

## **VOTO-VISTA**

**PROCESSO:** 48500.006886/2022-12 e 48500.001274/2023-1

**INTERESSADO(S):** Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

**RELATOR:** Diretor Fernando Luiz Mosna Ferreira da Silva.

**RELATOR DO VOTO-VISTA:** Diretor-Geral Sandoval Feitosa

**RESPONSÁVEL:** Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR e Superintendência de Regulação de Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica – STD.

**ASSUNTO:** Resultado da Revisão Tarifária Periódica da Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A., a vigorar a partir de 7 de agosto de 2023, e definição dos correspondentes limites dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC para o período de 2024 a 2027, após análise das contribuições trazidas na Consulta Pública nº 14/2023.

### **I - RELATÓRIO**

1. No âmbito da 27ª Reunião Pública da Diretoria da ANEEL, realizada no dia 1º de agosto de 2023, solicitei Vistas do presente processo.
2. Nos dias 3 e 4 de agosto 2023, foram realizadas reuniões com a Equatorial Pará, com a participação de minha assessoria e a STR.
3. No dia 7 de agosto de 2023, a Equatorial Pará encaminhou a Carta CE-PR-EQTL-PA-018/2023<sup>1</sup>, por meio da qual solicita que a reversão do diferimento tarifário aprovado em 2022 seja dividida em duas parcelas, sendo a primeira, de R\$ 297,96 milhões considerada na presente revisão tarifária e a segunda, de R\$ 270,00 milhões, incluída no reajuste tarifário de 2024. Além disso, com vistas a aliviar o impacto para o consumidor de baixa tensão, solicita a adoção de um coeficiente de transição de 0,85 para a carga do grupo B na estrutura tarifária.

---

<sup>1</sup> SIC: 48513.018752/2023-00

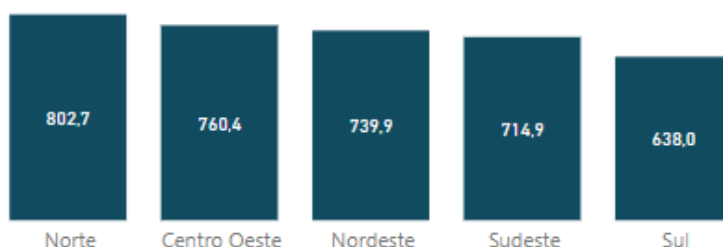
4. É o relatório.

## II - FUNDAMENTAÇÃO

### II.1 Medidas estruturais para as tarifas de energia elétrica

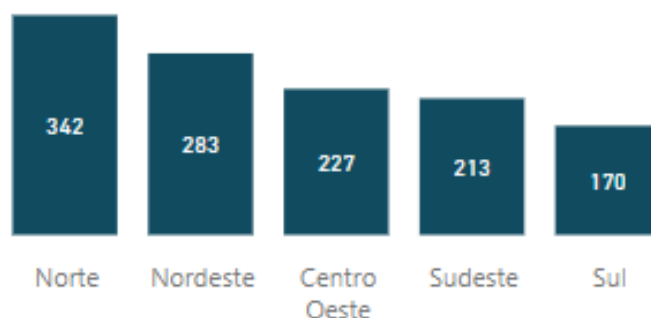
5. Antes de adentrar nos itens que compõe a Revisão Tarifária Periódica, gostaria de fazer uma pequena avaliação sobre a evolução das tarifas e alertar que, sem mudanças legislativas, a tendência, infelizmente, é de agravamento da situação das tarifas em áreas de concessão com baixa densidade de carga que, normalmente, também são as áreas de concessão com as mais adversas condições socioeconômicas.

6. A figura a seguir mostra as tarifas residenciais médias das regiões do país, composta por quatro grandes componentes: compra de energia, transmissão, distribuição e encargos setoriais. Nota-se que as tarifas mais elevadas se encontram na Região Norte, com as menores na Região Sul, com uma diferença entre essas duas regiões de R\$ 164/MWh.



