

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D

Informações contábeis intermediárias em  
30 de junho de 2024

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

## Informações contábeis intermediárias

### Índice

<b>RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS .....</b>	<b>1</b>
<b>BALANÇO PATRIMONIAL .....</b>	<b>3</b>
<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO .....</b>	<b>4</b>
<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE .....</b>	<b>5</b>
<b>DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO .....</b>	<b>6</b>
<b>DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA - MÉTODO INDIRETO .....</b>	<b>7</b>
<b>DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO .....</b>	<b>8</b>
 <b>NOTAS EXPLICATIVAS</b>	
<b>1 CONTEXTO OPERACIONAL .....</b>	<b>9</b>
<b>2 BASE DE PREPARAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES CONTÁBEIS INTERMEDIÁRIAS .....</b>	<b>13</b>
<b>3 POLÍTICAS CONTÁBEIS MATERIAIS E ESTIMATIVAS CRÍTICAS .....</b>	<b>14</b>
<b>4 CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA .....</b>	<b>15</b>
<b>5 APLICAÇÕES FINANCEIRAS .....</b>	<b>16</b>
<b>6 CONTAS A RECEBER DE CLIENTES .....</b>	<b>17</b>
<b>7 VALORES A RECEBER (DEVOLVER) DA PARCELA A E OUTROS ITENS FINANCEIROS .....</b>	<b>19</b>
<b>8 IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES A RECUPERAR .....</b>	<b>21</b>
<b>9 PARTES RELACIONADAS .....</b>	<b>21</b>
<b>10 ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO .....</b>	<b>23</b>
<b>11 INTANGÍVEL .....</b>	<b>24</b>
<b>12 ATIVOS DE CONTRATO .....</b>	<b>25</b>
<b>13 FORNECEDORES .....</b>	<b>25</b>
<b>14 EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS .....</b>	<b>26</b>
<b>15 DEBÊNTURES .....</b>	<b>28</b>
<b>16 IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES A RECOLHER .....</b>	<b>30</b>
<b>17 IMPOSTOS DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL CORRENTES E DIFERIDOS .....</b>	<b>31</b>
<b>18 PROVISÃO PARA RISCOS JUDICIAIS E DEPÓSITOS JUDICIAIS .....</b>	<b>32</b>
<b>19 PIS/COFINS A SEREM RESTITUÍDOS A CONSUMIDORES .....</b>	<b>34</b>
<b>20 PASSIVO A DESCOBERTO .....</b>	<b>35</b>
<b>21 RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA .....</b>	<b>38</b>
<b>22 CUSTO DO SERVIÇO E DESPESAS OPERACIONAIS .....</b>	<b>39</b>
<b>23 ENERGIA ELÉTRICA COMPRADA PARA REVENDA .....</b>	<b>41</b>
<b>24 RESULTADO FINANCEIRO .....</b>	<b>42</b>
<b>25 BENEFÍCIO PÓS-EMPREGO (ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA PRIVADA) .....</b>	<b>43</b>
<b>26 INSTRUMENTOS FINANCEIROS .....</b>	<b>43</b>
<b>27 DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA .....</b>	<b>48</b>
<b>28 COMPROMISSOS FUTUROS .....</b>	<b>49</b>
<b>29 EVENTOS SUBSEQUENTES .....</b>	<b>49</b>

## Relatório sobre a revisão de informações trimestrais

Aos Administradores e Acionistas da  
**Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D**  
Porto Alegre - RS

### Introdução

Revisamos as informações contábeis intermediárias da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D (Companhia), contidas no Formulário de Informações Trimestrais (ITR) referente ao trimestre findo em 30 de junho de 2024, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de junho de 2024 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para o período de três e seis meses findo naquela data e das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de seis meses findo naquela data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo as políticas contábeis materiais e outras informações elucidativas.

### Responsabilidade da diretoria sobre as informações contábeis intermediárias

A diretoria é responsável pela elaboração das informações contábeis intermediárias de acordo com a NBC TG 21 Demonstração Intermediária e com a norma internacional IAS 34 *Interim Financial Reporting*, emitida pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais (ITR). Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações contábeis intermediárias com base em nossa revisão.

### Alcance da revisão

Conduzimos nossa revisão de acordo com as normas brasileiras e internacionais de revisão de informações intermediárias (NBC TR 2410 Revisão de Informações Intermediárias Executada pelo Auditor da Entidade e ISRE 2410 *Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity*, respectivamente). Uma revisão de informações intermediárias consiste na realização de indagações, principalmente às pessoas responsáveis pelos assuntos financeiros e contábeis e na aplicação de procedimentos analíticos e de outros procedimentos de revisão. O alcance de uma revisão é significativamente menor do que o de uma auditoria conduzida de acordo com as normas de auditoria e, conseqüentemente, não nos permitiu obter segurança de que tomamos conhecimento de todos os assuntos significativos que poderiam ser identificados em uma auditoria. Portanto, não expressamos uma opinião de auditoria.

### Conclusão

Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que as informações contábeis intermediárias incluídas nas informações trimestrais acima referidas não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com a NBC TG 21 e a IAS 34 aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais (ITR), e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

## **Outros assuntos**

### *Demonstração do valor adicionado*

As informações trimestrais acima referidas incluem a demonstração do valor adicionado (DVA), referente ao período de seis meses findo em 30 de junho de 2024, elaborada sob a responsabilidade da diretoria da Companhia e apresentada como informação suplementar para fins de IAS 34. Essa demonstração foi submetida a procedimentos de revisão executados em conjunto com a revisão das informações trimestrais, com o objetivo de concluir se ela está conciliada com as informações contábeis intermediárias e registros contábeis, conforme aplicável, e se sua forma e conteúdo está de acordo com os critérios definidos na NBC TG 09 Demonstração do Valor Adicionado. Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que essa demonstração do valor adicionado não foi elaborada, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nessa Norma e de forma consistente em relação às informações contábeis intermediárias tomadas em conjunto.

Fortaleza, 14 de agosto de 2024.

ERNST & YOUNG  
Auditores Independentes S/S Ltda.  
CRC CE-001042/F



Carlos Santos Mota Filho  
Contador CRC PE-020728/O

## Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica-CEEE-D

### Balço patrimonial em 30 de junho de 2024 e 31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais)

Ativo	Nota	30/06/2024	31/12/2023	Passivo	Nota	30/06/2024	31/12/2023
<b>Circulante</b>				<b>Circulante</b>			
Caixa e equivalentes de caixa	4	479.312	464.985	Fornecedores	13	<b>618.008</b>	590.507
Aplicações financeiras	5	669.841	855.204	Fornecedores - risco sacado	13.1	<b>15.636</b>	32.853
Contas a receber de clientes	6	945.054	970.078	Empréstimos e financiamentos	14	<b>334.444</b>	292.879
Almoxarifado		15.797	13.143	Debêntures	15	<b>356.957</b>	359.257
Impostos e contribuições a recuperar	8	243.576	378.494	Passivo de arrendamento		<b>1.232</b>	611
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar		78.540	76.882	Instrumentos financeiros derivativos	26.5	-	37.678
Depósitos judiciais	18	4.750	4.714	Impostos e contribuições a recolher	16	<b>233.928</b>	282.595
Instrumentos financeiros derivativos	26.5	10.239	-	Impostos e contribuições sobre o lucro a recolher		<b>425</b>	631
Serviços pedidos		141.926	122.176	Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	7	<b>250.833</b>	106.702
Outros créditos a receber		140.876	177.944	Obrigações e encargos sobre folha de pagamento		<b>22.527</b>	32.758
<b>Total do ativo circulante</b>		<b>2.729.911</b>	<b>3.063.620</b>	Contribuição de iluminação pública		<b>12.190</b>	40.540
				Encargos setoriais		<b>68.344</b>	78.176
Contas a receber de clientes	6	130.616	144.455	Participação nos lucros		<b>1.433</b>	5.271
Serviços pedidos		13.038	13.038	Provisão para riscos judiciais	18	<b>420.519</b>	407.326
Impostos e contribuições a recuperar	8	432.065	341.793	Benefício pós-emprego	25	<b>88.323</b>	82.304
Depósitos judiciais	18	224.745	225.891	PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	19	<b>151.978</b>	349.220
Instrumentos financeiro derivativos	26.5	84.319	-	Outras contas a pagar		<b>128.039</b>	123.414
Benefício pós-emprego		3	-	<b>Total do passivo circulante</b>		<b>2.704.816</b>	<b>2.822.722</b>
Outros créditos a receber		38	26				
Ativo financeiro da concessão	10	672.905	609.396	<b>Não circulante</b>			
Intangível	11	2.314.989	2.188.714	Empréstimos e financiamentos	14	<b>1.502.433</b>	1.394.944
Ativos de contrato	12	1.142.727	1.061.547	Debêntures	15	<b>2.645.610</b>	2.380.295
Direito de uso		5.305	3.376	Passivo de arrendamento		<b>4.316</b>	2.839
<b>Total do ativo não circulante</b>		<b>5.020.750</b>	<b>4.588.236</b>	Instrumentos financeiro derivativos	26.5	-	20.149
				Impostos e contribuições a recolher	16	<b>2.603.401</b>	2.522.099
				Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	7	<b>133.027</b>	207.912
				Encargos setoriais		<b>49.344</b>	39.350
				PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	19	<b>132.532</b>	126.599
				Provisão para riscos judiciais	18	<b>514.022</b>	490.842
				Benefício pós-emprego	25	<b>968.396</b>	966.137
				Outras contas a pagar		<b>32.377</b>	32.604
				<b>Total do passivo não circulante</b>		<b>8.585.458</b>	<b>8.183.770</b>
				<b>Passivo a descoberto</b>			
				Capital social	20	<b>3.385.861</b>	3.385.861
				Ajuste de avaliação patrimonial		<b>(1.251.878)</b>	(1.249.712)
				Reserva de capital		<b>1.475</b>	1.296
				Prejuízos acumulados		<b>(5.675.071)</b>	(5.492.081)
				<b>Total do passivo a descoberto</b>		<b>(3.539.613)</b>	<b>(3.354.636)</b>
<b>Total do ativo</b>		<b>7.750.661</b>	<b>7.651.856</b>	<b>Total do passivo e passivo a descoberto</b>		<b>7.750.661</b>	<b>7.651.856</b>

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica-CEEE-D

## Demonstração do resultado

Períodos de três e seis meses findos em 30 de junho de 2024 e 2023

(Em milhares de reais)

		01/04/2024 a 30/06/2024	01/01/2024 a 30/06/2024	01/04/2023 a 30/06/2023	01/01/2023 a 30/06/2023
	Nota				
<b>Receita operacional líquida</b>	21	<b>1.162.896</b>	<b>2.442.634</b>	1.120.160	2.415.183
Energia elétrica comprada para revenda	23	(697.474)	(1.430.741)	(662.165)	(1.320.205)
Custo de construção		(213.083)	(339.892)	(210.256)	(418.023)
Custo da operação		(89.258)	(181.980)	(10.441)	(145.073)
<b>Custos de energia elétrica, construção e operação</b>	22	<b>(999.815)</b>	<b>(1.952.613)</b>	(882.862)	(1.883.301)
<b>Lucro bruto</b>		<b>163.081</b>	<b>490.021</b>	237.298	531.882
<b>Despesas operacionais</b>					
Despesas com vendas	22	(42.407)	(83.013)	(45.968)	(60.368)
Despesas gerais e administrativas	22	(44.011)	(108.863)	(140.443)	(171.906)
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	22	(40.342)	(79.045)	14.734	(12.544)
Outras despesas operacionais, líquidas	22.1	(59.670)	(86.505)	(47.811)	(45.663)
<b>Total de despesas operacionais</b>		<b>(186.430)</b>	<b>(357.426)</b>	(219.488)	(290.481)
<b>Resultado antes do resultado financeiro e impostos sobre lucro</b>		<b>(23.349)</b>	<b>132.595</b>	17.810	241.401
Receitas financeiras	24	180.884	350.011	103.314	222.423
Despesas financeiras	24	(373.518)	(714.585)	(281.109)	(582.285)
<b>Resultado financeiro</b>		<b>(192.634)</b>	<b>(364.574)</b>	(177.795)	(359.862)
<b>Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social</b>		<b>(215.983)</b>	<b>(231.979)</b>	(159.985)	(118.461)
Imposto de renda e contribuição social - corrente	17	-	-	537	-
Imposto de renda e contribuição social - diferidos	17	-	48.989	-	-
<b>Impostos sobre o lucro</b>		<b>-</b>	<b>48.989</b>	537	-
<b>Prejuízo do período</b>		<b>(215.983)</b>	<b>(182.990)</b>	(159.448)	(118.461)
<b>Resultado básico e diluído por ação ordinária</b>	20.3	<b>(3,16435)</b>	<b>(2,68098)</b>	(2,33606)	(1,73557)
<b>Resultado básico e diluído por ação preferencial</b>	20.3	<b>(3,16435)</b>	<b>(2,68098)</b>	(2,33606)	(1,73557)
<b>Quantidade de ações ordinárias e preferenciais no final do exercício (em milhares de ações)</b>		<b>68.255</b>	<b>68.255</b>	68.255	68.255

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

## Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica-CEEE-D

### Demonstração do resultado abrangente

Períodos de três e seis meses findos em 30 de junho de 2024 e 2023

(Em milhares de reais)

	01/04/2024 a 30/06/2024	01/01/2024 a 30/06/2024	01/04/2023 a 30/06/2023	01/01/2023 a 30/06/2023
<b>Prejuízo do período</b>	<b>(215.983)</b>	<b>(182.990)</b>	(159.448)	(118.461)
Itens que serão reclassificados posteriormente para o resultado				
Resultado de <i>hedge accounting</i> de fluxo de caixa	<u>1.078</u>	<u>(2.166)</u>	(8.954)	(9.001)
Outros resultados abrangentes do período, líquido de impostos	<u>1.078</u>	<u>(2.166)</u>	(8.954)	(9.001)
<b>Total resultados abrangentes</b>	<b><u>(214.905)</u></b>	<b><u>(185.156)</u></b>	<u>(168.402)</u>	<u>(127.462)</u>

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

## Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica-CEEE-D

### Demonstração das mutações do patrimônio líquido

Períodos findos em 30 de junho de 2024 e 2023

(Em milhares de reais)

	Notas	Capital social	Reserva de capital	Ajuste de avaliação patrimonial	Prejuízos acumulados	Total
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2022</b>		<u>3.385.861</u>	<u>722</u>	<u>(1.090.718)</u>	<u>(5.040.522)</u>	<u>(2.744.657)</u>
Valor justo das opções de compra - vesting period		-	391	-	-	391
<b>Resultado abrangente do exercício</b>						-
Resultado de <i>hedge accounting</i> de fluxo de caixa		-	-	(9.001)	-	(9.001)
Prejuízo do período		-	-	-	(118.461)	(118.461)
<b>Saldos em 30 de junho de 2023</b>		<u>3.385.861</u>	<u>1.113</u>	<u>(1.099.719)</u>	<u>(5.158.983)</u>	<u>(2.871.728)</u>
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2023</b>		<u>3.385.861</u>	<u>1.296</u>	<u>(1.249.712)</u>	<u>(5.492.081)</u>	<u>(3.354.636)</u>
Valor justo das opções de compra - vesting period	20.2.1	-	179	-	-	179
<b>Resultado abrangente do período</b>						
Resultado de <i>hedge accounting</i> de fluxo de caixa	26.5	-	-	(2.166)	-	(2.166)
Prejuízo do período		-	-	-	(182.990)	(182.990)
<b>Saldos em 30 de junho de 2024</b>		<u>3.385.861</u>	<u>1.475</u>	<u>(1.251.878)</u>	<u>(5.675.071)</u>	<u>(3.539.613)</u>

