAIS</b>	2.189.534,80	2.278.049,68	4,04%	0,79%	19,99%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	14.057,65	12.950,68	-7,87%	-0,01%	0,11%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	1.582.641,48	1.494.861,23	-5,55%	-0,78%	13,12%
CDE Eletrobras	-	29.986,15	100,00%	-0,27%	-0,26%
CDE GD	-	114.702,65	100,00%	1,02%	1,01%
CDE Escassez Hidrica	-	75.407,41	100,00%	0,67%	0,66%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. – EER	314.173,58	374.731,48	19,28%	0,54%	3,29%
PROINFA	278.662,08	235.382,38	-15,53%	-0,39%	2,07%
<b>ENERGIA COMPRADA</b>	3.856.438,66	3.618.563,70	-6,17%	-2,12%	31,76%
Energia	3.856.438,66	3.618.563,70	-6,17%	-2,12%	31,76%
<b>TRANSPORTE DE ENERGIA</b>	2.024.832,26	2.495.015,49	23,22%	4,20%	21,90%
Uso do sistema de distribuição	2.024.832,26	2.495.015,49	23,22%	4,20%	21,90%
<b>Total de Parcela A</b>	8.070.805,71	8.391.628,87	3,98%	2,87%	73,65%
<b>Total de Parcela B</b>	3.124.778,69	3.001.882,59	-3,93%	-1,10%	26,35%
<b>Variação econômica</b>				<b>1,77%</b>	
<b>COMPONENTES FINANCEIROS</b>				<b>Participação</b>	
Repasse de PIS COFINS		194.780,65		1,74%	
Neutralidade Encargos Setoriais		(192.527,23)		-1,72%	
Compensação DIC FIC		(6.604,30)		-0,06%	
Subvenção CDE		(1.553.776,44)		-13,88%	
CVE - Energia		280.837,02		2,51%	
CVE - Encargos		(191.742,51)		-1,71%	
Sobrecontratação/Exposição de Energia		(3.242,65)		-0,03%	
Reversão de Risco Hidrológico		(170.629,72)		-1,52%	
Previsão de Risco Hidrológico		367.211,81		3,28%	
<b>Total Financeiros</b>		<b>(1.275.693)</b>		<b>-11,39%</b>	
<b>Variação econômica e financeira</b>				<b>-9,62%</b>	
<b>Retirada dos componentes financeiros relativos ao processo anterior</b>				<b>15,10%</b>	
<b>Efeito médio a ser percebido pelos Consumidores</b>				<b>5,48%</b>	

Os custos da Parcela A representam **73,65%** da receita econômica da Permissionária. As alterações dos custos relativos a essa parcela representam **2,87%** da variação econômico-financeira da **Coopermila**, com destaque para:

- q) **Encargos Setoriais**. O valor total dos encargos setoriais corresponde ao efeito de **0,79%** no presente processo tarifário. Destaca-se, principalmente:
- A cota da CDE Eletrobrás que contribuiu para uma redução de -0,27% no efeito médio.

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



Fls. 84 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

- a inserção do encargo CDE Geração Distribuída, destinado ao custeio dos subsídios tarifários concedidos às unidades consumidoras participantes do SCEE<sup>29</sup>, com efeito de 1,02%;
- O início do recolhimento da cota CDE Conta Escassez, que visa o pagamento empréstimo contraído pelas distribuidoras e permissionária de energia elétrica destinado a reduzir os impactos financeiros dos custos referentes à compra de energia no período de escassez hídrica de 2021, resultando em um efeito de 0,67%; e
- Os novos valores de ESS/ERR aprovados no Despacho 2.983/2023, com efeito de 0,54%.

b) **Custos de Transmissão.** Os custos com transmissão tiveram um impacto de **4,20%** no efeito final. Tal efeito deriva das novas tarifas de uso do sistema de distribuição, resultante do processo tarifário da Celesc.

c) **Compra de Energia.** O valor dos custos de compra de energia contribuiu com **-2,12%** na tarifa vigente, esse impacto é decorrente da migração da permissionária para o Ambiente de Contratação Livre -ACL, ocorrida a partir de janeiro de 2023.

Com relação à **Parcela B**, sua participação no processo tarifário é de **26,35%** da Receita, resultando num efeito de **-1,10%** na variação econômico-financeira da tarifa vigente.

Já em relação aos **componentes financeiros**, estes com efeito total de **-11,39%**, destacam-se: (i) a Neutralidade de Encargos Setoriais, com impacto de -1,72%; (ii) a Subvenção para baixa densidade de carga, com impacto de -13,88%; e (iii) CVE-Energia, que considerou em seu cômputo a compensação devida a ajuste de cobertura de CCGF não efetuada no RTA de 2022 da permissionária, com impacto de 2,51%.