**Figura 1 - Tarifa Residencial Média por Região**

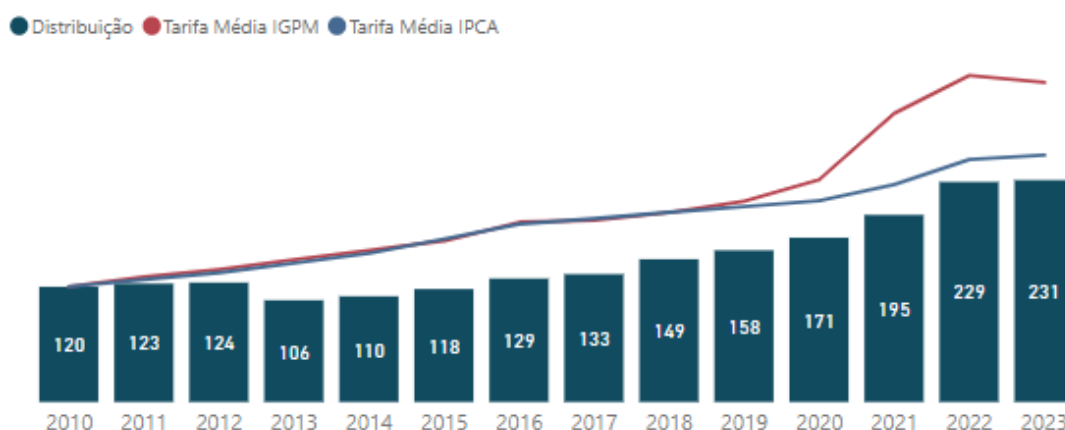
7. A figura a seguir mostra os custos com a componente de distribuição de energia elétrica, mostrando que essa componente explica a maior parte da assimetria entre as regiões, com maiores valores nas Regiões Norte e Nordeste e menores valores no Sudeste e Sul. A diferença entre os custos médios para distribuir energia na Região Norte e na Região Sul perfazem R\$ 172/MWh, sendo que, em média, distribuir energia na Região Norte custa o dobro da Região Sul.



**Figura 2 – Custo Médio de Distribuição por Região**

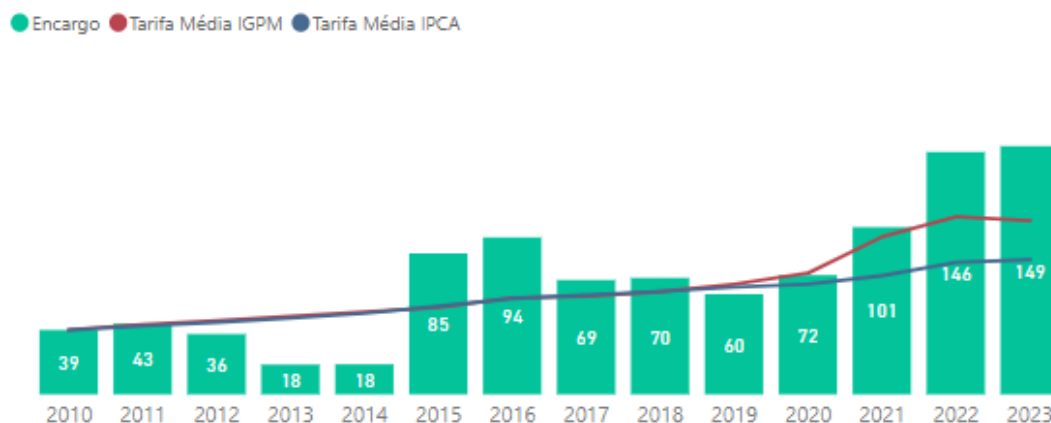
8. A diferença é explicada pela baixa densidade de carga nas Regiões Norte e Nordeste (muitos ativos de distribuição para atender pequenas cargas) e pelo fato de ter havido um enorme esforço de investimento nessas regiões nas últimas duas décadas, para melhorar a qualidade do serviço prestado e atingir a universalização do acesso, o que faz com que a base de remuneração esteja pouco depreciada, diferente do que ocorre na região Sul, por exemplo.