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica-CEEE-D

## Demonstração dos fluxos de caixa - método indireto

Períodos findos em 30 de junho de 2024 e 2023

(Em milhares de reais)

	30/06/2024	30/06/2023
<b>Fluxo de caixa das atividades operacionais</b>		
<b>Prejuízo do período</b>	<b>(182.990)</b>	<b>(118.461)</b>
Ajustes para:		
Amortização	70.084	77.225
Baixa de intangível, financeiro e contratual	9.100	635
Encargos de dívidas, juros e variações monetárias líquidas	374.840	163.331
Provisão para riscos judiciais	96.571	57.132
Provisão para perdas estimadas em crédito de liquidação duvidosa	79.045	12.544
Baixa de recebíveis incobráveis	2.603	44.614
Ajuste a valor presente	(7.384)	(18.314)
Resultado em <i>hedge accounting</i> de fluxo de caixa	(116.214)	69.176
Atualização do ativo financeiro	(14.243)	(10.023)
Provisão e atualização dos encargos setoriais	21.967	3.663
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	(156.570)	143.068
Provisão para perdas em estoque	64.535	-
Participação nos lucros	1.563	2.663
Rendimentos de aplicações financeiras	(60.127)	(58.179)
Atualização de PIS/COFINS a recuperar	(14.389)	(4.875)
Imposto de renda e contribuição social diferido	(48.989)	-
Valor justo das opções de compra	(359)	1.951
	<b>119.043</b>	<b>366.150</b>
<b>Variações nos ativos e passivos, circulantes e não circulantes:</b>		
Contas a receber de clientes	(22.330)	19.936
Almoxarifado	(2.654)	17.217
Serviços pedidos	(19.750)	255
Impostos e contribuições a recuperar	1.899	145.858
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar	(1.658)	(27.370)
Outros créditos a receber	31.743	(17.928)
Depósitos judiciais	1.110	(16.460)
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	28.574	12.994
Fornecedores	13.958	(127.990)
Fornecedores - risco sacado	(17.217)	-
Impostos e contribuições a recolher	144.693	79.435
Impostos e contribuições sobre o lucro a recolher	-	(608)
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	(37.672)	(84.705)
Benefício pós emprego	8.275	11.588
Contribuição de iluminação pública	(28.350)	19.984
Encargos setoriais	(21.805)	2.275
Participação nos lucros	(5.401)	906
Provisão para riscos judiciais	(60.198)	(24.035)
Outras contas a pagar	(2.822)	38.607
<b>Caixa líquido proveniente das atividades de operacionais</b>	<b>10.395</b>	<b>49.959</b>
Juros pagos	(239.238)	(181.566)
<b>Fluxo de caixa líquido proveniente das (utilizado nas) atividades de operacionais</b>	<b>(109.800)</b>	<b>234.543</b>
<b>Fluxo de caixa de atividades de investimento</b>		
Aquisições no ativo intangível	-	(27.473)
Aquisições no ativos de contrato	(352.652)	(378.801)
Resgate das aplicações financeiras	245.490	153.489
<b>Fluxo de caixa líquido utilizado nas atividades de investimento</b>	<b>(107.162)</b>	<b>(252.785)</b>
<b>Fluxo de caixa de atividades de financiamento</b>		
Captação de empréstimos e financiamentos	-	583.800
Amortização de empréstimos e financiamentos	(7.863)	-
Captação de debêntures	240.283	-
Amortização do passivo de arrendamento	(1.131)	(5.237)
<b>Fluxo de caixa líquido proveniente das atividades de financiamento</b>	<b>231.289</b>	<b>578.563</b>
<b>Aumento em caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>14.327</b>	<b>560.321</b>
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	464.985	415.108
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	479.312	975.429
<b>Variação no caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>14.327</b>	<b>560.321</b>

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica-CEEE-D

## Demonstração do valor adicionado

Períodos findos em 30 de junho de 2024 e 2023

(Em milhares de Reais)

	<u>30/06/2024</u>	<u>30/06/2023</u>
<b>Receitas</b>		
Vendas de produtos, serviços e receitas de construção	3.601.077	3.434.260
Perda estimada em créditos de liquidação duvidosa	(79.045)	(12.544)
Outras receitas	-	2.210
	<u>3.522.032</u>	<u>3.423.926</u>
<b>Insumos adquiridos de terceiros (inclui ICMS e IMA)</b>		
Custos dos produtos e dos serviços vendidos	(1.770.633)	(1.738.228)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros	(247.388)	(177.284)
Outras despesas	(116.856)	(73.848)
	<u>(2.134.877)</u>	<u>(1.989.360)</u>
<b>Valor adicionado bruto</b>	<u>1.387.155</u>	<u>1.434.566</u>
Amortização	(70.084)	(77.225)
<b>Valor adicionado líquido gerado pela Companhia</b>	<u>1.317.071</u>	<u>1.357.341</u>
<b>Valor adicionado recebido em transferência</b>		
Receitas financeiras	370.352	229.335
	<u>370.352</u>	<u>229.335</u>
<b>Valor adicionado total a distribuir</b>	<u>1.687.423</u>	<u>1.586.676</u>
<b>Distribuição do valor adicionado</b>		
Empregados		
Remuneração direta	35.087	38.056
Benefícios	11.155	45.918
FGTS	8.636	16.095
	<u>54.878</u>	<u>100.069</u>
Tributos		
Federais	636.324	629.846
Estaduais	462.538	394.444
Municipais	110	-
	<u>1.098.972</u>	<u>1.024.290</u>
Remuneração de capitais de terceiros		
Juros	425.671	304.225
Aluguéis	1.978	(1.507)
Outros despesas financeiras	288.914	278.060
	<u>716.563</u>	<u>580.778</u>
Remuneração de capitais próprios		
Prejuízo do período	(182.990)	(118.461)
	<u>(182.990)</u>	<u>(118.461)</u>
<b>Valor adicionado</b>	<u>1.687.423</u>	<u>1.586.676</u>

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de junho de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 1 Contexto operacional

A Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D (Companhia ou CEEE-D), é uma sociedade anônima de capital aberto, domiciliada no Brasil, com sede na Avenida Clovis Paim Grivot, nº 11, Bairro Humaitá, cidade de Porto Alegre, no Estado do Rio Grande do Sul, CEP 90.250-020, controlada pela Equatorial Participações e Investimentos S.A. (“Equatorial Participações”) tendo por controladora final a Equatorial Energia S.A. A Companhia é a concessionária do serviço público de distribuição e atividades associadas ao serviço de energia elétrica naquele estado, podendo prestar serviços técnicos de sua especialidade na sua área de concessão legal, que abrange 72 dos 497 municípios do estado do Rio Grande do Sul, cobrindo uma área de 87.101 km<sup>2</sup>(\*) em 30 de junho de 2024, 1.702.798 (\*) consumidores, sendo tais atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME). A Companhia possui suas ações negociadas no Mercado de Balcão Organizado do Brasil, Bolsa, Balcão S.A. (B3), sob os códigos de negociação CEED3 e CEED4.

(\*) referente ao total de consumidores considerando os mercados cativo e livre. Informação não revisada.

### 1.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Conforme Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 081/1999 (Contrato de Concessão), assinado em 25 de outubro de 1999, celebrado entre a ANEEL e a Companhia, alterado pelo 1º Termo Aditivo, 2º Termo Aditivo e 3º Termo Aditivo, de 17 de outubro de 2005, 13 de abril de 2010 e 10 de dezembro de 2014, respectivamente, para distribuição de energia elétrica. O 4º Termo Aditivo, de 09 de dezembro de 2015, prorrogou a concessão até 07 de julho de 2045, para 30 anos, de acordo com o Despacho do Ministro de Minas e Energia, de 9 de novembro de 2015, fundamentado na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, no Decreto nº 7.805, de 14 de setembro, e no Decreto nº 8.461, de 02 de junho de 2015. O 5º Termo Aditivo, de 25 de agosto de 2021, formalizou a transferência de controle societário da CEEE-D para a Equatorial Participações e Investimentos S.A.

Por meio do Despacho nº 4.621, de 25 de novembro de 2014, a ANEEL aprovou modelo de aditivo aos contratos de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, cujo objetivo é garantir que os saldos remanescentes de ativos e passivos regulatórios relativos a valores financeiros a serem apurados com base nos regulamentos preestabelecidos pela ANEEL, incluídos aqueles constituídos após a última alteração tarifária comporão o valor da indenização a ser recebida pelo concessionário em eventual término da concessão, por qualquer motivo.

### 1.2 Eventos climáticos

#### 1.2.1. Evento climático de maio de 2024

Entre o final de abril e o início de maio de 2024, o Estado do Rio Grande do Sul enfrentou um evento climático extremo de chuvas fortes e persistentes que causaram alagamentos e enchentes em diversas regiões. Foram afetados 469 municípios no Estado, sendo 51 dentro da área de concessão da CEEE-D, dos 72 atendidos pela Companhia, com 226 mil clientes interrompidos no pico do evento. Em função do evento climático, aproximadamente 1.290 unidades consumidoras (“UCs”) deixaram de existir, o que representa 0,07% do total de UCs atendidas pela Companhia.

Como consequência do evento climático, a Companhia reconheceu um impacto líquido de R\$ 20.157 no período findo em 30 de junho de 2024, conforme detalhado abaixo.

## **Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D**

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de junho de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

### ***a) Provisões reconhecidas***

A Companhia reconheceu, para o período findo em 30 de junho de 2024, provisões baseadas em assuntos diversos relacionados ao evento climático:

- Provisão para perda de estoques: a Companhia mensurou uma provisão no montante total de R\$ 26.681 referente aos materiais avariados no Centro de Distribuição. O valor está sendo avaliado pelas seguradoras e pode ser revisto considerando a conclusão dessas análises.

- Provisão para baixa de ativos: a Companhia procedeu com provisão no montante de R\$ 7.234 referente às avarias ocorridos na sede e nas agências de atendimento (móveis e utensílios, computadores e equipamentos). O valor está sendo avaliado pelas seguradoras e pode ser revisto considerando a conclusão dessas análises.

- Perda estimada com créditos de liquidação duvidosa (PECLD): refere-se ao impacto do evento climático sobre o envelhecimento dos títulos na carteira de clientes, mensurado em R\$ 8.447.

- Renda não faturada: a Companhia fez um levantamento aproximadamente 244 mil unidades consumidoras não faturadas, mas cuja prestação de serviço não foi interrompida, no montante de R\$ 28.121 (receita). O cálculo foi feito utilizando o consumo médio de abril para o mês de junho e para o mês de maio foi utilizado o mínimo da fase. Refere-se a situações de bloqueios de estradas impedindo leitura, faturamento e entrega de faturas, além de equipamentos de leitura danificados e/ou extraviados e equipamentos de medição que ficaram inacessíveis ou avariados. A Companhia realizará o faturamento de todas as unidades não faturadas de forma retroativa em agosto de 2024, conforme flexibilização concedida pela ANEEL.

### ***b) Despesas incorridas***

A Companhia incorreu em gastos que foram diretamente reconhecidos no resultado do período e que não se qualificam para provisão no montante de R\$ 5.916, sendo R\$ 2.257 decorrente de serviços de comunicação e marketing, doações e compra de materiais de outras distribuidoras para prestação de serviços (partes relacionadas) e R\$ 3.659, decorrente algumas avarias ocorridas em ativos não diretamente segurados na sede da CEEE Equatorial e 3 três veículos elétricos.

### ***c) Ativos elétricos***

Não foram identificados efeitos relevantes que justificassem ajustes nos ativos elétricos devido ao evento climático. A Companhia reafirma que as ações para restabelecimento da rede foram realizadas sem grandes investimentos operacionais, com consumidores religados e a estrutura em pleno funcionamento. As manutenções futuras ocorrerão conforme o planejamento anterior, sem alterações em decorrência dos eventos ocorridos no Rio Grande do Sul.

### ***d) Contingências e outras ações legais***

Não foram identificadas contingências e outras ações legais decorrentes do evento climático até o momento e a Companhia segue monitorando esse tema.

### ***e) Seguros***

A Companhia está avaliando junto às seguradoras com base em suas apólices de risco operacional e de responsabilidade civil ainda em estágio inicial. Qualquer pagamento de indenizações dependerá da definição de cobertura dos seguros, com base nessas apólices e na avaliação do montante da perda. Em função das incertezas relacionadas ao tema, nenhuma indenização para a Companhia foi reconhecida nas informações contábeis intermediárias da Companhia.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de junho de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## ***e) Dados operacionais - Mercado e Perdas de energia (\*)***

A energia distribuída do período apresentou uma redução de 2,9%, impactando em um déficit de faturamento com efeito médio aproximado de 60GWh por mês a partir de maio e que deve ser regularizado até agosto de 2024. O efeito econômico estimado do impacto é de R\$ 8.739. O referido déficit de faturamento também impactou o indicador de perdas de energia da Companhia que apresentou uma piora de 0,9 pontos percentuais em relação ao primeiro trimestre de 2024, encerrando em 13,4% e interrompendo a trajetória de melhora do indicador desde a assunção da operação pelo Grupo Equatorial. O impacto econômico foi de R\$24.899.

(\*) *Informação não revisada.*

### **1.2.1.1. Flexibilizações regulatórias**

A ANEEL emitiu a Resolução Normativa nº 1.092 de 14 de maio de 2024, contendo a flexibilização das regras de prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica para enfrentamento da calamidade pública no Estado do Rio Grande do Sul, considerando os temas abaixo:

#### Comerciais:

- veda a suspensão de fornecimento, por no mínimo 90 dias para municípios atingidos pela calamidade e 30 dias para os demais;
- em atividades de cobrança;
- isenção de multas e juros de mora;
- inibe a negativação de clientes;
- isenta a cobrança de segunda via;
- suspende contrato quando solicitado pelo consumidor ou quando prestação de serviço ficar impossibilitada;
- isenta cobrança pelo encerramento contratual (CUSD);
- suspende a revisão cadastral;
- flexibiliza a leitura (mínimo de 15 e máximo de 47 dias);
- garante a entrega da fatura por meio digital ou outro endereço solicitado pelo consumidor.

#### Econômico-financeiras:

- Suspende temporariamente o pagamento de Encargos Setoriais (Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e PROINFA) para reduzir os custos operacionais das distribuidoras em áreas severamente afetadas por desastres, com avaliação posterior para a retomada gradual, garantindo que a saúde financeira das distribuidoras não seja comprometida a longo prazo.

#### Técnicas:

- Priorizados atendimentos de urgências;
- Garante padrão de entrada caso o cliente solicite (em andamento).

### **1.2.1.2 Apoio aos colaboradores da Companhia**

Considerando a situação de calamidade pública, o Grupo Equatorial concedeu algumas medidas de alívio para seu corpo de colaboradores, fornecendo assistência para desabrigados ou em situações de vulnerabilidade, utilizando ferramenta interna para mapeamento de necessidades, além de apoio psicológico e telemedicina. Com relação ao apoio financeiro, realizou antecipação da quinzena salarial, do vale-alimentação, do 13º salário, além da possibilidade de adiantamento de até 4 salários e vale-alimentação extra para desabrigados.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de junho de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 1.2.2. Outros eventos climáticos

Em 15 e 16 de junho de 2023, fortes chuvas atingiram o Estado do Rio Grande do Sul e 22% dos clientes atendidos pela CEEE-D tiveram falha no fornecimento. O fenômeno natural gerou falta de energia para cerca de 422 mil clientes. Já em 13 de julho de 2023, um ciclone extratropical atingiu o Estado e 38% dos clientes atendidos pela Companhia tiveram falha no fornecimento. O fenômeno natural gerou falta de energia para cerca de 730 mil clientes. Em ambas as ocorrências, a Companhia acionou o plano de contingência e mobilizou estrutura extra, realizando monitoramento em tempo real no seu centro de operação. Entre 7 e 11 de agosto de 2023, temporais com rajadas de vento de 40 a 70 km/h impactaram no fornecimento de energia para cerca de 150 mil clientes (8% do total de consumidores) e no mês seguinte, outro evento climático com característica similar, porém com maior duração, atingiu cerca de 1,1 milhão de consumidores (58% do total de consumidores) distribuídos em toda área de concessão.