Ao resultado da variação econômica, de **1,77%**, foram adicionados os componentes financeiros devidos, no total de **-11,39%**, que, somado à retirada dos financeiros do processo anterior (**15,10%**), resultou no efeito médio final para o consumidor em **5,48%**.

## SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS

Quanto ao valor mensal da **subvenção da CDE para descontos tarifário**, a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à Coopermilha, no período entre setembro de 2023 a agosto de 2024, é de R\$ 45.011,23. Esse valor já inclui o ajuste da diferença

---

<sup>29</sup> Sistema de Compensação de Energia Elétrica

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



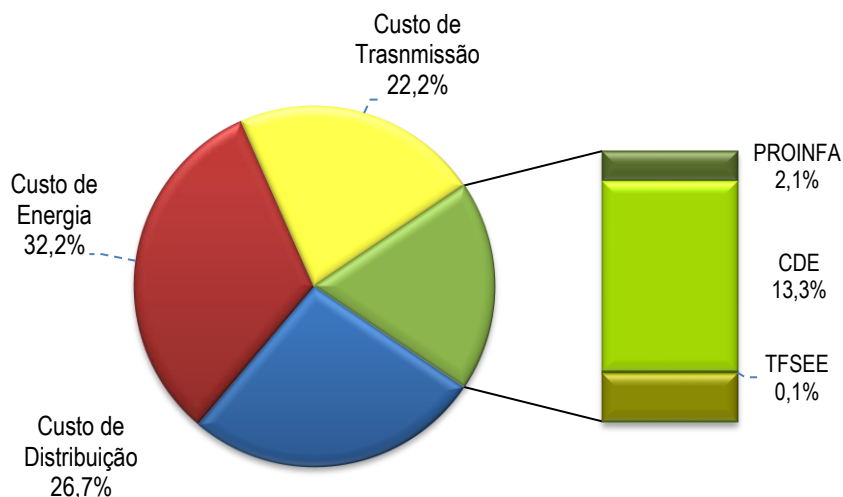
Fls. 85 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

entre os valores previstos e os realizados entre setembro de 2022 a agosto de 2023. A Tabela a seguir demonstra o cálculo.

**TABELA I.18.2 – SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS MENSIS**

Tipo de Subsídio	Diferença cobertura e apurado	Previsão 2023/2024	Previsão 2023/2024 + Diferença
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	(4,22)	-	(4,22)
Subsídio Rural	(546,95)	-	(546,95)
Subsídio - Irrigante/Aquicultor	(1,27)	-	(1,27)
Subsídio SCEE	15.895,82	29.667,84	45.563,66
<b>TOTAL</b>	<b>15.343,38</b>	<b>29.667,84</b>	<b>45.011,23</b>

O Gráfico I.18.1 apresenta a participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora.



**Gráfico I.18.1 – Composição da Receita**

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



Fls. 86 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

## I.19. Cergal

A **Cergal**, sediada na cidade de Tubarão - SC, atende cerca de 20 mil unidades consumidoras, cujo consumo de energia representa uma receita de R\$ 51 milhões. Este ano, o contrato estabelece que seja realizada a Reajuste Tarifário Anual - RTA da distribuidora.

Na Tabela seguinte é demonstrado um resumo do cálculo tarifário.