9. Embora a maior parte da assimetria entre as regiões seja explicada pela componente de distribuição, quando se observa a tarifa média do Brasil, trata-se da única das quatro grandes componentes que é deflacionária, ou seja, que cresceu menos do que os índices de inflação nos últimos treze anos, conforme figura a seguir. Ou seja, o segmento no qual a ANEEL tem a maior discricionariedade para definir a regulação econômica, os incentivos à eficiência e as regras de repasse à modicidade tarifária foi o único que cresceu abaixo do IPCA e do IGP-M.



**Figura 3 – Evolução da Componente de Distribuição vs. IPCA e IGP-M**

10. No limite oposto, os encargos setoriais, que são políticas públicas definidas em Leis e custeadas por meio das tarifas, sobretudo por meio da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, é o item mais inflacionário dentre todos os que compõem a tarifa de energia elétrica, tendo crescido acima do IPCA e do IGP-M nos últimos anos, conforme figura a seguir.



**Figura 4 - Evolução da Componente de Encargos Setoriais vs. IPCA e IGP-M**

11. Alguns pontos, portanto, merecem reflexão por parte dos formuladores de políticas públicas. Atualmente, conforme disposto na Lei nº 13.360, de 2016, as cotas da CDE estão ficando mais baratas nas Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, e mais caras nas Regiões Norte e Nordeste, o que vai agravar a assimetria tarifária entre as regiões do país. Não deveríamos ter uma política de distribuição das cotas que também observasse o nível das tarifas, as condições socioeconômicas e a capacidade de pagamento da população?

12. Ainda sobre a CDE, a capacidade de pagamento das políticas públicas exclusivamente por meio das tarifas se aproxima de um limite. É fundamental se buscar novas fontes de recursos para a CDE, como as receitas decorrentes do fim das concessões de geração, recursos do Tesouro Nacional, dentre outros.

13. No que se refere aos custos com transmissão de energia elétrica, a ANEEL aprovou nova metodologia do sinal locacional, que reduz as tarifas para os consumidores das Regiões Norte e Nordeste, favorecendo o consumo próximo aos grandes centros de geração. No entanto, há o Projeto de Decreto Legislativo nº 365/2022, já aprovado na Câmara dos Deputados, que

busca sustar a decisão da ANEEL. Caso aprovado no Senado, haverá aumento ainda maior das tarifas nessas duas regiões.

14. Por fim, no que se refere aos custos de distribuição, em 2011, a ANEEL aprovou a Resolução Normativa nº 457, com o objetivo de tornar a taxa de remuneração regulatória, depois de impostos, equivalente para todas as distribuidoras, independente da área em que atuam. Nesse sentido, o nível de tributos a ser utilizado no cálculo da taxa de remuneração regulatória, antes de impostos, deveria considerar o regime tributário aplicável a cada área de atuação, assegurando tratamento isonômico às concessões.

15. No entanto, houve forte judicialização da matéria e, atualmente, a ANEEL se encontra impedida de considerar o nível real de tributos aplicável às distribuidoras que atuam nas Regiões Norte e Nordeste que têm menores alíquotas de imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido em razão dos benefícios fiscais aplicados às áreas da SUDAM e SUDENE. Enfrentar esse debate é importante para a redução estrutural das tarifas nessas áreas que atualmente têm o maior custo com distribuição de energia elétrica do país.

## **II. 2 Revisão Tarifária Periódica da Equatorial Pará**

### **Reversão Parcial do Diferimento Tarifário aprovado no reajuste de 2022**

16. Sob o ponto de vista conjuntural, o setor elétrico vivenciou desde 2020 duas crises sem precedentes, a pandemia do coronavírus e a maior crise hídrica já registrada no país. Ambas pressionaram fortemente as tarifas de energia elétrica, seja pela retração do mercado, aumento da inadimplência, disparada dos índices inflacionários ou por maior acionamento de termelétricas.

17. Foram necessárias medidas conjunturais para preservar a sustentabilidade financeira do setor e atenuar os reajustes tarifários como o empréstimo da Conta Covid, a Conta Escassez Hídrica, a utilização dos créditos de PIS e Cofins e diferimentos parciais dos processos

tarifários, conciliando o respeito aos contratos firmados e a capacidade de pagamento da população.