Em 16 e 17 de janeiro de 2024, fortes chuvas atingiram novamente o Estado e 34% dos clientes atendidos pela Companhia tiveram falha no fornecimento (falta de energia para cerca de 651 mil clientes) e em 21 de março de 2024, o Estado foi atingido mais uma vez, por fortes chuvas e rajadas de vento, onde cerca de 43% dos clientes tiveram falha no fornecimento (falta de energia para cerca de 815 mil clientes). A Companhia acionou o plano de contingência e mobilizou estrutura extra, realizando monitoramento em tempo real no seu centro de operação.

Para esses eventos climáticos, a Companhia registrou R\$ 12.682 de despesas operacionais referentes a serviços de call center, apoio ao atendimento e materiais.

## 1.3 Continuidade operacional

Quando da elaboração das informações contábeis intermediárias, a Administração avaliou a capacidade operacional da Companhia para os próximos 12 meses. Em 30 de junho de 2024, a Companhia apresentou capital circulante líquido positivo no valor de R\$ 25.095 (R\$ 240.898 em 31 de dezembro de 2023) e resultado antes do resultado financeiro e impostos sobre o lucro positivo desde a entrada do novo acionista controlador em 2021, devido a melhoria dos indicadores de perdas, aumento da tarifa e do volume de energia faturada. Em 30 de junho de 2024 o referido resultado foi de R\$132.595 (R\$ 241.401 em 30 de junho de 2023).

Com objetivo de fortalecer os seus fluxos de caixa operacionais e seus resultados, a Companhia estabeleceu, entre outras, as seguintes ações estruturantes:

- (i) Fortalecimento das ações de cobrança;
- (ii) Alongamento da dívida mediante captação de empréstimo com instituições financeiras de primeira linha, a custo de mercado e aval da Equatorial Energia S.A., para liquidação dos empréstimos e debêntures classificadas no curto prazo, conforme apresentado nas notas explicativa nº 14 e 15 – Empréstimos e financiamentos e Debêntures. As novas captações, além do prazo, tiveram como objetivo garantir o cumprimento das obrigações de curto prazo da Companhia;
- (iii) Expansão e diversificação das ações de combate ao furto de energia com manutenção de 205 equipes de combate as perdas em 2024 (230 equipes em 2023), além da expansão do número de ligações em Sistema de Medição Centralizada (SMC); e
- (iv) Adoção de maior rigor e disciplina na gestão de despesas por meio de novos comitês implantados pela Equatorial Energia na assunção do controle.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de junho de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

A Administração acredita que as obrigações futuras serão cumpridas com fluxos de caixa operacionais ou captações alternativas de recursos e tem em seu novo controlador uma estrutura sólida para recorrer a aumento de capital, se necessário. Adicionalmente, o acionista controlador, através da Equatorial Energia S.A., assegura as necessidades de caixa da Companhia na forma de capital ou adiantamentos para permitir a liquidação de obrigações futuras até que a operação atinja seu equilíbrio financeiro.

## 2 Base de preparação e apresentação das informações contábeis intermediárias

### 2.1 Declaração de conformidade

As informações contábeis intermediárias foram preparadas e estão sendo apresentadas de acordo com a IAS 34 – *Interim Financial Reporting*, emitida pelo *International Accounting Standards Board* (IASB) e com o CPC 21 (R1) – Demonstração Intermediária (práticas contábeis adotadas no Brasil) e devem ser lidas em conjunto com as últimas demonstrações contábeis anuais do exercício findo em 31 de dezembro de 2023, previamente divulgadas. As informações contábeis intermediárias estão apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC) e pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

As informações contábeis intermediárias apresentam as principais variações no período, evitando a repetição de determinadas notas às demonstrações contábeis anuais previamente divulgadas, e estão sendo apresentadas na mesma base de agrupamentos e ordem de quadros e notas explicativas, se comparadas com as demonstrações contábeis anuais.

A Companhia também se utiliza das orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Brasileiro (MCSE) e das normas definidas pela ANEEL, quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil e/ou com as práticas contábeis internacionais.

Adicionalmente, a Companhia considerou as orientações emanadas da Orientação Técnica OCPC 07, emitida pelo CPC em novembro de 2014, na preparação das suas informações contábeis intermediárias. Desta forma, as informações relevantes próprias das informações contábeis intermediárias estão sendo evidenciadas, e correspondem às utilizadas pela Administração na sua gestão.

A emissão dessas informações contábeis intermediárias foi autorizada pelo Conselho de Administração da Companhia em 14 de agosto de 2024.

### 2.2 Base de mensuração

As informações contábeis intermediárias da Companhia foram preparadas com base no custo histórico e ajustadas para refletir (i) o valor justo de instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos; (ii) perdas pela redução ao valor recuperável (“*impairment*”) de ativos; e (iii) por meio de resultado e outros resultados abrangentes, quando requerido nas normas.

### 2.3 Moeda funcional, moeda de apresentação e transações em moeda estrangeira

As informações contábeis intermediárias são apresentadas em Reais (R\$), que é a moeda funcional da Companhia. Todos os saldos apresentados em Reais foram arredondados para milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de junho de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

As transações em moeda estrangeira são convertidas para a moeda funcional da Companhia pelas taxas de câmbio nas datas das transações. Ativos e passivos monetários denominados e apurados em moedas estrangeiras na data do balanço são reconvertidos para a moeda funcional à taxa de câmbio naquela data. As diferenças de moedas estrangeiras resultantes da conversão são geralmente reconhecidas no resultado, com exceção de itens monetários designados como parte de um *hedge* de investimento líquido, sendo essas diferenças reconhecidas diretamente em outros resultados abrangentes até o momento da alienação do investimento líquido, quando são reconhecidas na demonstração do resultado.

## 3 Políticas contábeis materiais e estimativas críticas

As políticas contábeis materiais e estimativas críticas aplicáveis à essas informações contábeis intermediárias estão consistentes com aquelas adotadas e divulgadas nas demonstrações contábeis anuais da Companhia, referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2023, e, portanto, devem ser lidas em conjunto.

### 3.1 Novas normas e interpretações vigentes e não vigentes

Os principais normativos alterados, emitidos ou em discussão pelo *International Accounting Standards Board* (IASB) e pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) que são aderentes e potencialmente relevantes ao contexto operacional e financeiro da Companhia são os seguintes:

#### Alterações em pronunciamentos contábeis com vigência a partir de 2024:

Norma	Descrição da alteração	Vigência
IAS 1 / CPC 26: Apresentação das demonstrações contábeis	As emendas estabelecem requerimentos para classificação e divulgação de um passivo com cláusulas de <i>covenants</i> como circulante ou não circulante. Segundo as emendas o passivo deve ser classificado como circulante quando a entidade não tem o direito no final do período de reporte de diferir a liquidação do passivo durante pelo menos doze meses após o período de reporte. Adicionalmente, apenas <i>covenants</i> cujo cumprimento é obrigatório antes do, ou no final do período de reporte devem afetar a classificação de um passivo como circulante ou não circulante.	01/01/2024
IFRS 16/ CPC 6 (R2): Arrendamentos	As emendas incluem requerimentos que especificam que o vendedor-arrendatário deve mensurar subsequentemente o passivo de arrendamento derivado da transferência de ativo – que atende aos requisitos para ser reconhecida como receita de venda – e retro arrendamento ( <i>Sale and Leaseback</i> ) de forma que não seja reconhecido ganho ou perda referente ao direito de uso retido na transação.	01/01/2024
IAS 7 / CPC 3: Demonstração dos Fluxos de Caixa	Divulgação de operações de Risco Sacado ( <i>Reverse factoring</i> ), que envolve a Companhia e seus fornecedores. Os novos requisitos de divulgação tornarão visível o uso de acordos de financiamento de fornecedores por uma companhia e permitirão que os investidores observem como o uso desses instrumentos afetou as operações e a estrutura capital da Companhia.	01/01/2024
Resolução CVM nº 199/ CPC 9 (R1): Demonstração do Valor Adicionado	A Resolução CVM nº 199, esclarece determinados critérios para elaboração e apresentação da Demonstração do Valor Adicionado (DVA), cujo objetivo principal é elucidar requisitos normativos e, por consequência, reduzir a abrangência de práticas contábeis adotadas na elaboração da DVA pelas companhias brasileiras.	01/01/2024

As alterações em Pronunciamentos que entraram em vigor em 1º de janeiro de 2024 não produziram impactos relevantes nas informações contábeis intermediárias.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de junho de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## Alterações em pronunciamentos contábeis com vigência a partir de 2025:

<b>Norma</b>	<b>Descrição da alteração</b>	<b>Vigência</b>
IFRS 18: Apresentação e divulgação das Demonstrações Financeiras	A IFRS 18 introduz três categorias definidas para receitas e despesas – operacionais, de investimento e de financiamento – para melhorar a estrutura da demonstração de resultados e exige que todas as entidades forneçam novos subtotais definidos, incluindo o lucro operacional. A estrutura melhorada e os novos subtotais darão aos investidores um ponto de partida consistente para analisar o desempenho da companhia. A IFRS 18 também exige que a companhia divulgue explicações sobre as medidas específicas que estão relacionadas com a demonstração dos resultados, referidas como medidas de desempenho definidas pela Administração. Os novos requisitos irão melhorar a disciplina e a transparência das medidas de desempenho definidas pela Administração e provavelmente torná-las sujeitas a auditoria. A IFRS 18 substituirá a IAS 1/ CPC 26: Apresentação das Demonstrações Financeiras.	01/01/2027, aplicação retrospectiva
CPC 02/IAS 21: Efeito das mudanças nas taxas de câmbio e conversão de demonstrações contábeis.	Falta de trocabilidade para exigir que uma entidade aplique uma abordagem consistente para avaliar se uma moeda é trocável por outra moeda e, quando não o é, para determinar à taxa de câmbio a utilizar e as divulgações a fornecer.	01/01/2025
IFRS 19: Divulgações de Subsidiárias sem Responsabilidade Pública.	Tem como objetivo simplificar e reduzir o custo dos relatórios financeiros das subsidiárias, mantendo a utilidade de suas demonstrações financeiras. Uma subsidiária deve aplicar a IFRS 19 no que diz respeito às exigências de divulgação e outras Normas de Contabilidade IFRS no cumprimento das outras exigências, excluindo as exigências de reconhecimento, mensuração e apresentação e a orientação sobre a aplicação das exigências de divulgação. O IFRS 19 exige que as subsidiárias elegíveis que fornecem financiamento a clientes como sua atividade principal divulguem algumas das informações sobre risco de crédito exigidas pelo IFRS 7 sobre divulgações relacionadas a instrumentos financeiros.	01/01/2027

A Companhia espera impactos substanciais na elaboração da Demonstração de Resultado e da Demonstração dos Fluxos de Caixa, originados pela aplicação da IFRS 18 e está analisando os possíveis impactos referentes a este pronunciamento em suas demonstrações contábeis. A Companhia aguardará a orientação do CPC para a aplicação deste pronunciamento. Em relação aos demais normativos em discussão no IASB ou com data de vigência estabelecida em exercício futuro, a Companhia está acompanhando as discussões e até o momento não identificou a possibilidade de ocorrência de impactos significativos.

## 4 Caixa e equivalentes de caixa

	<u>30/06/2024</u>	<u>31/12/2023</u>
Caixa e depósitos bancários à vista	<u>22.465</u>	<u>21.656</u>
<b>Equivalentes de caixa (a)</b>		
<b>Investimentos</b>		
Certificado de Depósito Bancário – CDB	<u>456.847</u>	<u>443.329</u>
<b>Total</b>	<u><u>479.312</u></u>	<u><u>464.985</u></u>

- a) São considerados como Caixa e Equivalentes as aplicações diretas em CDBs. Tais aplicações estão disponíveis para utilização nas operações da Companhia, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e estão sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor. Portanto, são ativos financeiros com liquidez imediata classificados como caixa e equivalentes de caixa, conforme CPC 03 (R2) - Demonstrações de Fluxo de Caixa.

A carteira da Companhia é remunerada pela variação do Certificado de Depósito Interbancário (CDI), e a rentabilidade média ponderada da carteira, no período findo em 30 de junho de 2024, equivale a 102,43% do CDI (102,53% em 31 de dezembro de 2023).

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de junho de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 5 Aplicações financeiras

	<u>3/06/2024</u>	<u>31/12/2023</u>
<b>Circulante</b>		
<b>Fundos de investimentos (a)</b>		
Cotas de fundos de investimentos	655.483	841.653
Cotas de fundos de investimento FIDC (b)	<u>14.358</u>	<u>13.551</u>
<b>Total</b>	<u><u>669.841</u></u>	<u><u>855.204</u></u>

- (a) Os fundos de investimentos representam operações em instituições financeiras de primeira linha e possuem vencimentos superiores a três meses e/ou são mantidos com a finalidade de investimentos para construção de projetos de infraestrutura na prestação dos serviços da concessão. São compostos por diversos ativos visando melhor rentabilidade, tais como: títulos de renda fixa, títulos públicos, operações compromissadas, debêntures, CDBs, entre outros, de acordo com a política de investimento da Companhia. Adicionalmente, os fundos de investimentos são aplicações em cotas (FIC), administrados pela instituição financeira, que alocam seus recursos em cotas de diversos fundos abertos com suscetibilidade de variação do valor. Logo, a Companhia não possui gestão e controle direto sobre exposição, direitos, retornos variáveis decorrentes de seu envolvimento e capacidade de utilizar seu poder para afetar o valor dos retornos sobre esses investimentos, tampouco participação relevante (limite máximo de 10% do Patrimônio líquido) conforme CPC 36 (R3) – Demonstrações Consolidadas; e
- (b) Fundo de Investimento em Direitos Creditórios (FIDC) não exclusivo, sendo parte de seus recursos utilizados na operação de antecipação de títulos a pagar a fornecedores do Grupo Equatorial, conforme descrito na nota explicativa nº 13.1 – Fornecedores – risco sacado.

A carteira da Companhia é remunerada pela variação do Certificado de Depósito Interbancário (CDI), e a rentabilidade média ponderada da carteira no período findo em 30 de junho de 2024, equivale a 104,98 % do CDI (103,60% em 31 de dezembro de 2023).