**TABELA I.19.1 – CÁLCULO TARIFÁRIO**

Processo tarifário	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Variação	Participação no processo tarifário	Participação na Receita
<b>ENCARGOS SETORIAIS</b>	9.129.557,99	10.326.886,19	13,11%	2,37%	19,71%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	104.160,54	99.932,56	-4,06%	-0,01%	0,19%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	6.188.555,26	5.885.714,49	-4,89%	-0,60%	11,23%
CDE Conta-COVID	1.248.602,99	1.175.911,39	-5,82%	-0,14%	2,24%
CDE Eletrobras	- 965.997,60 -	103.866,24	-89,25%	1,70%	-0,20%
CDE GD		360.378,51	100,00%	0,71%	0,69%
CDE Escassez Hidrica		904.479,61	100,00%	1,79%	1,73%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. – EER	1.521.490,80	1.132.418,15	-25,57%	-0,77%	2,16%
PROINFA	1.032.746,01	871.917,71	-15,57%	-0,32%	1,66%
<b>ENERGIA COMPRADA</b>	10.973.482,62	11.414.398,78	4,02%	0,87%	21,79%
Energia	10.973.482,62	11.414.398,78	4,02%	0,87%	21,79%
<b>TRANSPORTE DE ENERGIA</b>	6.396.004,20	6.985.136,71	9,21%	1,16%	13,33%
Uso do sistema de distribuição	6.396.004,20	6.985.136,71	9,21%	1,16%	13,33%
<b>Total de Parcela A</b>	<b>26.499.044,81</b>	<b>28.726.421,68</b>	<b>8,41%</b>	<b>4,40%</b>	<b>54,83%</b>
<b>Total de Parcela B</b>	<b>24.120.742,42</b>	<b>23.664.929,51</b>	<b>-1,89%</b>	<b>-0,90%</b>	<b>45,17%</b>
<b>Variação econômica</b>				<b>3,50%</b>	
<b>COMPONENTES FINANCEIROS</b>				Participação	
Repasso de PIS COFINS		268.348,97		0,53%	
Neutralidade Encargos Setoriais		(522.214,03)		-1,03%	
Neutralidade Financeiros e Encargos Conta Covid		(74.052,26)		-0,15%	
Neutralidades Crédito de Pis cofins		8.183,80		0,02%	
Neutralidade Conta Escassez		39.071,48		0,08%	
Compensação DIC FIC		(8.635,43)		-0,02%	
Subvenção CDE		(865.085,40)		-1,71%	
Financeiro CDE Eletrobras		(11.625,81)		-0,02%	
CVE - Energia		(687.205,40)		-1,36%	
CVE - Encargos		(488.931,82)		-0,97%	
Sobrecontratação/Exposição de Energia		(53.195,04)		-0,11%	
Reversão de Risco Hidrológico		(952.734,51)		-1,88%	
Previsão de Risco Hidrológico		1.180.967,31		2,33%	
<b>Total Financeiros</b>		<b>(2.167.108)</b>		<b>-4,28%</b>	
<b>Variação econômica e financeira</b>				<b>-0,78%</b>	
<b>Retirada dos componentes financeiros relativos ao processo anterior</b>				<b>0,34%</b>	
<b>Efeito médio a ser percebido pelos Consumidores</b>				<b>-0,44%</b>	

Os custos da Parcela A representam **54,83%** da receita econômica da Permissionária. As alterações dos custos relativos a essa parcela representam **4,40%** da variação econômico-financeira da **Cergal**, com destaque para:

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



Fls. 87 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

r) **Encargos Setoriais.** O valor total dos encargos setoriais corresponde ao efeito de **2,37%** no presente processo tarifário. Destaca-se, principalmente:

- a inserção do encargo CDE Geração Distribuída, destinado ao custeio dos subsídios tarifários concedidos às unidades consumidoras participantes do SCEE<sup>30</sup>, com efeito de 0,71%;
- O início do recolhimento da cota CDE Conta Escassez, que visa o pagamento empréstimo contraído pelas distribuidoras e permissionária de energia elétrica destinado a reduzir os impactos financeiros dos custos referentes à compra de energia no período de escassez hídrica de 2021, resultando em um efeito de 1,79% e;
- Os valores de ESS/ERR passam a fazer parte dos custos da distribuidora, com efeito de -0,77%.

b) **Custos de Transmissão.** Os custos com transmissão tiveram um impacto de **1,16%** no efeito final. Tal efeito deriva das novas tarifas de uso do sistema de distribuição, resultante do processo tarifário da supridora Celesc.

c) **Compra de Energia.** O valor dos custos de compra de energia contribuiu com acréscimo de **0,87%** na tarifa vigente, esse impacto sucede dos reajustes dos contratos de energia com a sua principal supridora, a Celesc e da atualização dos contratos de energia com a Matrix Comercializadora de Energia Elétrica S.A. e Celesc Geração.

Com relação à **Parcela B**, sua participação no processo tarifário é de **45,17%** da Receita, resultando num efeito de **-0,90%** na variação econômico-financeira da tarifa vigente.

Já em relação aos **componentes financeiros**, estes com efeito total de **-4,28%**, destacam-se: (i) a previsão do risco hidrológico em 2,33%; e (ii) a Subvenção para baixa densidade de carga, com impacto de -1,71%.

Ao resultado da variação econômica, de **3,50%**, foram adicionados os componentes financeiros devidos, no total de **-4,28%**, que, somado à retirada dos financeiros do processo anterior (**0,34%**), resultou no efeito médio final para o consumidor em **-0,44%**.

## SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS

Quanto ao valor mensal da **subvenção da CDE para descontos tarifário**, a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à Cergal, no período entre setembro de

<sup>30</sup> Sistema de Compensação de Energia Elétrica

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



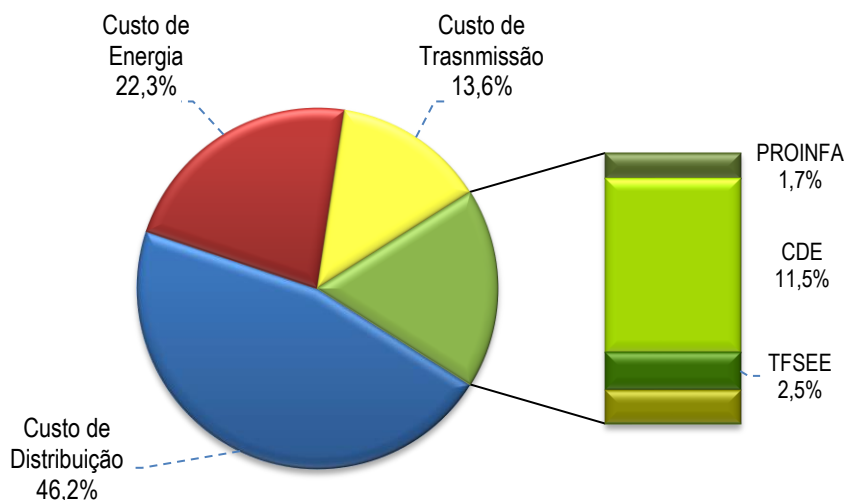
Fls. 88 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

2023 a agosto de 2024, é de R\$ 777.364,42. Esse valor já inclui o ajuste da diferença entre os valores previstos e os realizados entre setembro de 2022 a agosto de 2023. A Tabela a seguir demonstra o cálculo.

**TABELA I.19.2 – SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS MENSIAIS**

Tipo de Subsídio	Diferença cobertura e apurado	Previsão 2023/2024	Previsão 2023/2024 + Diferença
Subsídio Carga Fonte Incentivada	11.509,45	506.761,28	518.270,74
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	(53,82)	-	(53,82)
Subsídio Rural	(889,53)	-	(889,53)
Subsídio - Irrigante/Aquicultor	2.330,31	8.837,85	11.168,16
Subsídio SCEE	99.215,83	149.653,04	248.868,88
<b>TOTAL</b>	<b>112.112,25</b>	<b>665.252,18</b>	<b>777.364,42</b>

O Gráfico I.19.1 apresenta a participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora.



**Gráfico I.19.1 – Composição da Receita**

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





Fls. 89 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

## I.20. Certrel

A **Certrel**, sediada na cidade de Treviso - SC, atende cerca de 5 mil unidades consumidoras, cujo consumo de energia representa uma receita de R\$ 29 milhões. Este ano, o contrato estabelece que seja realizada a Reajuste Tarifário Anual - RTA da distribuidora.

Na Tabela seguinte é demonstrado um resumo do cálculo tarifário.

**TABELA I.20.1 – CÁLCULO TARIFÁRIO**

Processo tarifário	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Variação	Participação no processo tarifário	Participação na Receita
ENCARGOS SETORIAIS	3.990.429,65	4.146.738,90	3,92%	0,54%	13,42%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	57.848,07	62.325,12	7,74%	0,02%	0,20%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	3.342.377,70	3.155.904,50	-5,58%	-0,64%	10,22%
CDE GD		242.158,85	100,00%	0,83%	0,78%
CDE Escassez Hidrica		187.755,66	100,00%	0,64%	0,61%
PROINFA	590.203,87	498.594,77	-15,52%	-0,31%	1,61%
ENERGIA COMPRADA	5.801.932,73	6.235.005,26	7,46%	1,49%	20,18%
Energia	5.801.932,73	6.235.005,26	7,46%	1,49%	20,18%
TRANSPORTE DE ENERGIA	4.923.877,90	5.547.130,25	12,66%	2,14%	17,96%
Uso do sistema de distribuição	4.923.877,90	5.547.130,25	12,66%	2,14%	17,96%
Total de Parcela A	14.716.240,28	15.928.874,42	8,24%	4,16%	51,56%
Total de Parcela B	14.439.751,47	14.963.348,42	3,63%	1,80%	48,44%
<b>Variação econômica</b>				<b>5,95%</b>	
COMPONENTES FINANCEIROS				Participação	
Repasso de PIS COFINS		419.856,75		1,44%	
Neutralidade Encargos Setoriais		251.576,97		0,86%	
Subvenção CDE		(2.650.427,17)		-9,09%	
Reversão Diferimento Pis Cofins		360.751,23		1,24%	
Reversão Diferimento CUSD		420.524,84		1,44%	
<b>Total Financeiros</b>		<b>(1.197.717)</b>		<b>-4,11%</b>	
<b>Variação econômica e financeira</b>				<b>1,84%</b>	
<b>Retirada dos componentes financeiros relativos ao processo anterior</b>				<b>11,79%</b>	
<b>Efeito médio a ser percebido pelos Consumidores</b>				<b>13,63%</b>	