18. No caso da Equatorial Pará, no reajuste tarifário aprovado em 2022 foram utilizados a integralidade dos créditos de PIS e Cofins, o restante dos valores relativos à Conta Escassez Hídrica e ainda o diferimento de uma parte importante do processo tarifário, para que o efeito médio aos consumidores atingisse 15,12%. Sem essas medidas, o impacto teria sido superior a 25%.

19. Ocorre que no presente processo tarifário, apesar de a tarifa estrutural (econômica) estar caindo, o efeito médio proposto no Voto do Diretor Relator para os consumidores segue elevado (**+ 15,57%**) em razão da saída dos componentes financeiros de 2022 (**+10,54%**), que já foram compensados, e a entrada dos financeiros de 2023 (**+5,68%**).

20. Após discussões com a distribuidora, houve a formalização do pedido de reconhecermos em 2023 aproximadamente metade do valor diferido em 2022, deixando o restante para ser reconhecido em 2024. Trata-se de uma redução de **R\$ 270 milhões** em 2023, o que reduz o efeito médio em **-4,5%**.

21. Mesmo com a reversão parcial do diferimento aprovado em 2022, os componentes financeiros seguem positivos (**+2,37%**) de modo que a sua saída contribuirá para a redução das tarifas no reajuste tarifário de 2024. Mesmo com o reconhecimento do restante do diferimento em 2024, que deve ter um efeito próximo a **3,5%**, mantido o cenário atualmente mais provável, de PLD reduzido e baixo despacho térmico, podemos ter novamente CVA Energia negativa e Risco Hidrológico menor do que a projeção reconhecida, de modo que os componentes financeiros tendem a não ser um problema em 2024, como foram na presente revisão tarifária.

22. O Fator X que agora aprovamos contribuirá muito para esse cenário mais benigno para o reconhecimento do restante do diferimento em 2024. Somadas as componentes Pd e T, temos um Fator X de 4,13%, que será descontado do IGP-M na atualização dos custos de

distribuição no próximo reajuste tarifário. Conforme o último boletim Focus<sup>2</sup>, o mercado projeta IGP-M de 4% para 2024, 2025 e 2026 o que mostra que, se confirmada a expectativa, a variação dos custos de distribuição, que representam 42% da receita da Equatorial Pará, será muito pequena até a próxima revisão tarifária periódica.

23. Ao postergar parte do diferimento aprovado em 2022, portanto, estamos conciliando o respeito aos contratos, a capacidade de pagamento da população e o tempo necessário para o debate e aprovação de medidas estruturais para a definição das tarifas de energia elétrica.

24. Por fim, recomendo empregar, conforme solicitado pela distribuidora, o coeficiente de transição de 0,85 para a carga do grupo B na estrutura vertical da distribuidora, como forma de aliviar o impacto para os consumidores de Baixa Tensão. Ao longo do ciclo a ANEEL terá a oportunidade de convergir para a estrutura tarifária ótima definida no processo de revisão tarifária.