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de junho de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 6 Contas a receber de clientes

### 6.1 Composição dos saldos

	30/06/2024				31/12/2023			
	A vencer	Vencidos		Total	A vencer	Vencidos		Total
		Até 90 dias	Mais de 90 dias			Até 90 dias	Mais de 90 dias	
Residencial	135.887	110.567	466.770	713.224	179.255	90.347	437.515	707.117
Industrial	8.097	4.773	26.656	39.526	8.339	3.134	57.578	69.051
Comercial	52.990	35.834	179.225	268.049	80.121	29.052	217.294	326.467
Rural	15.783	11.456	20.965	48.204	15.904	6.502	26.339	48.745
Poder público	10.596	1.269	8.760	20.625	13.052	1.337	13.400	27.789
Iluminação pública	8.531	2.829	22.078	33.438	9.595	684	39.768	50.047
Serviço Público	9.811	2.693	15	12.519	9.719	509	2	10.230
<b>Contas a receber de consumidores faturados (a)</b>	<b>241.695</b>	<b>169.421</b>	<b>724.469</b>	<b>1.135.585</b>	<b>315.985</b>	<b>131.565</b>	<b>791.896</b>	<b>1.239.446</b>
Residencial	85.301	18.956	169.196	273.453	116.179	19.614	145.517	281.310
Industrial	4.460	458	9.586	14.504	5.555	328	9.377	15.260
Comercial	49.079	5.264	91.110	145.453	50.692	4.436	84.663	139.791
Rural	24.241	832	5.195	30.268	27.279	698	4.633	32.610
Poder público	65.934	188	102	66.224	67.194	44	59	67.297
Iluminação pública	57.024	-	4.431	61.455	62.320	501	4.431	67.252
Serviço Público	44	11	-	55	69	-	-	69
<b>Parcelamentos (b)</b>	<b>286.083</b>	<b>25.709</b>	<b>279.620</b>	<b>591.412</b>	<b>329.288</b>	<b>25.621</b>	<b>248.680</b>	<b>603.589</b>
<b>Contas a receber de consumidores não faturados (c)</b>	<b>253.884</b>	-	-	<b>253.884</b>	<b>239.773</b>	-	-	<b>239.773</b>
<b>Baixa renda (d)</b>	<b>9.764</b>	-	-	<b>9.764</b>	<b>10.783</b>	-	-	<b>10.783</b>
<b>Outras (e)</b>	<b>137.598</b>	-	-	<b>137.598</b>	<b>7.541</b>	-	-	<b>7.541</b>
<b>Subtotal</b>	<b>929.024</b>	<b>195.130</b>	<b>1.004.089</b>	<b>2.128.243</b>	<b>903.370</b>	<b>157.186</b>	<b>1.040.576</b>	<b>2.101.132</b>
(-) PECLD	(62.174)	(41.557)	(948.842)	(1.052.573)	(75.396)	(32.906)	(878.297)	(986.599)
<b>Total contas a receber de clientes</b>	<b>866.850</b>	<b>153.573</b>	<b>55.247</b>	<b>1.075.670</b>	<b>827.974</b>	<b>124.280</b>	<b>162.279</b>	<b>1.114.533</b>
<b>Circulante</b>				<u>945.054</u>				<u>970.078</u>
<b>Não circulante</b>				<u>130.616</u>				<u>144.455</u>

- (a) A redução do contas a receber está relacionada a questões do evento climático e flexibilizações regulatórias elencadas na nota explicativa 1.2.1.1;
- (b) Os parcelamentos são referentes às renegociações de faturas em atraso e possuem juros de até 1% a.m. Os valores apresentados do contas a receber referentes aos parcelamentos estão líquidos do ajuste a valor presente, reconhecido em 30 de junho de 2024, no montante de R\$ 162.004 e (R\$ 169.388 em 31 de dezembro de 2023), resultando no reconhecimento de receita de R\$ 7.384 no resultado financeiro;
- (c) Corresponde à energia elétrica distribuída, mas não faturada para os consumidores cujo faturamento é efetuado tomando como base os ciclos de leitura, onde, em alguns casos, são encerrados após o período de fechamento contábil. A variação refere-se, principalmente, ao aumento na quantidade de dias não faturados, 1 dia a mais no Grupo A (pois o cliente é medido conforme calendário civil) e 4 dias a mais no Grupo B (onde o cliente é medido conforme sua etapa de leitura, variando mensalmente o dia lido conforme calendário preestabelecido);
- (d) O Governo Federal, por meio das Leis nº 12.212 e nº 10.438, determinou a aplicação da tarifa social de baixa renda com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da subclasse residencial baixa renda; e
- (e) Correspondente aos saldos de juros moratórios, multas por autorregulação, por inadimplência e atrasos.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de junho de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 6.2 Perdas estimadas em crédito de liquidação duvidosa

	31/12/2023	(Provisões)/ Reversões	Baixas (c)	30/06/2024
Contas a receber de consumidores faturados	(682.085)	66.944	(3.215)	<b>(618.356)</b>
Parcelamentos	(280.467)	(19.542)	1.304	<b>(298.705)</b>
Contas a receber de consumidores não faturados	(6.474)	1.006	-	<b>(5.468)</b>
Outras (a)	(17.573)	(116.984)	4.513	<b>(130.044)</b>
<b>Total (b)</b>	<b>(986.599)</b>	<b>(68.576)</b>	<b>2.602</b>	<b>(1.052.573)</b>

- (a) A rubrica de outras perdas estimadas é composta, principalmente, por: multas sobre o consumo irregular, auto religação e inadimplência, conforme previsto na Resolução ANEEL nº 456 de 29 de novembro de 2000;
- (b) A movimentação líquida do período, gerou um complemento de provisão, no montante de R\$ 65.974, com impacto no resultado operacional, conforme notas explicativas nº 22 – Custos do serviço e despesas operacionais; e
- (c) Valores referentes à PECLD dos títulos vencidos há mais de 10 anos, que foram baixados do contas a receber.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação

Período findo em 30 de junho de 2024

(Valores expressos em milhares de reais)

## 7 Valores a receber (devolver) da parcela A e outros itens financeiros

	31/12/2023	Constituição	Amortização	Atualização	Constituições com efeito caixa	Créditos de PIS/COFINS	30/06/2024
<b>Parcela A</b>							
CDE - Conta de desenvolvimento energético (a)	(26.903)	31.822	16.678	(103)	-	-	21.494
PROINFA - Programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica	(16.265)	(1.428)	9.758	(632)	-	-	(8.567)
Rede básica	152.216	31.512	(58.685)	7.175	-	-	132.218
Compra de energia CVA (b)	(427.490)	(142.321)	143.168	6.133	-	-	(420.510)
ESS - Encargos do serviço do sistema (c)	41.474	14.590	(17.493)	3.826	-	-	42.397
Transp. Itaipú	13.953	2.944	(5.329)	656	-	-	12.224
	(263.015)	(62.881)	88.097	17.055	-	-	(220.744)
<b>Itens financeiros</b>							
Sobrecontratação de energia (d)	194.705	3.742	(55.897)	4.368	-	-	146.918
Neutralidade (e)	(57.802)	(37.732)	45.304	(1.651)	-	-	(51.881)
Ultrapassagem de demanda e reativo excedente	(39.451)	(17.900)	11.140	(1.271)	-	-	(47.482)
Compensação créditos PIS/COFINS (f)	14.334	-	192.479	(3.491)	-	(197.242)	6.080
Risco hidrológico	(179.267)	-	(8.354)	(5.130)	-	-	(192.751)
Empréstimo escassez hídrica	(64.907)	-	37.379	-	-	-	(27.528)
CDE Modicidade Tarifária – Empréstimo (g)	(18.553)	-	10.087	(948)	(26.988)	-	(36.402)
Outros (h)	99.342	(1.660)	(56.004)	(162)	(1.586)	-	39.930
	(51.599)	(53.550)	176.134	(8.285)	(28.574)	(197.242)	(163.116)
<b>Total</b>	(314.614)	(116.431)	264.231	8.770	(28.574)	(197.242)	(383.860)
<b>Circulante</b>							
Valores a receber	564.327						401.232
Valores a devolver	(671.029)						(652.065)
Efeito líquido ativo (passivo)	(106.702)						(250.833)
<b>Não circulante</b>							
Valores a receber	175.915						109.952
Valores a devolver	(383.827)						(242.979)
Efeito líquido ativo (passivo)	(207.912)						(133.027)
<b>Efeito líquido total</b>	(314.614)						(383.860)

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de junho de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

- (a) O saldo foi afetado pelas seguintes variações: (i) constituição ativa da CVA de R\$ 31.822, devido o pagamento da cota mensal de CDE USO estar maior que a cobertura; (ii) o impacto da amortização positivo do componente financeiro desse item para esse período foi de R\$ 16.678;
- (b) O saldo desta conta reflete as seguintes movimentações: (i) Constituições positivas de R\$ 47.317, decorrentes dos custos associados ao efeito disponibilidade, ao risco hidrológico e à exposição financeira, que foram repassados às distribuidoras para atender ao mercado. (ii) Movimentações negativas totalizando R\$189.638, originadas dos custos com contratos de energia adquiridos em leilões, que se realizaram abaixo do esperado na cobertura tarifária, resultando em uma constituição passiva de R\$ 142.321. (iii) Um impacto positivo de R\$ 143.168 proveniente da amortização de componentes financeiros durante o período;
- (c) O ESS está relacionado ao pagamento de usinas térmicas despachadas, que operam com o preço de compra acima do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). O Operador Nacional do Sistema (ONS) aciona despachos das térmicas de forma a garantir a segurança energética do sistema. No processo tarifário da Companhia, o valor de previsão desse encargo concedido pela ANEEL para cobrir as despesas com Encargo de Energia Reserva, que tem se realizado acima da cobertura tarifária até o período findo 30 de junho de 2024. Assim a conta de ESS resultou em uma constituição positiva de R\$ 14.590. O impacto negativo da amortização do componente financeiro desse item para o período foi de R\$ 17.493;
- (d) A constituição ativa da Sobrecontratação Energia com um valor de R\$ 3.742, e a amortização negativa subsequente de R\$ 55.897, indicam que houve um reconhecimento de custos superiores aos recebimentos no período inicial, seguido de uma amortização que reduziu parcialmente esse reconhecimento inicial. Estes movimentos refletem ajustes contábeis que alinham o valor contábil ao valor realizável no mercado, no qual a distribuidora comprou energia no Mercado de Curto Prazo da CCEE a um PLD médio de R\$ 62,00/MWh comparado com o preço médio de compra de R\$ 255,81/MWh. O resultado é uma posição financeira positiva que evidencia a capacidade da distribuidora em gerenciar riscos associados à volatilidade do mercado e otimizar o uso de seus recursos energéticos;
- (e) A neutralidade dos encargos é calculada a partir das diferenças mensais entre os valores faturados de cada item dos encargos setoriais durante o período de referência e os valores previstos no processo tarifário anterior, ajustados pela taxa SELIC, conforme regulamentação vigente. No período atual, foi registrada uma constituição negativa de R\$ 37.732 devido a essas diferenças. Adicionalmente, a amortização de componentes financeiros associados a esses encargos resultou em um impacto positivo de R\$ 45.304 para o período. Essa variação reflete os ajustes financeiros e coberturas tarifárias dos processos tarifários;
- (f) Deve-se à amortização dos valores oriundos de créditos decorrentes da exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/PASEP e da COFINS, conforme previsto no Despacho nº 361, de 9 de fevereiro de 2021. Veja nota explicativa nº 19 – PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores;
- (g) Refere-se ao valor aportado pela Eletrobrás ou por suas subsidiárias nos termos da Resolução CNPE nº 15, de 2021, repassados às concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica, nas contas correntes vinculadas ao repasse de Modicidade Tarifária da CDE, em 2024 o montante foi de R\$ 26.988. O impacto positivo da amortização do componente financeiro desse item para o exercício foi de R\$ 10.087; e
- (h) No componente Outros são considerados todos os saldos em amortização e em constituição dos demais componentes financeiros, onde destacamos : com efeito positivo os financeiros: (i) Reversão de Créditos Associados a REN 1000/2021 R\$ 2.548, (ii) Encargos CDE Covid Migrante Livre R\$ 2.492, com efeitos negativos os financeiros: (iii) Recomposição Itaipú R\$ 42.211; (iv) Financeiro de Recálculo RTP 2021 - Parcela B R\$ 17.914; (v) Garantia Financeira R\$ 569; (vi) Ajuste de encargos de conexão R\$ 276 (vii) Financeiro de Recálculo RTP 2021 - TFSEE R\$ 74.

No mês de novembro de 2023, ANEEL apurou o novo índice do Reajuste Tarifário Anual (RTA) da Companhia adequando suas despesas da Parcela A (custos não gerenciáveis, como compra de energia, encargos setoriais, encargos de transmissão). As tarifas de aplicação da Companhia, constantes da Resolução Homologatória nº 3.283 de 14 de novembro de 2023, foram reajustadas em -1,41% (menos um vírgula quarenta e um por cento), correspondendo ao efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores, usuários e agentes supridos da distribuidora.

No período findo em 30 de junho de 2024, a Companhia reconheceu o montante de R\$ 8.653 (R\$ 17.370 em 31 de dezembro de 2023) de bandeira tarifária, apresentando um efeito negativo de R\$ 239 (R\$ 1.568 em 31 de dezembro de 2023) obtidos por meio de bandeira tarifária via faturamento junto aos clientes e R\$ 8.893 (R\$ 15.802 em 31 de dezembro de 2023) recebendo via CCRBT. A bandeira tarifária foi criada por meio do Decreto nº 8.401/2015 e é administrada pela CCEE.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de junho de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 8 Impostos e contribuições a recuperar

	30/06/2024	31/12/2023
<b>Circulante</b>		
ICMS a recuperar	44.520	42.701
PIS e COFINS	9.312	9.303
PIS e COFINS a recuperar (ICMS) (a)	189.207	326.191
Outros	537	299
<b>Total circulante</b>	<b>243.576</b>	<b>378.494</b>
<b>Não circulante</b>		
ICMS a recuperar	112.076	116.041
PIS e COFINS a recuperar (ICMS) (a)	319.989	225.752
<b>Total não circulante</b>	<b>432.065</b>	<b>341.793</b>
<b>Totais impostos e contribuições a recuperar</b>	<b>675.641</b>	<b>720.287</b>

- (a) A Companhia possui um ativo referente a PIS/COFINS a recuperar de R\$ 509.196 (R\$ 551.943 em 31 de dezembro de 2023), líquido de compensação com impostos federais, após publicação do Acórdão do julgamento do Recurso extraordinário julgado pelo Supremo Tribunal Federal (STF), e suportado pelo trânsito e julgado da ação, conforme nota explicativa nº 19 – PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores. Este saldo será realizado mediante compensação dos seguintes tributos federais: PIS e COFINS e retenções federais.