Os custos da Parcela A representam **51,56%** da receita econômica da Permissionária. As alterações dos custos relativos a essa parcela representam **4,16%** da variação econômico-financeira da **Certrel**, com destaque para:

- s) **Encargos Setoriais**. O valor total dos encargos setoriais corresponde ao efeito de **0,54%** no presente processo tarifário. Destaca-se, principalmente:
- a inserção do encargo CDE Geração Distribuída, destinado ao custeio dos subsídios tarifários concedidos às unidades consumidoras participantes do SCEE<sup>31</sup>, com efeito de 0,83% e;

<sup>31</sup> Sistema de Compensação de Energia Elétrica

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



Fls. 90 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

- O início do recolhimento da cota CDE Conta Escassez, que visa o pagamento empréstimo contraído pelas distribuidoras e permissionária de energia elétrica destinado a reduzir os impactos financeiros dos custos referentes à compra de energia no período de escassez hídrica de 2021, resultando em um efeito de 0,64%.
- k) **Custos de Transmissão.** Os custos com transmissão tiveram um impacto de **2,14%** no efeito final. Tal efeito deriva das novas tarifas de uso do sistema de distribuição, resultante do processo tarifário da supridora Celesc.
- l) **Compra de Energia.** O valor dos custos de compra de energia contribuiu com acréscimo de **1,49%** na tarifa vigente, esse impacto sucede dos reajustes dos contratos de energia com a sua principal supridora, a Celesc.

Com relação à **Parcela B**, sua participação no processo tarifário é de **48,44%** da Receita, resultando num efeito de **1,80%** na variação econômico-financeira da tarifa vigente.

Já em relação aos **componentes financeiros**, estes com efeito total de **-4,11%**, destacam-se: (i) o Repasse de PIS COFINS, com impacto de 1,44%; e (ii) a Subvenção para baixa densidade de carga, com impacto de -9,09%.

Ao resultado da variação econômica, de **5,95%**, foram adicionados os componentes financeiros devidos, no total de **-4,11%**, que, somado à retirada dos financeiros do processo anterior (**11,79%**), resultou no efeito médio final para o consumidor em **13,63%**.

## SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS

Quanto ao valor mensal da **subvenção da CDE para descontos tarifário**, a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à Certrel, no período entre setembro de 2023 a agosto de 2024, é de R\$ 59.161,27. Esse valor já inclui o ajuste da diferença entre os valores previstos e os realizados entre setembro de 2022 a agosto de 2023. A Tabela a seguir demonstra o cálculo.

**TABELA I.20.2 – SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS MENSAIS**

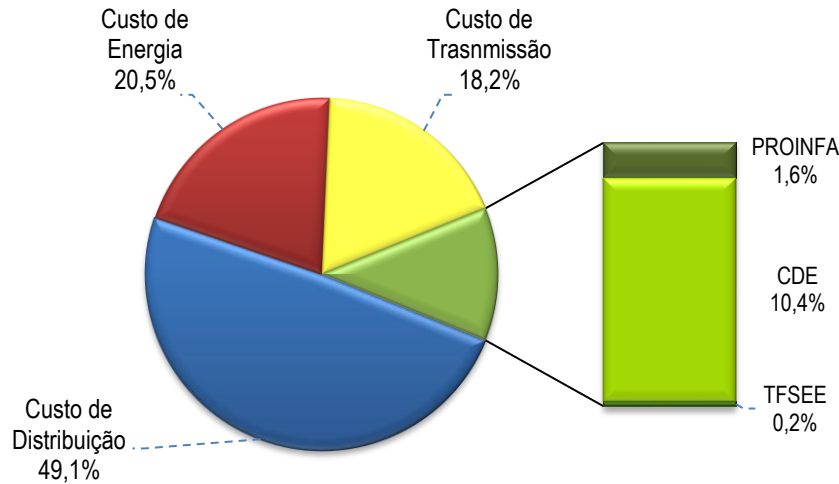
Tipo de Subsídio	Diferença cobertura e apurado	Previsão 2023/2024	Previsão 2023/2024 + Diferença
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	(22,17)	-	(22,17)
Subsídio Rural	0,47	-	0,47
Subsídio SCEE	10.109,16	49.073,81	59.182,96
<b>TOTAL</b>	<b>10.087,46</b>	<b>49.073,81</b>	<b>59.161,27</b>

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



Fls. 91 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

O Gráfico I.20.1 apresenta a participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora.