25. A tabela a seguir sintetiza o resultado que submeto à avaliação da Diretoria Colegiada.

**Tabela 1 - Itens de custo da revisão tarifária da Equatorial PA**

---

<sup>2</sup> <https://www.bcb.gov.br/content/focus/focus/R20230804.pdf>

	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Variação	Participação na Revisão
<b>PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]</b>	<b>4.200.463.209</b>	<b>4.495.790.445</b>	<b>7,0%</b>	<b>3,77%</b>
<b>Encargos Setoriais</b>	<b>786.312.693</b>	<b>923.962.199</b>	<b>17,5%</b>	<b>1,75%</b>
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	11.757.243	10.740.277	-8,6%	-0,01%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	269.851.136	291.754.725	8,1%	0,28%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TUSD)	122.058.409	120.331.259	-1,4%	-0,02%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TE)	88.335.582	85.752.227	-2,9%	-0,03%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(130.049.907)	(14.355.576)	-89,0%	1,47%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TUSD)		3.713.480	-	0,05%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TE)		28.349.624	-	0,36%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD		18.632.568	-	0,24%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	247.292.256	210.545.875	-14,9%	-0,47%
PROINFA	109.450.266	94.509.596	-13,7%	-0,19%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	67.420.910	73.767.557	9,4%	0,08%
ONS	196.799	220.586	12,1%	0,00%
<b>Custos de Transmissão</b>	<b>772.610.800</b>	<b>772.902.664</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,00%</b>
Rede Básica	501.747.159	539.512.658	7,5%	0,48%
Rede Básica Fronteira	188.771.895	175.068.254	-7,3%	-0,17%
Rede Básica ONS (A2)	294.089	194.155	-34,0%	-0,00%
Conexão	60.584.764	28.086.091	-53,6%	-0,41%
Uso do sistema de distribuição e CCD	21.212.893	30.041.506	41,6%	0,11%
<b>Custos de Aquisição de Energia</b>	<b>2.641.539.716</b>	<b>2.798.925.582</b>	<b>6,0%</b>	<b>2,01%</b>
<b>PARCELA B</b>	<b>3.643.385.468</b>	<b>3.294.234.077</b>	<b>-9,6%</b>	<b>-4,45%</b>
<b>IRT</b>	<b>7.843.848.677</b>	<b>7.790.024.522</b>		<b>-0,69%</b>
<b>Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual</b>		<b>193.590.524</b>		<b>2,37%</b>
CVA em processamento - Energia		(185.268.971)		-2,27%
CVA em processamento -Transporte		69.113.525		0,85%
CVA em processamento - Encargos Setoriais		22.639.395		0,28%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		(56.286.520)		-0,69%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		(13.798.000)		-0,17%
Sobrecontratação/exposição de energia		41.009.159		0,50%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		2.773.015		0,03%
Previsão de Risco Hidrológico		173.487.392		2,12%
Ajuste CUSD		5.480.959		0,07%
Repasse de compensação DIC/FIC		(155.742)		0,00%
Conselho de Consumidores		(813.145)		-0,01%
Reversão do Risco Hidrológico		(150.936.677)		-1,85%
Neutralidade Encargo CDE Covid TUSD/TE		(4.574.719)		-0,06%
Custo distribuidora - Spread Conta Covid - Art 4º - REN 952/2021		(11.372.972)		-0,14%
Arrecadação de encargo CDE Covid de migrantes (Of. Circular 20/2021)		(5.156.048)		-0,06%
Spread sobre a antecipação de créditos de UDER		3.111.111		0,04%
Neutralidade do Pis/Cofins		(343.171)		0,00%
Ressarcimento de Créditos de Pis/Cofins		13.530.473		0,17%
Financeiro CDE Eletrobrás		(3.727.167)		-0,05%
Diferimento RTA 2022		297.962.058		3,65%
Neutralidade de Financeiros e Encargo Escassez Hídrica		(1.103.402)		-0,01%
Recálculo Encargo de Conexão Equatorial Transmissora 07		(1.980.031)		-0,02%
<b>Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior</b>				<b>9,39%</b>
<b>Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores</b>				<b>11,07%</b>

26. Por fim, a figura a seguir mostra a evolução dos efeitos ao consumidor, efeito para consumidores residenciais (B1), efeito médio, alta tensão e baixa tensão, desde a abertura da Consulta Pública.