## 9 Partes relacionadas

Em 30 de junho de 2024 e 31 de dezembro de 2023, a Companhia possui transações com partes relacionadas, principalmente dos contratos de compartilhamentos, prestação de serviços, compra e venda de imobilizado, entre outros, com as companhias descritas abaixo:

		30/06/2024		31/12/2023		30/06/2023	
		Ativo (Passivo)	Efeito no resultado (Despesa)	Ativo (Passivo)	Efeito no resultado (Despesa)	Ativo (Passivo)	Efeito no resultado (Despesa)
<b>Outras contas a receber</b>							
<b>Entidade é membro do mesmo grupo econômico</b>							
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	(a)	575	1.524	1.228	3.519		
Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.	(a)	754	2.032	3.080	4.900		
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	(a)	219	596	513	1.471		
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(a)	361	985	856	2.453		
Companhia de Eletricidade do Amapá	(a)	67	161	95	272		
Equatorial Transmissora 1 SPE S.A.	(a)	6	13	9	25		
Equatorial Transmissora 2 SPE S.A.	(a)	6	12	9	24		
Equatorial Transmissora 3 SPE S.A.	(a)	9	18	13	36		
Equatorial Transmissora 4 SPE S.A.	(a)	14	30	21	59		
Equatorial Transmissora 5 SPE S.A.	(a)	7	14	10	27		
Equatorial Transmissora 6 SPE S.A.	(a)	7	15	11	30		
Equatorial Transmissora 7 SPE S.A.	(a)	8	16	11	32		
Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.	(a)	11	23	15	44		
Integração Transmissora de Energia S.A. – INTESA		-	-	14	40		
<b>Total</b>		<b>2.044</b>	<b>5.439</b>	<b>5.885</b>	<b>12.932</b>		
<b>Outros créditos a receber - Intercompany</b>							
<b>Entidade é membro do mesmo grupo econômico</b>							
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	(b)	-	-	2	-		
Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.	(b)	319	-	3.810	-		
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	(b)	-	-	729	-		
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(b)	-	-	456	-		
Equatorial Goiás Distribuidora de Energia S.A.	(b)	-	-	255	-		
<b>Total</b>		<b>319</b>	<b>-</b>	<b>5.252</b>	<b>-</b>		
<b>Fornecedores</b>							
<b>Entidade é membro do mesmo grupo econômico</b>							
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	(c)	(250)	-	(424)	-		
Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.	(c)	-	-	(80)	-		
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(c)	-	-	(231)	-		
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	(c)	(698)	-	(116)	-		
Equatorial Goiás Distribuidora de Energia S.A.	(c)	(1.595)	-	-	-		
Companhia de Eletricidade do Amapá	(c)	(4)	-	(12)	-		
Equatorial Transmissora 1 SPE S.A.	(e)	(126)	(828)	(221)	(816)		
Equatorial Transmissora 2 SPE S.A.	(e)	(191)	(866)	(201)	(737)		
Equatorial Transmissora 3 SPE S.A.	(e)	(283)	(1.284)	(307)	(1.043)		
Equatorial Transmissora 4 SPE S.A.	(e)	(499)	(2.264)	(524)	(1.946)		
Equatorial Transmissora 5 SPE S.A.	(e)	(232)	(1.051)	(243)	(897)		
Equatorial Transmissora 6 SPE S.A.	(e)	(287)	(1.303)	(302)	(1.107)		
Equatorial Transmissora 7 SPE S.A.	(e)	(197)	(879)	(193)	(784)		
Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.	(e)	(338)	(1.526)	(348)	(1.233)		
Integração Transmissora de Energia S.A. – INTESA	(e)	-	-	(216)	(1.418)		
Instituto Equatorial	(f)	(3.008)	(5.198)	(11.304)	-		
Equatorial Serviços	(g)	(5.393)	(16.208)	(5.931)	(12.211)		
Equatorial Telecomunicações	(d)	(532)	(1.829)	(575)	(503)		
<b>Total</b>		<b>(13.633)</b>	<b>(33.236)</b>	<b>(21.228)</b>	<b>(22.695)</b>		

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de junho de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

<b>Outras contas a pagar</b>					
<b>Entidade é membro do mesmo grupo econômico</b>					
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	(a)	(3.557)	(8.227)	(4.857)	(8.653)
Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.	(a)	(1.878)	(3.606)	(683)	(4.813)
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(a)	(596)	(1.202)	(573)	(1.236)
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	(a)	(513)	(1.248)	(585)	(1.636)
Companhia de Eletricidade do Amapá.	(a)	(97)	(254)	(138)	(52)
Equatorial Transmissora 1 SPE S.A.	(a)	(2)	(5)	(3)	-
Equatorial Transmissora 2 SPE S.A.	(a)	(6)	(16)	(7)	(8)
Equatorial Transmissora 3 SPE S.A.	(a)	(1)	(2)	(1)	-
Equatorial Transmissora 4 SPE S.A.	(a)	(108)	(257)	(138)	(74)
Equatorial Transmissora 5 SPE S.A.	(a)	(2)	(6)	(4)	-
Equatorial Transmissora 6 SPE S.A.	(a)	(1)	(2)	(1)	-
Equatorial Transmissora 7 SPE S.A.	(a)	(1)	(9)	(9)	(1)
Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.	(a)	(6)	(13)	(6)	(2)
Integração Transmissora de Energia S.A. – INTESA		-	-	(26)	(10)
<b>Controladora indireta</b>					
Equatorial Energia	(h)	(28.683)	(21.044)	(10.878)	(16.842)
<b>Entidade é plano de benefício pós-emprego</b>					
Equatorial Energia Fundação de Previdência – EQTPREV		-	(82)	-	-
<b>Total</b>		<b>(35.451)</b>	<b>(35.973)</b>	<b>(17.909)</b>	<b>(33.327)</b>

<b>Investimentos em serviço – (bens em comodato)</b>	<b>30/06/2024</b>		<b>31/12/2023</b>	
	<b>Ativo</b>	<b>Passivo</b>	<b>Ativo</b>	<b>Passivo</b>
<b>Entidade é membro do mesmo grupo econômico</b>				
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	(i)	-	205	(205)
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(j)	114	118	(118)

- (a) Valores referentes aos contratos de compartilhamento que abrangem os contratos de infraestrutura relacionados ao uso do sistema de transmissão e recursos humanos, após validação dos cálculos pelo órgão regulador ANEEL;
- (b) Os valores são provenientes da venda de materiais;
- (c) Os valores são provenientes da compra de materiais;
- (d) Saldos referentes a serviços de fornecimento de internet pela Equatorial Telecomunicações S.A.;
- (e) Valores referem-se a serviços prestados pelas transmissoras de energia, por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST);
- (f) Os valores com o Instituto Equatorial referem-se a projetos de P&D e PEE, de gestão corporativa;
- (g) Os valores com a Equatorial Serviços S.A. são provenientes do contrato de *call center*, administrativos e despesas incorridas, com prazo de duração indeterminados;
- (h) Em 16 de setembro de 2022, foi assinado Instrumento Particular de Remuneração pela Prestação de Garantia Corporativa (fiança/aval), entre a CEEE-D (Contratante) e a Equatorial Energia S.A. (Contratada), com o objetivo de remunerar as garantias prestadas sob forma de fiança/aval em contratos. A prestação da garantia, terá uma remuneração equivalente a 1% (um por cento) ao ano, pro rata, incidente sobre o saldo devedor do título ou contrato garantido;
- (i) Relação de ativos cedidos em comodato, da Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A. para a CEEE-D, de forma não onerosa pelo prazo de 12 (doze) meses conforme descrito no Termo de Comodato e cuja devolução ocorreu em 2024; e
- (j) Relação de ativos cedidos em comodato, da Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A. para a CEEE-D, de forma não onerosa pelo prazo de 24 (vinte e quatro) meses conforme descrito no Termo de Comodato, podendo sua devolução acontecer antes a critério das partes.

## 9.1 Remuneração de pessoal-chave da Administração

O pessoal-chave da Administração, Conselho de Administração, o Presidente e Diretores, incluindo o Conselho Fiscal e Comitê de Auditoria. A remuneração anual total foi fixada em até R\$ 5.400 (R\$ 5.200 em 31 de dezembro de 2023), conforme Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, realizada em 29 de abril de 2024.

Os diretores da Companhia não mantêm nenhuma operação de empréstimos, adiantamentos e outros com a Companhia, além dos seus serviços normais.

Em 30 de junho de 2024 e 31 de dezembro de 2023, a Companhia não possui para suas pessoas chave da Administração remuneração nas categorias de: a) benefícios de rescisão de contrato de trabalho; e b) remuneração baseada em ações.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de junho de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

Os benefícios pós-empregos estão descritos na nota explicativa nº 25 – Benefício pós-emprego e referem-se aos planos de benefícios de aposentadoria e pensão com o objetivo de complementar e suplementar os benefícios pagos pelo sistema oficial da previdência social. Os diretores executivos possuem o benefício de plano de Pagamento Baseado em Ações. As datas de vencimento e os preços de exercício das opções de compra de ações pelos diretores executivos e detalhes adicionais do plano estão apresentados na nota explicativa nº 20.2 – Plano de opção de compra de ações.

Proporção de cada elemento na remuneração total paga, referente ao período findo em 30 de junho de 2024:

	30/06/2024	%
<b>Remuneração fixa anual</b>	<b>1.180</b>	<b>55%</b>
Salário ou Pró-labore	1.154	54%
Benefícios diretos e indiretos	26	1%
<b>Remuneração variável</b>	<b>863</b>	<b>40%</b>
<b>Remuneração baseada em ações</b>	<b>115</b>	<b>5%</b>
<b>Valor total da remuneração por órgão</b>	<b>2.158</b>	<b>100%</b>

## 9.2 Garantias

A Equatorial Energia S.A., controladora indireta da Companhia, presta garantia como avalista ou fiadora da Companhia, com ônus<sup>(\*)</sup>, nos contratos de empréstimos, financiamento, debêntures e sem ônus nas apólices de seguros, conforme abaixo listados:

Instituição	Valor contratado (*)	% do aval	Início	Término	Valor liberado	30/06/2024 (a)
<i>Sumitomo Mitsui Banking</i>	250.000	100	13/08/2021	13/08/2024	250.000	266.939
1ª Emissão de Debêntures 1ª Série	1.200.000	100	19/08/2021	15/08/2026	1.200.000	932.622
1ª Emissão de Debêntures 2ª Série	300.000	100	19/08/2021	15/09/2029	300.000	363.476
1ª Nota Comercial	400.000	100	17/10/2022	14/10/2027	400.000	409.486
2ª Emissão de Debêntures 1ª Série	250.000	100	23/12/2022	15/12/2029	250.000	269.913
<i>Citibank</i>	583.800	100	30/06/2023	27/01/2027	583.800	687.096
<i>Bank of America</i>	233.760	100	06/07/2023	29/01/2027	233.760	278.183
3ª Emissão de Debêntures Série Única	180.000	100	09/08/2023	15/07/2030	180.000	192.828
BNDES 21/22/23	200.000	100	27/09/2023	15/12/2036	200.000	195.173
4ª Emissão de Debêntures Série Única	1.000.000	100	20/12/2023	11/12/2029	1.000.000	1.002.572
5ª Emissão de Debêntures Série Única	250.000	100	19/06/2024	15/05/2036	250.000	241.156
Apólices de Seguros	420.691	100	31/07/2021	30/04/2029	N/A	N/A
<b>Total</b>	<b>5.268.251</b>				<b>4.847.560</b>	<b>4.839.444</b>

(\*) Referente a remuneração dos avalistas em 1% a.a. sobre o saldo devedor.

(a) Os valores atualizados de debêntures, empréstimos e financiamentos, estão líquidos de custo de captação.

## 10 Ativo financeiro da concessão

A movimentação dos saldos referentes ao ativo financeiro da concessão está conforme a seguir demonstrada:

	31/12/2023	Atualização do ativo financeiro (a)	Transferência - Ativos de contrato (b)	Baixas (d)	30/06/2024
Ativo financeiro	787.369	17.962	50.461	(1.195)	854.597
Obrigações especiais (c)	(177.973)	(3.719)	-	-	(181.692)
<b>Total ativo financeiro da concessão</b>	<b>609.396</b>	<b>14.243</b>	<b>50.461</b>	<b>(1.195)</b>	<b>672.905</b>

- Visando a melhor estimativa da indenização ao final da concessão, o ativo financeiro é revisado mensalmente, considerando a atualização pelo IPCA, por ser este um dos principais critérios de atualização anual utilizados pelo regulador nos processos de reajuste tarifário. Maiores informações na nota explicativa nº 21 – Receita operacional líquida;
- Correspondem às transferências (bifurcação) dos ativos de contrato para o ativo financeiro da concessão;
- Obrigações especiais representam substancialmente recursos da União Federal, dos Estados e dos Municípios e pela participação de consumidores, vinculados à realização de investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica; e
- Valores correspondentes as baixas dos ativos vinculados a infraestrutura.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de junho de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

A concessão da Companhia não é onerosa, desta forma, não há obrigações financeiras fixas e pagamentos a serem realizados ao poder concedente.

## 11 Intangível

O ativo intangível está constituído conforme a seguir demonstrado:

		30/06/2024			
	Taxas anuais médias ponderadas de amortização (%)	Custo	Amortização	(-) Obrigações vinculadas à concessão	Valor líquido
Em serviço	4,11%	4.844.562	(2.342.798)	(186.775)	2.314.989
Total		4.844.562	(2.342.798)	(186.775)	2.314.989

		31/12/2023			
	Taxas anuais médias ponderadas de amortização (%)	Custo	Amortização	(-) Obrigações vinculadas à concessão	Valor líquido
Em serviço	4,11%	4.661.243	(2.285.165)	(187.364)	2.188.714
Total		4.661.243	(2.285.165)	(187.364)	2.188.714

O ativo intangível é composto pelo direito de uso dos bens vinculados ao contrato de serviço de concessão amortizáveis pela vida útil do bem e limitados à data do contrato de concessão até julho de 2045, conforme ICPC 01(R1)/IFRIC 12 – Contratos de concessão.

### 11.1 Movimentação do ativo intangível

	31/12/2023	Adições	Baixas (c)	Transferências Ativo de contrato (a)	30/06/2024
Em serviço	4.661.243	-	(24.932)	208.251	4.844.562
(-) Amortização	(2.285.165)	(74.660)	17.027	-	(2.342.798)
Total em serviço	2.376.078	(74.660)	(7.905)	208.251	2.501.764
Obrigações especiais (b)	(293.504)	-	-	(4.848)	(298.352)
(-) Amortização	106.140	5.437	-	-	111.577
Total em obrigações especiais	(187.364)	5.437	-	(4.848)	(186.775)
Total	2.188.714	(69.223)	(7.905)	203.403	2.314.989

- (a) Correspondem às transferências (bifurcação) dos ativos de contrato para o intangível em serviço e ativo financeiro da concessão;
- (b) Obrigações especiais representam substancialmente recursos da União Federal, dos Estados e dos Municípios e pela participação de consumidores, vinculados à realização de investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica; e
- (c) O montante de R\$ 24.932 refere-se à baixa de bens desativados que, em decorrência do fim da sua vida útil, a Companhia não tem expectativa de obter benefícios econômicos futuros pela utilização ou alienação desses bens.

### 11.2 Avaliação de *impairment*

A Companhia realizou o teste de valor recuperável em 31 de dezembro de 2023 e considerou, entre outros fatores, a existência de prejuízos acumulados, quando efetuou revisão para identificar indicativos de perda por redução ao valor recuperável. Como resultado dessa análise, a Administração concluiu sobre a não necessidade de reconhecimento de provisão para redução ao valor recuperável. A revisão é realizada anualmente, na mesma data-base.

A Companhia vem acompanhando os indicativos de perda por redução ao valor recuperável desde a última análise no exercício anterior e, para o período findo em 30 de junho de 2024, não foram identificadas situações que exigissem novas análises.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de junho de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 12 Ativos de contrato

A movimentação dos ativos de contrato está conforme a seguir demonstrado:

	31/12/2023	Adições (c)	Transferências (b)		30/06/2024
			Ativo intangível	Ativo financeiro	
Ativos de contrato	1.265.564	404.427	(208.251)	(50.461)	1.411.279
(-) Provisão para perda de estoque	(110.465)	(64.535)	-	-	(175.000)
Obrigações especiais (a)	(93.552)	(4.848)	4.848	-	(93.552)
<b>Total</b>	<b>1.061.547</b>	<b>335.044</b>	<b>(203.403)</b>	<b>(50.461)</b>	<b>1.142.727</b>

- (a) Obrigações especiais representam, substancialmente, recursos da União Federal, dos Estados e dos Municípios e pela participação de consumidores, vinculados à realização de investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica;
- (b) Correspondem às transferências (bifurcação) dos ativos de contrato para o intangível em serviço e ativo financeiro da concessão; e
- (c) O montante de R\$ 335.044 refere-se às adições líquidas dos ativos de contrato reconhecidas no período. Deste total, R\$ 352,652 impactaram o Caixa da Companhia e, conforme nota explicativa nº 27.1 – Transações que não afetam caixa, R\$ 13.543 refere-se às adições em contrapartida de fornecedores, R\$ 27.235 refere-se às adições em contrapartida de obrigações sociais e trabalhistas, R\$ 6.149 refere-se à capitalização de juros de empréstimos ligados à aquisição ou construção de ativos qualificáveis de acordo com as regras do CPC 20 (R1) - Custos de Empréstimos, ver informações na nota explicativa nº 14 – Empréstimos e financiamentos; e R\$ 64.535 refere-se a provisão para perda de estoque. Do total provisionado para perdas de estoques, R\$ 26.681 referem-se a materiais elétricos avariados resultado dos eventos climáticos e R\$ 7.234 refere-se a materiais não elétricos, vê nota explicativa nº 1.2 – Eventos Climáticos.