**Gráfico I.20.1 – Composição da Receita**

### Pleito Específico

**A permissionária solicita, em seu pleito, o diferimento de R\$ 800.000,00 referente a Uso do Sistema de Distribuição como medida para minimizar os impactos deste reajuste tarifário.**

De fato, uma série de medidas e mecanismos foram desenvolvidos para mitigar parte do aumento tarifário, com intuito de preservar a capacidade de pagamento do consumidor e, por consequência, a sustentabilidade econômico-financeira da cadeia que compõe o setor elétrico. Dentre os mecanismos de mitigação adotados, o diferimento de Uso do Sistema de Distribuição foi um deles. Entretanto, a consideração dos mecanismos de mitigação é discricionária e quando considerado entra como um componente financeiro negativo.

Ocorre que todo diferimento considerado no ano anterior, retorna no ano seguinte, atualizado pelo IPCA, como componente positivo. Conforme pode ser observado no processo atual, foram revertidos os diferimentos solicitados pela Certrel em 2022, e estes, estão impactando o presente processo tarifário em 2,68%.

O regulamento vigente possibilita que a permissionária gerencie sua estrutura de custos podendo pleitear um valor de Parcela B em função das suas necessidades. Conforme o submódulo 8.4 do PRORET, a permissionária deve pleitear, a cada processo tarifário, o componente de distribuição da Receita Requerida, limitados ao valor estabelecido para o ano do cálculo do referido processo tarifário. Para a CERTREL o valor de Parcela B teto para o presente processo tarifário é de R\$14.963.348,42 e seu pleito de foi de R\$ 14.963.348,42, ou seja, 100% do teto.

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



Fls. 92 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

No pleito, a permissionária solicita o diferimento de R\$ 800.000,00 de Uso do Sistema de Distribuição. Destaca-se que não haverá retirada de desconto nesta tarifa pois o efeito médio a ser percebido pelos consumidores da CERTREL é maior que 10%.

Desta forma, a CERTREL poderia ter encaminhado o pleito de Parcela B já contemplando o valor R\$ 800.000,00 solicitado para diferimento. O efeito tarifário seria o mesmo, sendo desnecessário, portanto, a consideração de um financeiro negativo no presente processo tarifário e a sua reversão atualizada no processo de 2024.

Vale destacar, ainda, que o Acórdão nº 1.376/2022-Plenário (TC 014.282/2021-6) recomenda, à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), com base no art. 250, inciso III, da Regimento Interno do TCU, que, ao realizar medidas de diferimento de custos para próximos reajustes tarifários, também realize análises de impactos futuros e de custo-benefício do atraso, juntando tais análises nos processos administrativos do reajuste a ser diferido, e que sejam avaliadas as vantagens e desvantagens de se realizar tais medidas.

Diante da negativa do diferimento solicitado pela CERTREL, a permissionária não pediu retificação do Pleito de Parcela B.

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



Fls. 93 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

## I.21. Cegero

A **Cegero**, sediada na cidade de São Ludgero - SC, atende cerca de 7 mil unidades consumidoras, cujo consumo de energia representa uma receita de R\$ 78 milhões. Este ano, o contrato estabelece que seja realizada a Reajuste Tarifário Anual - RTA da distribuidora.

Na Tabela seguinte é demonstrado um resumo do cálculo tarifário.