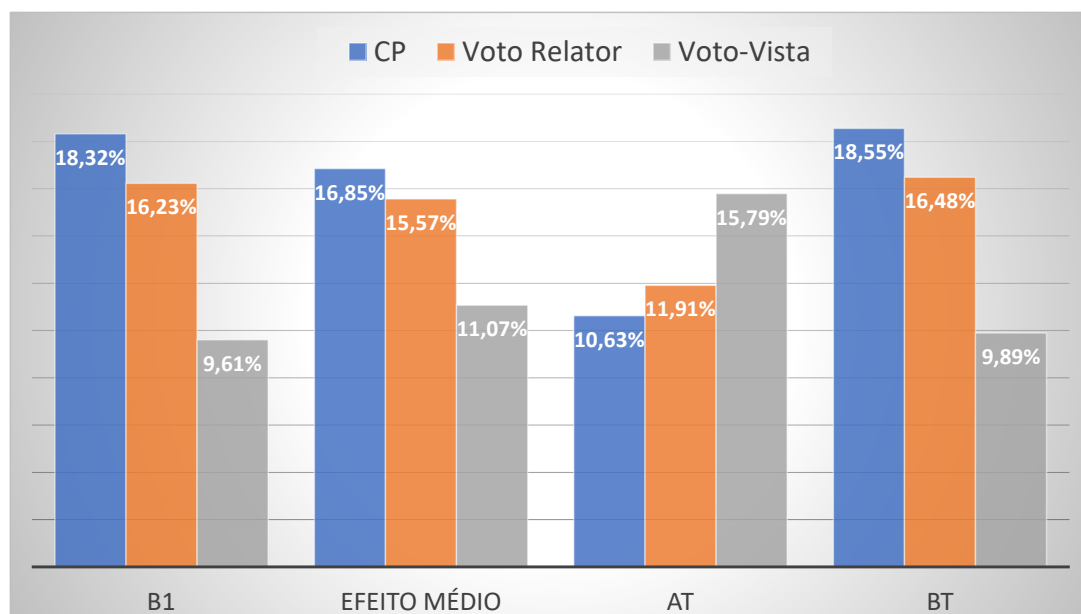


Figura 5 – Evolução dos efeitos ao consumidor

#### IV - DISPOSITIVO

27. Diante do exposto e do que consta nos processos nº 48500.006886/2022-12 e nº 48500.001274/2023-14, voto por aprovar o resultado da Revisão Tarifária Periódica da Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A., na forma da Resolução Homologatória anexa, a fim de:

- **aprovar** o resultado da quinta revisão tarifária periódica da Equatorial PA, a vigorar a partir de 7 de agosto de 2023, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 11,07%, sendo de 15,79%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 9,89%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão;
- **fixar** as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD e as Energia Elétrica – TE aplicáveis aos consumidores e aos usuários da concessionária;
- **fixar** os limites para os indicadores de continuidade DEC e FEC para o período de 2024 a 2027 a serem observados pela Equatorial PA;

- **aprovar** o valor mensal de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à Equatorial PA, de modo a custear os descontos retirados da estrutura tarifária;
- **estabelecer** o valor da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como Demais Instalações de Transmissão – DIT – de uso exclusivo;
- **definir** os postos tarifários ponta, intermediário e fora ponta;
- **fixar** o componente T e o componente Pd do Fator X em 3,14% e 0,99%, respectivamente;
- **fixar** o repasse da Equatorial Transmissora 7 SPE S.A. à Equatorial Pará, no período de 7 de agosto de 2023 a 6 agosto de 2024, no valor de R\$ 1.980.030,60, referente ao recálculo dos custos de conexão associados à transmissora que foram homologados, indevidamente, no RTA 2022; e
- **fixar** os percentuais regulatórios perdas de energia para os reajustes de 2023 a 2026, conforme tabela abaixo:

	2023	2024	2025	2026
Perdas Técnicas sobre Energia	11,87%	11,87%	11,87%	11,87%
Perdas Não Técnicas sobre	33,73%	33,16%	32,58%	32,00%

- **reconhecer** um ativo regulatório no valor de R\$ 270.000.000,00 (duzentos e setenta milhões de reais) a ser revertido no reajuste tarifário de 2024, atualizado pela SELIC.
- **prorrogar** a vigência das tarifas da Resolução Homologatória – REH nº 3.092/2022, entre 7 de agosto de 2023 e a data de publicação das tarifas decorrentes da presente deliberação.
- **estabelecer** que as diferenças de receitas decorrentes da aplicação das tarifas constantes da Resolução Homologatória – REH nº 3.092/2022, entre 7 de agosto

29ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria  
Brasília, 15/08/2023

de 2023 e a data de publicação das tarifas decorrentes da presente deliberação sejam compensadas no evento tarifário de 2024.

Brasília, 15 de agosto de 2023.

*(Assinado digitalmente)*  
SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO  
Diretor-Geral