A Companhia avaliou e concluiu como baixo o risco de não recebimento e perda associada aos ativos de contrato, pois os mesmos serão remunerados, a partir da entrada em serviço, (i) por meio do incremento da tarifa cobrada dos clientes, através dos ciclos de Revisão Tarifária Periódica, compondo a receita de tarifa faturada aos consumidores, ou ainda (ii) pelo direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro do Poder Concedente, a título de indenização pela reversão da infraestrutura do serviço público. Dessa forma, não foi identificado nenhum indicativo de perda ao valor recuperável do ativo, e, conseqüentemente, nenhuma provisão foi constituída no período, findo em 30 de junho de 2024 e 31 de dezembro de 2023. Os valores dos bens em construção estão sujeitos à fiscalização da ANEEL.

## 13 Fornecedores

	30/06/2024	31/12/2023
Suprimento de energia elétrica (a)	271.547	356.151
Encargos de uso da rede elétrica	188.178	109.133
Materiais e serviços	144.650	103.995
Partes relacionadas – nota explicativa nº 9	13.633	21.228
<b>Total</b>	<b>618.008</b>	<b>590.507</b>

- a) O saldo de 30 de junho de 2024 teve uma redução de R\$ 84.604 em relação a 31 de dezembro de 2023. Os menores custos das operações com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE referentes ao efeito disponibilidade, efeito da contratação de cotas de garantia e exposição financeira que são valoradas ao PLD tiveram impacto de R\$ 48.476 e a rescisão com os contratos antigos de Compra de Energia impactaram em R\$ 36.129.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de junho de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 13.1 Fornecedores – Risco sacado

A Companhia, em consonância com as melhores práticas de governança e transparência, visando atender às sugestões emitidas pela Superintendência de Normas Contábeis e de Auditoria (SNC) e pela Superintendência de Relações com Empresas (SEP) da CVM, no Ofício Circular 01/22 e anteriores, decidiu apresentar de forma segregada do saldo de Fornecedores (nota explicativa nº 13) os valores relacionados às operações de risco sacado, apesar de manter a essência de uma transação mercantil.

A Companhia possui operação de risco sacado com seus fornecedores, com a participação de uma instituição financeira (atualmente através de um FIDC), onde o fornecedor tem a opção de antecipar seus recebíveis relacionados às compras de bens e serviços realizadas pela Companhia. Ressalta-se que não existe extensão do prazo. A Companhia não possui operações de risco sacado com saldo vencido e o fechamento da operação entre a instituição financeira e o fornecedor fica a livre critério deste último, sem participação da Companhia.

Em 30 de junho de 2024 e 31 de dezembro de 2023, a Companhia apresentou R\$ 15.636 e R\$ 32.853, respectivamente, em valores de fornecedores – risco sacado, os quais possuem um prazo médio de liquidação de 70 dias em 30 de junho de 2024 (49 dias em 31 de dezembro de 2023).

## 14 Empréstimos e financiamentos

### 14.1 Composição do saldo

	Custo da dívida(% a.a.)	Garantias	30/06/2024			31/12/2023		
			Circulante	Não Circulante	Total	Circulante	Não Circulante	Total
<b>Moeda estrangeira (US\$)</b>								
Bank Of America (BOFA) (a)	CDI + 1,8475%	Aval/Fiança	17.591	260.592	278.183	7.705	232.166	239.871
Sumitomo Mitsui Banking Corporation (SMBC) (a)	CDI + 1,45%	Aval/Fiança	266.939	-	266.939	234.023	-	234.023
Banco Citibank (a)	CDI + 1,85%	Aval/Fiança	24.348	662.748	687.096	22.451	580.956	603.407
<b>Total moeda estrangeira US\$</b>			<b>308.878</b>	<b>923.340</b>	<b>1.232.218</b>	<b>264.179</b>	<b>813.122</b>	<b>1.077.301</b>
<b>Moeda nacional</b>								
Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)	IPCA + 7,38%	Aval/Fiança +Conta reserva + Recebíveis	16.434	183.164	199.598	18.489	186.069	204.558
Nota Comercial	CDI + 1,40%	Aval/Fiança	9.486	400.000	409.486	10.566	400.000	410.566
<b>Subtotal</b>			<b>25.920</b>	<b>583.164</b>	<b>609.084</b>	<b>29.055</b>	<b>586.069</b>	<b>615.124</b>
Custo de captação			(354)	(4.071)	(4.425)	(355)	(4.247)	(4.602)
Total moeda nacional			<b>25.566</b>	<b>579.093</b>	<b>604.659</b>	<b>28.700</b>	<b>581.822</b>	<b>610.522</b>
<b>Total empréstimos e financiamentos</b>			<b>334.444</b>	<b>1.502.433</b>	<b>1.836.877</b>	<b>292.879</b>	<b>1.394.944</b>	<b>1.687.823</b>

(a) Considera-se no custo da dívida do *Bank Of America, Sumitomo Mitsui Banking Corporation e Banco Citibank*, o custo da ponta passiva do *swap*.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de junho de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 14.2 Movimentação de empréstimos e financiamentos

A movimentação da conta de empréstimos e financiamentos está conforme a seguir demonstrada:

	Moeda nacional		Moeda estrangeira (US\$)		Total
	Passivo circulante	Passivo não circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2023</b>	28.700	581.822	264.179	813.122	1.687.823
Ingressos	-	-	-	-	-
Encargos	30.822	-	37.392	-	68.214
Variação monetária e cambial	760	4.618	32.675	110.218	148.271
Transferências	7.347	(7.347)	-	-	-
Amortizações de principal	(7.863)	-	-	-	(7.863)
Pagamentos de juros	(34.377)	-	(25.368)	-	(59.745)
Custo de captação (a)	177	-	-	-	177
<b>Saldos em 30 de junho de 2024</b>	<b>25.566</b>	<b>579.093</b>	<b>308.878</b>	<b>923.340</b>	<b>1.836.877</b>

(a) Refere-se a movimentação do custo de transação/captação, quando positivo significa amortização e quando negativo adição.

## 14.3 Cronograma de amortização da dívida

Em 30 de junho de 2024, as parcelas relativas aos empréstimos e financiamentos apresentavam os seguintes vencimentos:

Vencimento	30/06/2024	
	Valor	%
<b>Circulante</b>	<b>334.444</b>	<b>18%</b>
2025	7.964	0%
2026	82.202	4%
2027	1.272.993	69%
2028	15.927	1%
Até 2036	127.418	7%
<b>Subtotal</b>	<b>1.506.504</b>	<b>82%</b>
Custo de captação (não circulante)	(4.071)	0%
<b>Não circulante</b>	<b>1.502.433</b>	<b>82%</b>
<b>Total</b>	<b>1.836.877</b>	<b>100%</b>

## 14.4 Covenants dos empréstimos e financiamentos

Os empréstimos e financiamentos contratados pela Companhia possuem garantias fidejussórias e *covenants* não financeiros e financeiros (apurados por seu controlador final, Equatorial Energia), cujo não cumprimento durante o período de apuração, poderá acarretar o vencimento antecipado dos contratos.

Abaixo estão apresentados os *covenants* financeiros presentes nos contratos de empréstimos e financiamentos da Companhia:

<b>Covenants Empréstimos</b>	<b>Bank of America</b>	<b>Sumitomo</b>	<b>Nota Comercial</b>	<b>Citibank</b>
1º Dívida líquida/EBITDA: <= 4,5	3,2	3,2	3,2	3,2

Os indicadores acima obedecem fidedignamente aos conceitos de dívida líquida contratual e EBITDA contratual, conforme conceitos acordados e expressos nos documentos contratuais. Estas informações visam unicamente dar conhecimento acerca dos indicadores apurados em conformidade com as definições acordadas.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de junho de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

No período findo em 30 de junho de 2024, a Companhia manteve-se em cumprimento de todas as obrigações e dentro dos limites estipulados nesses contratos.

Adicionalmente aos indicadores mencionados acima, a Companhia possui *covenants* financeiros junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) cuja apuração é anual, sujeito a relatório de asseguração limitada por auditoria independente, que deve ser entregue até 31 de maio do ano subsequente, portanto, após a divulgação das demonstrações contábeis da Companhia. No período findo em 30 de junho de 2024, a Companhia manteve-se em cumprimento de todas as obrigações e dentro dos limites estipulados nos contratos.

## 15 Debêntures

### 15.1 Movimentação de debêntures

A movimentação das debêntures do período está conforme a seguir demonstrada:

	<u>Passivo circulante</u>	<u>Passivo não circulante</u>	<u>Total</u>
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2023</b>	<u>359.257</u>	<u>2.380.295</u>	<u>2.739.552</u>
Ingressos	-	250.000	250.000
Encargos	139.475	-	139.475
Transferências	(1.577)	1.577	-
Pagamento de juros	(141.156)	-	(141.156)
Variação monetária e cambial	-	23.455	23.455
Custo de captação (a)	958	(9.717)	(8.759)
<b>Saldos em 30 de junho de 2024</b>	<u><u>356.957</u></u>	<u><u>2.645.610</u></u>	<u><u>3.002.567</u></u>

(a) Refere-se a movimentação do custo de transação/captação, quando positivo significa amortização e quando negativo adição.

### 15.2 Ingressos

<u>Emissão</u>	<u>Ingresso</u>	<u>Data do Ingresso</u>	<u>Pagamento de Juros</u>	<u>Amortização</u>	<u>Destinação de Recurso</u>	<u>Encargo Financeiro (a.a.)</u>	<u>Taxa Efetiva com Derivativo (a.a.)</u>
5ª Emissão Debêntures - Série Única	250.000	jun-24	Semestral	Anual após carência	Investimento	IPCA + 6,5596%	CDI + 0,29%

### 15.3 Cronograma de amortização da dívida

As parcelas relativas às debêntures e os seus vencimentos estão programados conforme descrito a seguir:

	<u>30/06/2024</u>	
	<u>Valor</u>	<u>%</u>
<b>Vencimento</b>		
<b>Circulante</b>	<u>356.957</u>	<u>12%</u>
2025	300.000	10%
2026	300.000	10%
2027	200.000	7%
2028	578.219	19%
Até 2036	<u>1.285.291</u>	<u>43%</u>
<b>Subtotal</b>	<u>2.663.510</u>	<u>89%</u>
Custo de captação (Não circulante)	(17.900)	(1)%
Total Não circulante	<u>2.645.610</u>	<u>88%</u>
<b>Total debêntures</b>	<u><u>3.002.567</u></u>	<u><u>100%</u></u>

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de junho de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 15.4 Características das debêntures

Emissão	Característica	Série	Garantias	Valor da Emissão	Custo Nominal	Data da Emissão	Venc. Final	Passivo circulante	Passivo não circulante	30/06/2024
										Saldo líquido do custo de captação
1ª	(1)/(3)/(4)/(6)	1ª	Aval/Fiança	1.200.000	CDI + 1,5% a.a.	ago/21	ago/26	338.049	594.573	932.622
1ª (a)	(1)/(3)/(4)/(5)/(6)	2ª	Aval/Fiança	300.000	IPCA + 5,4% a.a.	ago/21	set/29	7.038	356.438	363.476
2ª (b)	(1)/(3)/(4)/(5)/(6)	1ª	Aval/Fiança	250.000	CDI + 1,08% a.a.	dez/22	dez/29	665	269.248	269.913
3ª	(1)/(3)/(4)/(5)/(6)	Única	Aval/Fiança	180.000	IPCA + 6,50% a.a.	ago/23	jul/30	5.415	187.413	192.828
4ª	(1)/(3)/(4)/(6)	Única	Aval/Fiança	1.000.000	CDI + 1,65% a.a.	dez/23	dez/29	5.349	997.223	1.002.572
5ª (b)	(1)/(3)/(4)/(5)/(6)	Única	Aval/Fiança	250.000	CDI + 0,29% a.a.	jun/24	mai/36	441	240.715	241.156
								<b>356.957</b>	<b>2.645.610</b>	<b>3.002.567</b>

- (1) Emissão pública de debêntures simples  
(3) Não conversíveis em ações  
(4) Espécie Quirografia  
(5) Debêntures Incentivadas  
(6) Garantia Fidejussória

- (a) A totalidade dos recursos obtidos foram aplicados em conformidade com a escritura; e  
(b) Considera-se no custo da 2ª Debêntures, 1ª série e 5ª Debêntures, série única, o custo da ponta passiva do swap.

## 15.5 Covenants das debêntures

As debêntures contratadas pela Companhia possuem garantias reais e *covenants* não financeiros e financeiros (apurados por seu controlador final, Equatorial Energia), cujo não cumprimento durante o período de apuração, poderá acarretar o vencimento antecipado dos contratos.

Abaixo estão apresentados os *covenants* financeiros presentes nos contratos de debêntures da Companhia:

<i>Covenants</i> debêntures	1ª debêntures	2ª debêntures	3ª debêntures	4ª debêntures	5ª debêntures
1ª Dívida Líquida/EBITDA: <= 4,5	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2

Os indicadores acima, obedecem fidedignamente aos conceitos de dívida líquida contratual e EBITDA contratual, conforme conceitos acordados e expressos nos documentos contratuais. Estas informações visam unicamente dar conhecimento acerca dos indicadores apurados em conformidade com as definições ora acordadas.

No período findo em 30 de junho de 2024, a Companhia manteve-se em cumprimento de todas as obrigações e dentro dos limites estipulados nos contratos.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de junho de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 16 Impostos e contribuições a recolher

	<u>30/06/2024</u>	<u>31/12/2023</u>
<b>Circulante</b>		
ICMS	17.167	30.103
ICMS parcelamento (a)	108.977	105.990
PIS e COFINS	44.117	132.312
Parcelamento Federal	12.577	942
ISS	3.844	4.135
Outros	47.246	9.113
<b>Subtotal</b>	<u>233.928</u>	<u>282.595</u>
<b>Não circulante</b>		
ICMS parcelamento (a)	2.569.853	2.522.099
Parcelamento Federal	33.548	-
<b>Subtotal</b>	<u>2.603.401</u>	<u>2.522.099</u>
<b>Total</b>	<u>2.837.329</u>	<u>2.804.694</u>

- (a) De acordo com o Instrumento Particular de Assunção de Obrigação de Pagamento de Dívidas e Outras Avenças, assinado em 07 de dezembro de 2020, a CEEE-D cedeu e transferiu à sua controladora, a CEEE-Par, a assunção da obrigação do débito tributário relativo a ICMS, no montante de R\$ 2.678.830. A operação se deu mediante capitalização pela CEEE-Par, na CEEE-D, dos créditos decorrentes dessa obrigação, que em decorrência da assunção da obrigação de pagamento, será considerado integralmente quitado no montante anteriormente considerado. Do saldo remanescente, R\$ 65.782, refere-se a parcelamentos ordinários, e R\$ 2.613.048 refere-se ao parcelamento realizado junto à Secretaria da Fazenda do Estado do Rio Grande do Sul – SEFAZ/RS, nos termos do Decreto nº 55.577/2020 (Programa “REFAZ Energia Elétrica”), cujo pagamento foi dividido em 180 parcelas atualizadas mensalmente pela taxa SELIC e, conforme previsto no inciso IV do art. 4º, há possibilidade de redução de 60% dos juros e multa condicionada a quitação total ou parcial do débito. Os descontos possíveis estão demonstrados na tabela abaixo:

	<u>Parcelamentos sem descontos</u>	<u>Descontos</u>	<u>Parcelamentos com descontos</u>
Principal	1.473.160	-	1.473.160
Multa	392.120	(235.272)	156.848
Juros	747.768	(448.661)	299.107
<b>Total</b>	<u>2.613.048</u>	<u>(683.933)</u>	<u>1.929.115</u>