**TABELA I.21.1 – CÁLCULO TARIFÁRIO**

Processo tarifário	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Variação	Participação no processo tarifário	Participação na Receita
ENCARGOS SETORIAIS	20.618.641,07	23.010.436,97	11,60%	3,08%	27,86%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	56.331,88	58.110,23	3,16%	0,00%	0,07%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	14.016.737,18	13.197.795,73	-5,84%	-1,06%	15,98%
CDE Conta-COVID	1.835.863,35	1.856.987,55	1,15%	0,03%	2,25%
CDE Eletrobras	- 2.353.303,42 -	334.760,30	-85,77%	2,60%	-0,41%
CDE GD		989.701,66	100,00%	1,28%	1,20%
CDE Escassez Hidrica		1.661.538,01	100,00%	2,14%	2,01%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. – EER	4.524.756,96	3.435.285,33	-24,08%	-1,40%	4,16%
PROINFA	2.538.255,11	2.145.778,75	-15,46%	-0,51%	2,60%
ENERGIA COMPRADA	32.559.523,94	32.950.126,80	1,20%	0,50%	39,90%
Energia	32.559.523,94	32.950.126,80	1,20%	0,50%	39,90%
TRANSPORTE DE ENERGIA	11.151.130,69	13.087.071,34	17,36%	2,49%	15,85%
Uso do sistema de distribuição	11.151.130,69	13.087.071,34	17,36%	2,49%	15,85%
Total de Parcela A	64.329.295,70	69.047.635,11	7,33%	6,08%	83,61%
Total de Parcela B	13.275.486,18	13.536.365,14	1,97%	0,34%	16,39%
<b>Variação econômica</b>				<b>6,42%</b>	
COMPONENTES FINANCEIROS				Participação	
Repasso de PIS COFINS		405.737,39		0,52%	
Neutralidade Encargos Setoriais		368.609,74		0,47%	
Neutralidade Financeiros e Encargos Conta Covid		27.188,86		0,04%	
Neutralidade Conta Escassez		18.820,26		0,02%	
Financeiros associados ao §7º do Art. 88 da Ren 414/2021		(1.438,72)		0,00%	
Financeiro CDE Eletrobras		(269.025,79)		-0,35%	
CVE - Energia		(779.137,36)		-1,00%	
CVE - Encargos		(528.622,53)		-0,68%	
Sobrecontratação/Exposição de Energia		(56.630,79)		-0,07%	
Reversão de Risco Hidrológico		(2.850.552,77)		-3,67%	
Previsão de Risco Hidrológico		3.762.303,44		4,85%	
Garantias financeiras (CCEAR)		50.284,25		0,06%	
<b>Total Financeiros</b>		<b>147.536</b>		<b>0,19%</b>	
<b>Variação econômica e financeira</b>				<b>6,61%</b>	
<b>Retirada dos componentes financeiros relativos ao processo anterior</b>				<b>-0,37%</b>	
<b>Efeito médio a ser percebido pelos Consumidores</b>				<b>6,24%</b>	

Os custos da Parcela A representam **83,61%** da receita econômica da Permissionária. As alterações dos custos relativos a essa parcela representam **6,08%** da variação econômico-financeira da **Cegero**, com destaque para:

- t) **Encargos Setoriais.** O valor total dos encargos setoriais corresponde ao efeito de **3,08%** no presente processo tarifário. Destaca-se, principalmente:

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



Fls. 94 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

- a inserção do encargo CDE Geração Distribuída, destinado ao custeio dos subsídios tarifários concedidos às unidades consumidoras participantes do SCEE<sup>32</sup>, com efeito de 1,28%;
  - O início do recolhimento da cota CDE Conta Escassez, que visa o pagamento empréstimo contraído pelas distribuidoras e permissionária de energia elétrica destinado a reduzir os impactos financeiros dos custos referentes à compra de energia no período de escassez hídrica de 2021, resultando em um efeito de 2,14% e;
  - Os valores de ESS/ERR passam a fazer parte dos custos da distribuidora, com efeito de -1,40%.
- m) **Custos de Transmissão.** Os custos com transmissão tiveram um impacto de **2,49%** no efeito final. Tal efeito deriva das novas tarifas de uso do sistema de distribuição, resultante do processo tarifário da supridora Celesc.
- n) **Compra de Energia.** O valor dos custos de compra de energia contribuiu com acréscimo de **0,50%** na tarifa vigente, esse impacto sucede dos reajustes dos contratos de energia com a Cemig Geração e Transmissão, e com sua principal supridora, a Celesc

Com relação à **Parcela B**, sua participação no processo tarifário é de **16,39%** da Receita, resultando num efeito de **0,34%** na variação econômico-financeira da tarifa vigente.

Já em relação aos **componentes financeiros**, estes com efeito total de **0,19%**, destacam-se: (i) a Neutralidade de Encargos Setoriais, com impacto de 0,47%; e (ii) a previsão do risco hidrológico em 4,85%.

Ao resultado da variação econômica, de **6,42%**, foram adicionados os componentes financeiros devidos, no total de **0,19%**, que, somado à retirada dos financeiros do processo anterior (**-0,37%**), resultou no efeito médio final para o consumidor em **6,24%**.

## SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS

Quanto ao valor mensal da **subvenção da CDE para descontos tarifário**, a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à Cegero, no período entre setembro de 2023 a agosto de 2024, é de R\$ 446.350,71. Esse valor já inclui o ajuste da diferença entre os valores

<sup>32</sup> Sistema de Compensação de Energia Elétrica

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



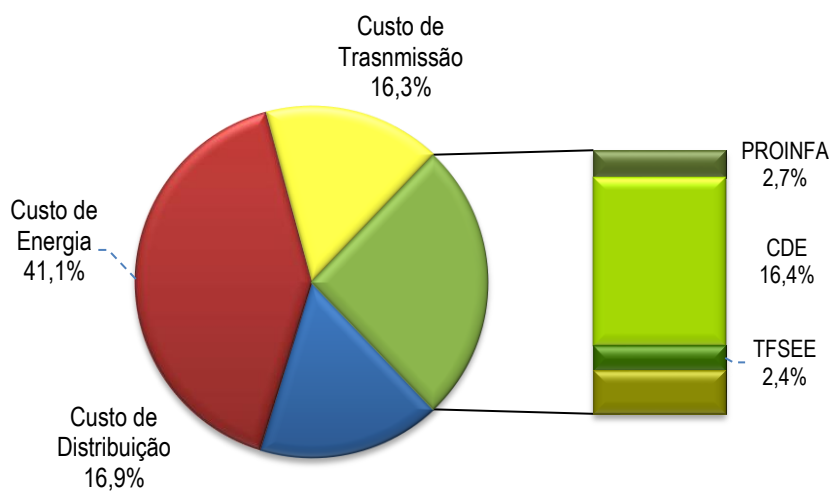
Fls. 95 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

previstos e os realizados entre setembro de 2022 a agosto de 2023. A Tabela a seguir demonstra o cálculo.

**TABELA I.21.2 – SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS MENSIS**

Tipo de Subsídio	Diferença cobertura e apurado	Previsão 2023/2024	Previsão 2023/2024 + Diferença
Subsídio Carga Fonte Incentivada	20.115,96	321.377,56	341.493,52
Subsídio Geração Fonte Incentivada	0,43	755,65	756,08
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	(49,36)	-	(49,36)
Subsídio Rural	(1.153,12)	-	(1.153,12)
Subsídio - Irrigante/Aquicultor	933,49	20.594,04	21.527,52
Subsídio SCEE	39.342,67	44.433,39	83.776,06
<b>TOTAL</b>	<b>59.190,07</b>	<b>387.160,64</b>	<b>446.350,71</b>

O Gráfico I.21.1 apresenta a participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora.



**Gráfico I.21.1 – Composição da Receita**

### Pleitos Extraordinários

A Cegero informou que já estão confirmadas a migração de 27 unidades consumidoras industriais para o ambiente de contratação livre, a partir de 2024. Outras duas unidades migraram em abril de 2023. As migrações foram integrais e utilizarão fontes incentivadas, assim deverão ter o desconto de 50% na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição. Essas migrações representam 70% da carga da permissionária.

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



Fls. 96 Nota Técnica nº 108/2023-STR/ANEEL, de 19 de setembro de 2023.

Como as migrações ainda ocorrerão, a permissionária não teria a devida compensação do subsídio para fonte incentivada, caso fossem seguidas as regras de cálculo de subsídio vigente. O subsídio estimado ao qual a permissionária teria direito caso as unidades consumidoras já estivessem em operação comercial totaliza R\$ 3.582.068,33, o que equivale a 26% da Parcela B da distribuidora. Por essa razão, esta solicitou a inclusão do montante na previsão do subsídio fonte incentivada.

Face ao impacto para permissionária, o diretor relator decidiu excepcionalmente acatar o pleito da Cegero. Esclarece-se que no próximo processo tarifário será realizado o cálculo do ajuste deste subsídio que irá considerar o efetivo mercado realizado.

Um outro ponto levantado pela Cegero refere-se ao impacto dessa migração nos cálculos da neutralidade dos encargos CDE GD e ESS/EER. Estes encargos são pagos por meio da Tarifa de Energia, ou seja, pelos consumidores cativos. Com a migração das 27 unidades consumidoras em abril/24, os consumidores cativos restantes pagarão por esses encargos por meio da neutralidade de financeiros no processo de 2024.

Com relação a esse aspecto, a regulamentação vigente não define uma forma de tratar o problema relatado. É fato que a CVE irá cobrir uma parte dos custos de ESS/EER indicado, mas a regulamentação vigente não indica formas de minimizar o problema. Diante disso, entende-se que não há como acatar a proposta da Cegero de forma a equalizar todas as questões que envolvem a migração desses consumidores.

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