### Expectativa de ICMS parcelamento a recolher

	<u>30/06/2024</u>	
	<u>Valor</u>	<u>%</u>
Circulante	<u>108.977</u>	<u>4%</u>
2025	59.484	2%
2026	122.504	5%
2027	106.059	4%
Após 2027	<u>2.281.806</u>	<u>85%</u>
Não circulante	<u>2.569.853</u>	<u>96%</u>
<b>Total</b>	<u>2.678.830</u>	<u>100%</u>

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de junho de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 17 Impostos de renda e contribuição social correntes e diferidos

### 17.1 Conciliação da despesa com imposto de renda e contribuição social

A conciliação da despesa calculada pela aplicação das alíquotas fiscais e da despesa do imposto de renda pessoa jurídica (IRPJ) e da contribuição social sobre lucro líquido (CSLL) debitada em resultado, nos períodos findos em 30 de junho de 2024 e 2023, está demonstrada a seguir:

	30/06/2024		30/06/2023	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
(Prejuízo) lucro antes do IRPJ e da CSLL	(231.979)	(231.979)	(118.461)	(118.461)
Alíquota fiscal	25%	9%	25%	9%
Pela alíquota fiscal	(57.995)	(20.878)	(29.615)	(10.661)
<b>Adições:</b>				
Provisão para riscos judiciais	36.335	13.081	40.909	14.727
PECLD	52.899	19.044	19.824	7.137
Ajuste a valor presente	892	321	-	-
Variação de <i>Swap</i>	-	-	15.091	5.433
Provisão para perda de estoque	16.154	5.815	-	-
Atualização do ativo financeiro – VNR	930	335	198	71
Custo de Construção – CPC 47/IFRS 15	11	4	135	49
Atuarial	1.487	535	-	-
Arrendamentos – CPC06 (R2)/IFRS 16	42	15	261	94
Variação cambial	-	-	2.428	874
Outras provisões permanentes	-	12	-	-
Outras provisões	-	-	4.742	1.666
<b>Total adições</b>	<b>108.750</b>	<b>39.162</b>	<b>83.588</b>	<b>30.051</b>
<b>Exclusões:</b>				
Reversão de provisão para riscos judiciais	(27.242)	(9.807)	(26.682)	(9.606)
PECLD	(32.761)	(11.794)	(6.955)	(2.504)
Variação de <i>Swap</i>	(38.638)	(13.910)	(7.645)	(2.752)
Provisão para participação nos lucros	(424)	(153)	-	-
Ajuste a valor presente	(2.738)	(986)	(4.579)	(1.648)
Valor Novo de Reposição – VNR	(4.490)	(1.617)	(2.704)	(973)
Variação Cambial	-	-	(12.470)	(4.489)
Receita de Construção – CPC 47/IFRS 15	(22)	(8)	-	-
Arrendamentos – CPC 06 (R2)/IFRS 16	-	-	(109)	(39)
Reversão para perda de estoque	-	-	(9.071)	(3.266)
Outras provisões não dedutíveis	(362)	(136)	-	-
Outras exclusões temporárias	-	-	(9.303)	(3.349)
Outras provisões permanentes	(17.800)	(6.381)	(1.219)	(439)
<b>Total exclusões</b>	<b>(124.477)</b>	<b>(44.792)</b>	<b>(80.737)</b>	<b>(29.065)</b>
IRPJ e CSLL diferido no resultado do período (a)	36.021	12.968	-	-
<b>Total de IRPJ e CSLL no resultado do período</b>	<b>36.021</b>	<b>12.968</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

- (a) A Companhia aderiu ao parcelamento da auto regularização incentivada, instituído pela Lei nº 14.740, de 29 de novembro de 2023. Este programa oferece condições especiais para regularização de pendências tributárias, permitindo à Companhia quitar seus débitos de forma parcelada e com benefícios fiscais. A Companhia optou por utilizar o crédito prejuízo fiscal e base negativa para abatimento de 50% no parcelamento de outros tributos federais conforme estabelecido pela Lei.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de junho de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 17.2 Impostos diferidos não reconhecidos

A Companhia não constituiu impostos diferidos sobre base negativa e prejuízos fiscais pois está em fase de afirmação do período de *turnaround* e, conseqüentemente, aguardando a confirmação das projeções elaboradas pela Administração em relação a expectativa de lucros futuros tributáveis.

Em 30 de junho de 2024, a Companhia apresentou o saldo de R\$ 2.699.690 (R\$ 2.645.637 em 31 de dezembro de 2023) a realizar de impostos diferidos sobre diferenças temporárias, prejuízo fiscais e base negativa de contribuição social.

	30/06/2024		31/12/2023	
	Valor	Efeito Tributário	Valor	Efeito Tributário
Prejuízos fiscais acumulados	7.588.047	1.897.012	7.437.242	1.859.311
Base negativa de CSLL	7.591.043	683.194	7.440.608	669.655
Diferenças temporárias	351.424	119.484	343.151	116.671
<b>Total</b>	<b>15.530.514</b>	<b>2.699.690</b>	15.221.001	2.645.637

Não há prazo de validade para uso dos saldos de prejuízos fiscais e bases negativas, porém, o uso desses prejuízos acumulados de anos anteriores é limitado a 30% dos lucros anuais.

## 18 Provisão para riscos judiciais e depósitos judiciais

A Companhia é parte (polo passivo) em ações judiciais e processos administrativos perante tribunais e órgãos governamentais, decorrentes do curso normal das suas operações, envolvendo questões fiscais, trabalhistas, aspectos cíveis e outros assuntos. A Administração, com base em informações de seus assessores jurídicos, análise das demandas judiciais pendentes e, quanto às ações trabalhistas, com base nas experiências anteriores referentes às quantias reivindicadas, constituiu provisão em montante considerado suficiente para cobrir as prováveis perdas estimadas com as ações em curso, conforme a seguir demonstrado:

	30/06/2024		31/12/2023	
	Provisão	Depósitos Judiciais	Provisão	Depósitos Judiciais
Cíveis	365.782	9.684	361.485	13.378
Fiscais	568	684	547	639
Trabalhistas	455.768	219.127	434.418	216.588
Regulatórias	77.209	-	68.164	-
Ambiental	35.214	-	33.554	-
<b>Total</b>	<b>934.541</b>	<b>229.495</b>	<b>898.168</b>	<b>230.605</b>
Circulante	420.519	4.750	407.326	4.714
Não circulante	514.022	224.745	490.842	225.891

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de junho de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 18.1 Movimentação dos riscos no período

	31/12/2023	30/06/2024				Saldo final
	Saldo inicial	Adições	Utilização (1)	Reversão de provisão (2)	Atualização (3)	
Cíveis (i)	361.485	17.250	(13.808)	(11.547)	12.402	365.782
Fiscais	547	1	(1)	-	21	568
Trabalhistas (ii)	434.418	61.669	(46.386)	(37.222)	43.289	455.768
Regulatórios	68.164	-	-	-	9.045	77.209
Ambiental	33.554	200	(3)	-	1.463	35.214
<b>Total contingências</b>	<b>898.168</b>	<b>79.120</b>	<b>(60.198)</b>	<b>(48.769)</b>	<b>66.220</b>	<b>934.541</b>

- (1) Gastos efetivos (pagamentos) com contingências judiciais;  
(2) Reversões realizadas no período; e  
(3) Atualizações monetárias mensais pelo INPC acrescido de 1% da taxa Selic.

A avaliação da probabilidade de perda inclui a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico.

No período findo em 30 de junho de 2024, as provisões foram revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções fiscais ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais. Adicionalmente, a Companhia possui processos em andamento, cuja probabilidade de perda foi estimada como possível, não requerendo a constituição de provisão. O total dos referidos processos está demonstrado abaixo:

	30/06/2024	31/12/2023
Cíveis i)	109.598	109.858
Fiscais	102.752	95.426
Trabalhistas ii)	5.822	4.682
Total	218.172	209.966

Dentre os processos relevantes cujo risco de perda é considerado provável e possível destacamos:

### i) Cíveis

A Companhia figura como ré em 10.886 processos cíveis em 30 de junho de 2024 (9.771 em 31 de dezembro de 2023), os quais, em sua grande maioria, referem-se ações indenizatórias questionando acidentes com a rede de distribuição, repetição do indébito por má-classificação tarifária, falha no fornecimento, morte por descarga elétrica (eletroplessão) ou danos decorrentes da rescisão de contratos com fornecedores. Esses processos são avaliados como prováveis, no montante de R\$ 365.782 (R\$ 361.485 em 31 de dezembro de 2023).

Dentre as provisões constituídas para processos com expectativa de perda provável, destaca-se a ação indenizatória movida por Banco Máxima em face da CEEE-D, buscando indenização por danos emergentes e lucros cessantes em decorrência de resgate forçado de debêntures conversíveis em ações, no montante de R\$ 235.211 (R\$ 223.253 em 31 de dezembro de 2023). Atualmente o processo está em fase de liquidação de sentença, a fim de aferir eventual prejuízo sofrido pelo Banco em decorrência dos danos emergentes, eis que o pedido de lucros cessantes foi julgado improcedente, já com trânsito em julgado.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de junho de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

Além dos processos provisionados, existem outros processos cíveis cuja possibilidade de perda em 30 de junho de 2024 é avaliada como possível pela Administração, com base na avaliação da gerência jurídica, no montante de R\$ 109.598 (R\$ 109.858 em 31 de dezembro de 2023) para as quais não foi constituída provisão. Desse montante, destaca-se o processo que envolve ação indenizatória movida pelo Banco Dimensão em face da CEEE-D, buscando indenização por danos emergentes e lucros cessantes em decorrência de resgate forçado de debêntures conversíveis em ações, no montante de R\$ 65.338 (R\$ 63.645 em 31 de dezembro de 2023). O processo foi julgado procedente, dando origem ao ingresso de Ação Rescisória por parte da CEEE-D, o qual está em trâmite.

## ii) Trabalhistas

O passivo trabalhista, em 30 de junho de 2024, é composto por 7.228 reclamações ajuizadas (6.836 reclamações ajuizadas em 31 de dezembro de 2023) por ex-empregados contra a Companhia, com pedidos que variam entre horas extras, periculosidade, equiparação e/ou reenquadramento salarial, entre outros, assim como por ações movidas por ex-empregados de empresas terceirizadas (responsabilidade subsidiária), que pleiteiam, em sua maioria, verbas rescisórias.

Existem outros processos trabalhistas cuja possibilidade de perda em 30 de junho de 2024 é avaliada como possível pela Administração, com base na avaliação da gerência jurídica, no montante de R\$ 5.822 (R\$ 4.682 em 31 de dezembro de 2023) para as quais não foi constituída provisão.

## 19 PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores

Em março de 2017, o Supremo Tribunal Federal (STF) publicou o Acórdão do julgamento do Recurso Extraordinário, em sede de repercussão geral, de forma favorável à tese da Companhia, que também obteve decisão judicial favorável com trânsito em julgado em março de 2021. Em maio de 2021, o STF julgou embargos de declaração opostos contra o acórdão do Recurso Extraordinário nº 574.706/PR, acolhendo-os em parte para (i) modular os efeitos da exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e da COFINS, devendo se dar após 15 de março de 2017, ressalvadas as ações judiciais e requerimentos administrativos protocoladas até (inclusive) 15 de março de 2017; e (ii) o ICMS a ser excluído da base de cálculo das contribuições do PIS e da COFINS é o destacado nas notas fiscais, e não o efetivamente pago.

A partir de 2021, a Companhia, constituiu um saldo ativo, referente a PIS/COFINS a recuperar, um saldo passivo, relativo ao ressarcimento a seus consumidores, bem como as deduções da receita bruta, referente ao PIS/COFINS, e um saldo de receita financeira, onde também incidiu PIS/COFINS. Dessa forma, o ativo da Companhia contempla créditos com a Receita Federal desde o ingresso da ação e o passivo foi constituído considerando que a Companhia repassa integralmente aos seus consumidores os efeitos tributários incidentes sobre as faturas de energia elétrica. Os saldos ativos estão sendo compensados via PERDCOMP e, a partir de 2021, os saldos passivos, amortizados via CVA, em atendimento a nota técnica nº 9/2021–FF/SGT/SRM/SMA/ANEEL, conforme movimentação apresentada na nota explicativa nº 7 – Valores a receber (devolver) da parcela A e outros itens financeiros. Os montantes, que devem ser amortizados, são determinados na homologação dos processos de reajuste e revisão tarifária, que ocorrem a cada ciclo de Reajuste Tarifário Anual (RTA) e Revisão Tarifária Periódica (RTP), sendo que estes saldos são classificados e movimentados no passivo circulante.

Apesar do início da devolução dos valores aos consumidores, ainda há saldos, classificados no passivo não circulante, cujos critérios definitivos para a restituição dos créditos de PIS/PASEP e COFINS, estão pendentes, aguardando a conclusão das discussões junto à ANEEL a respeito dos mecanismos e critérios de compensação, quando da efetiva compensação dos créditos tributários.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de junho de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

No período findo em 30 de junho de 2024, a Companhia efetuou complemento neste lançamento, referente à atualização da taxa SELIC, constituindo: (i) complemento de ativo e passivo no montante de R\$ 17.540 (R\$ 53.175 em 31 de dezembro de 2023); (ii) compensação de débitos tributários de R\$ 63.069 com os tributos federais imposto de renda, contribuição social, PIS, COFINS e retenções federais através de PER/DCOMP; e (iii) amortização do passivo relativo ao ressarcimento a seus consumidores de R\$ 197.242.

	30/06/2024	31/12/2023
<b>Ativo</b>		
Circulante – nota explicativa nº 8	189.207	326.191
Não circulante – nota explicativa nº 8	319.989	225.752
PIS e COFINS a recuperar	509.196	551.943
<b>Passivo (a)</b>		
Circulante	151.978	349.220
Não circulante	132.532	126.599
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	284.510	475.819

## Expectativa de PIS/COFINS a recuperar

	30/06/2024	
	Valor	%
<b>Circulante</b>	189.207	37%
2025	141.905	28%
2026	178.084	35%
<b>Não circulante</b>	319.989	63%
<b>Total</b>	509.196	100%

Adicionalmente, no período findo em 30 de junho de 2024, a companhia realizou atualização financeira, referente à taxa SELIC, no montante de R\$ 2.782 (R\$ 4.875 em 30 de junho de 2023), sobre a qual houve incidência de PIS/COFINS, no montante de R\$ 129 (R\$ 451 em 30 de junho de 2023), conforme demonstrado a seguir:

<b>Resultado</b>		
(+) Receita financeira	30/06/2024	30/06/2023
PIS/COFINS consumidores a restituir	2.782	4.875
(-) PIS/COFINS sobre a receita financeira	(129)	(451)
<b>Efeito líquido no resultado antes do imposto de renda e da contribuição social</b>	2.653	4.424

## 20 Passivo a descoberto

### 20.1 Capital social

O capital social subscrito e integralizado da Companhia é de R\$ 3.385.861 (R\$ 3.385.861 em 31 de dezembro de 2023), correspondente a um total de 68.090.916 (sessenta e oito milhões, noventa mil, novecentos e dezesseis) ações ordinárias e 164.014 (cento e sessenta e quatro mil e quatorze) ações preferenciais, nominativas e sem valor nominal, e principais acionistas está demonstrada conforme a seguir:

Acionistas	30/06/2024			
	Ações ordinárias	Ações preferenciais	Total	%
Equatorial Participações e Investimentos S.A.	64.920.583	1.087	64.921.670	95,12%
Eletrobras	3.067.033	87.638	3.154.671	4,62%
Outros	103.300	75.289	178.589	0,26%
<b>Total</b>	68.090.916	164.014	68.254.930	100,00%

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de junho de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 20.2 Planos de opção de compra de ações

A Companhia instituiu Planos de Opção de Compra das ações a colaboradores dedicados ao Grupo Equatorial (“Grupo”), que representam, direitos de compra de ações emitidas por empresas do mesmo grupo econômico, mas não da Companhia. Os planos de opção do Grupo são classificados como instrumento patrimonial, visto que as Companhias devem mensurar e reconhecer a transação com correspondente aumento do seu patrimônio líquido como contribuição (aporte) da Equatorial Energia S.A.

Conforme item 8, do CPC 10 (R1), os produtos ou serviços recebidos ou adquiridos em transação com pagamento baseado em ações que não se qualifiquem para fins de reconhecimento como ativos, devem ser reconhecidos como despesa do período.

Esses planos são administrados pelo Conselho de Administração da Companhia, por intermédio de um Comitê de Pessoas, Governanças e Sustentabilidade, dentro dos limites estabelecidos nas Diretrizes de Elaboração e Estruturação de cada Plano e na legislação aplicável. As características dos planos estão descritas na nota explicativa nº 21.2 – Planos de opção de compra de ações, das demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2023.

### 20.2.1 Quinto Plano de Opção de Compra de Ações

#### a. Forma de determinação da volatilidade esperada

Para a volatilidade, utilizou-se a volatilidade histórica das ações para cada prazo médio de exercício de cada lote.

	Número de Opções	Valor justo ponderado do preço	Número de opções	Valor justo ponderado do preço
	30/06/2024	30/06/2024	31/12/2023	31/12/2023
<i>Em opções</i>				
Existentes em 1º de janeiro	150.000	23,00	150.000	23,59
Existentes ao fim do período	150.000	-	150.000	-

A despesa reconhecida no período findo em 30 de junho de 2024 foi de R\$ 179 (R\$ 574 em 31 de dezembro de 2023) para a Companhia, e refere-se ao valor justo reconhecido durante o *vesting period* que é avaliado em cada data base. No período findo em 30 de junho de 2024 não houve movimentação das outorgas existentes em 31 de dezembro de 2023.

### 20.2.2 Plano de outorga de “Phantom Shares” - Contrato 2019

Com base na apuração parcial das métricas de *performance* definidas, a Companhia, fez jus ao referido programa. Abaixo, encontra-se a quantidade de ações para Equatorial Energia, caso as métricas de *performance* fossem atingidas:

	Número de ações	Valor justo ponderado do preço	Número de ações	Valor justo ponderado do preço
	30/06/2024	30/06/2024	31/12/2023	31/12/2023
<i>Em ações</i>				
Existentes em 1º de janeiro	135.000	33,35	-	-
Outorgadas durante o período	-	-	135.000	33,35
Revertidas durante o período	(25.000)	-	-	-
Existentes ao fim do período	110.000	34,25	135.000	33,35

## Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de junho de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

A despesa reconhecida para o plano de “*Phantom shares*” no período findo em 30 de junho de 2024 foi uma reversão de R\$ 287 (R\$ 1.056 em 30 de junho de 2023). O valor justo ponderado do preço reconhecido no período findo em 30 de junho de 2024, foi de R\$ 34,25 (R\$ 33,35 em 31 de dezembro de 2023).

Este plano de opção é classificado como instrumento financeiro passivo liquidável em caixa.

### 20.2.3 Plano de outorga de “*Phantom Shares*” – Contrato 2023

Com base na apuração parcial das métricas de *performance* definidas, a Companhia, fez jus ao referido programa. Abaixo, encontra-se a quantidade de ações para Equatorial Energia, caso as métricas de *performance* fossem atingidas:

	Número de ações	Valor justo ponderado do preço	Número de ações	Valor justo ponderado do preço
	30/06/2024	30/06/2024	31/12/2023	31/12/2023
<i>Em ações</i>				
Existentes em 1º de janeiro	60.343	33,28	-	-
Outorgadas durante o período/exercício	2.115	-	60.343	33,28
<b>Existentes ao fim do período/exercício</b>	<b>62.458</b>	<b>34,25</b>	<b>60.343</b>	<b>33,28</b>

A despesa reconhecida para o plano de “*Phantom shares*” no período findo em 30 de junho de 2024 foi uma reversão de R\$ 250 (R\$ 523 em 31 de dezembro de 2023). O valor justo ponderado do preço reconhecido no período findo em 30 de junho de 2024, foi de R\$ 34,25 (R\$ 33,28 em 31 de dezembro de 2023).

Ressalta-se que este plano de opção é classificado como instrumento financeiro passivo liquidável em caixa.

### 20.3 Resultado por ação

Conforme requerido pelo CPC 41 e IAS 33 (*Earnings per share*), a tabela a seguir concilia o prejuízo do período com os montantes usados para calcular o resultado por ação básico e diluído.

	30/06/2024			30/06/2023		
	Ações ordinárias	Ações preferenciais	Total	Ações ordinárias	Ações preferenciais	Total
Numerador:						
Prejuízo do período	(182.550)	(440)	(182.990)	(118.176)	(285)	(118.461)
Denominador:						
Média ponderada por classe de ações	68.091	164	68.255	68.091	164	68.255
Resultado básico e diluído por ação	(2,68098)	(2,68098)	(2,68098)	(1,73557)	(1,73557)	(1,73557)

Não houve outras transações envolvendo ações ordinárias ou potenciais ações ordinárias entre a data do balanço patrimonial e a data de conclusão dessas informações contábeis intermediárias.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de junho de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 21 Receita operacional líquida

A conciliação da receita bruta para a receita líquida está a seguir demonstrada:

	01/04/2024 a 30/06/2024	01/01/2024 a 30/06/2024	01/04/2023 a 30/06/2023	01/01/2023 a 30/06/2023
Receita de distribuição	1.052.610	2.534.188	1.094.739	2.592.301
Remuneração financeira WACC (a)	18.326	30.479	23.541	38.925
Valores a receber/devolver de parcela A e outros itens financeiros (b)	168.275	147.800	42.716	(126.068)
Subvenção CDE - Outros	46.081	92.162	39.049	78.096
<b>Fornecimento de energia elétrica</b>	<b>1.285.292</b>	<b>2.804.629</b>	1.200.045	2.583.254
Suprimento de energia elétrica (c)	25.960	35.685	41.233	61.521
Receita pela disponibilidade - uso da rede	157.974	309.627	143.945	271.140
Receita de construção (d)	213.084	339.892	210.256	418.023
Atualização dos ativos financeiro e contrato	3.977	14.243	(4.627)	10.023
Outras receitas	38.997	97.001	32.398	90.299
<b>Receita operacional bruta</b>	<b>1.725.284</b>	<b>3.601.077</b>	1.623.250	3.434.260
<b>Deduções</b>				
ICMS sobre venda de energia elétrica (e)	(205.833)	(462.538)	(216.464)	(394.444)
PIS e COFINS	(127.002)	(231.614)	(102.034)	(255.411)
Encargos do consumidor	(10.620)	(23.084)	(8.497)	(18.964)
ISS	(78)	(110)	(1.081)	(2.197)
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	(198.652)	(397.304)	(165.364)	(331.012)
Penalidades DIF/FIC e outras	(20.203)	(43.793)	(9.650)	(17.049)
<b>Deduções da receita operacional</b>	<b>(562.388)</b>	<b>(1.158.443)</b>	(503.090)	(1.019.077)
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>1.162.896</b>	<b>2.442.634</b>	1.120.160	2.415.183

- (a) Valor referente ao cálculo e contabilização da taxa regulatória de remuneração de capital (WACC) usada para revisão de tarifa ou receita de distribuidoras, conforme metodologia definida pela ANEEL;
- (b) A variação positiva de R\$ 273.868 dos ativos e passivos regulatórios deve-se principalmente por: (i) variação positiva entre os valores amortizados do último reajuste no montante de R\$ 169.751 em relação ao período anterior; (ii) variação negativa pelo reconhecimento de despesa na tarifa dos recursos recebidos a título de repasse da Conta-Covid no montante de R\$ 37.046; (iii) previsão dos custos de energia e encargos concedido pela ANEEL no reajuste foram superiores aos custos efetivamente pagos, entretanto, em 2024 tivemos uma realizado menor gerando variação positiva entre os trimestres na linha de constituição de Parcela de R\$ 145.801; (iv) variação negativa entre os valores da receita de ultrapassagem da demanda e reativo excedente pertencente a distribuidora no montante de R\$ 4.638;
- (c) A receita de suprimento de energia elétrica foi menor em comparação com o período anterior pois, devido ao aumento do consumo, houve uma diminuição da disponibilidade de suprimento para a venda no mercado de curto prazo; e
- (d) A Companhia reconhece a receita de construção referente aos serviços de construções e melhorias previstos no contrato de concessão, com base no estágio de conclusão das obras realizadas. O valor é avaliado pela referência do levantamento dos trabalhos realizados, ou, quando não puder ser medido de maneira confiável, até o limite dos custos reconhecidos na condição em que os custos incorridos possam ser recuperados.

## Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação

Período findo em 30 de junho de 2024

(Valores expressos em milhares de reais)

### 22 Custo do serviço e despesas operacionais

	01/04/2024 a 30/06/2024					01/01/2024 a 30/06/2024				
	Custo do serviço de energia elétrica	Despesas com vendas	Despesas administrativas	PECLD	Total	Custo do serviço de energia elétrica	Despesas com vendas	Despesas administrativas	PECLD	Total
Pessoal	(8.732)	(10.559)	(18.563)	-	(37.854)	(18.130)	(20.066)	(29.654)	-	(67.850)
Material	(1.401)	(4.196)	440	-	(5.157)	(3.415)	(4.431)	567	-	(7.279)
Serviços de terceiros	(43.256)	(25.121)	(14.139)	-	(82.516)	(91.156)	(55.338)	(43.962)	-	(190.456)
Energia elétrica comprada para revenda (a)	(697.474)	-	-	-	(697.474)	(1.430.741)	-	-	-	(1.430.741)
Custo de construção (b)	(213.083)	-	-	-	(213.083)	(339.892)	-	-	-	(339.892)
PECLD	-	-	-	(38.552)	(38.552)	-	-	-	(65.974)	(65.974)
Provisão para riscos judiciais	-	-	(9.582)	-	(9.582)	-	-	(30.351)	-	(30.351)
Amortização	(33.882)	-	(1.514)	-	(35.396)	(67.041)	-	(3.043)	-	(70.084)
Outros	(1.987)	(2.531)	(653)	(1.790)	(6.961)	(2.238)	(3.178)	(2.420)	(13.071)	(20.907)
<b>Total</b>	<b>(999.815)</b>	<b>(42.407)</b>	<b>(44.011)</b>	<b>(40.342)</b>	<b>(1.126.575)</b>	<b>(1.952.613)</b>	<b>(83.013)</b>	<b>(108.863)</b>	<b>(79.045)</b>	<b>(2.223.534)</b>

	01/04/2023 a 30/06/2023					01/01/2023 a 30/06/2023				
	Custo do serviço de energia elétrica	Despesas com vendas	Despesas administrativas	PECLD	Total	Custo do serviço de energia elétrica	Despesas com vendas	Despesas administrativas	PECLD	Total
Pessoal	18.317	(4.150)	(78.189)	-	(64.022)	(17.997)	(14.524)	(82.898)	-	(115.419)
Material	(780)	(116)	2.055	-	1.159	(2.259)	(307)	2.044	-	(522)
Serviços de terceiros	(7.474)	(40.942)	(37.440)	-	(85.856)	(69.244)	(44.760)	(49.559)	-	(163.563)
Energia elétrica comprada para revenda (a)	(662.165)	-	-	-	(662.165)	(1.320.205)	-	-	-	(1.320.205)
Custo de construção (b)	(210.256)	-	-	-	(210.256)	(418.023)	-	-	-	(418.023)
PECLD	-	-	-	14.734	14.734	-	-	-	(12.544)	(12.544)
Provisão para riscos judiciais	-	-	(16.917)	-	(16.917)	-	-	(25.975)	-	(25.975)
Amortização	(29.172)	-	(7.831)	-	(37.003)	(64.450)	-	(12.775)	-	(77.225)
Outros	8.668	(760)	(2.121)	-	5.787	8.877	(777)	(2.743)	-	5.357
<b>Total</b>	<b>(882.862)</b>	<b>(45.968)</b>	<b>(140.443)</b>	<b>14.734</b>	<b>(1.054.539)</b>	<b>(1.883.301)</b>	<b>(60.368)</b>	<b>(171.906)</b>	<b>(12.544)</b>	<b>(2.128.119)</b>

(a) Para maior detalhamento, vide a abertura dos custos da energia elétrica comprada para revenda, conforme nota explicativa nº 23 – Energia elétrica comprada para revenda; e

(b) Refere-se a apropriação dos custos relacionados às construções de acordo com a regulamentação da ANEEL, através do critério de departamentalização contemplando assim os custos indiretos de mão-de-obra, conforme notas explicativas nº 12 – Ativos de contrato e 21 – Receita operacional líquida.

## Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação

Período findo em 30 de junho de 2024

(Valores expressos em milhares de reais)

### 22.1 Outras receitas (despesas) operacionais

	01/04/2024 a 30/06/2024	01/01/2024 a 30/06/2024	01/04/2023 a 30/06/2023	01/01/2023 a 30/06/2023
<b>Outras receitas operacionais</b>				
Ganhos na alienação e desativação de bens e direitos	-	-	-	1.567
Outras receitas operacionais	2.005	16.722	(6.509)	420
<b>Total de outras receitas operacionais</b>	<b>2.005</b>	<b>16.722</b>	<b>(6.509)</b>	1.987
<b>Outras despesas operacionais</b>				
Perdas pela desativação de bens e direitos	(13.267)	(13.267)	(99)	(99)
Indenização por danos a terceiros	(4.786)	(7.857)	(1.172)	(1.172)
Provisão para perda de estoque (a)	(39.812)	(64.535)	-	-
Baixa de recebíveis incobráveis	(1.389)	(2.603)	(44.614)	(44.614)
Outras despesas operacionais	(2.421)	(14.965)	4.583	(1.765)
<b>Total de outras despesas operacionais</b>	<b>(61.675)</b>	<b>(103.227)</b>	<b>(41.302)</b>	(47.650)
<b>Total</b>	<b>(59.670)</b>	<b>(86.505)</b>	<b>(47.811)</b>	(45.663)

- (a) A distribuidora avalia periodicamente seus estoques/obras no intuito de identificar se existem materiais de baixa rotatividade, constituindo uma provisão para perda como uma forma de demonstrar o real potencial dos estoques na geração de caixa. O montante provisionado trata-se em sua maioria de itens obsoletos, morosos e/ou danificados. Para os materiais que não havia expectativa de benefício econômico, a distribuidora realizou a capitalização da obra contemplando a reversão dos itens.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de junho de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 23 Energia elétrica comprada para revenda

	01/04/2024 a 30/06/2024		01/01/2024 a 30/06/2024		01/04/2023 a 30/06/2023		01/01/2023 a 30/06/2023	
	GWh (*)	R\$	GWh (*)	R\$	GWh (*)	R\$	GWh (*)	R\$
Energia de leilão (a)	1.165	(266.162)	2.464	(559.378)	1.132	(259.167)	2.368	(584.034)
Contratos Eletronuclear	72	(24.727)	145	(48.301)	71	(23.434)	142	(46.558)
Contratos cotas de garantias (b)	299	(53.804)	671	(103.091)	328	(63.622)	747	(117.832)
Encargo de Serviço do Sistema - ESS/ Energia reserva (c)	-	(43.928)	-	(91.487)	-	(49.111)	-	(97.596)
Energia bilateral	7	(2.826)	13	(4.888)	8	-	13	-
Energia de curto prazo - CCEE (d)	-	(32.439)	-	(67.864)	-	(39.957)	-	(64.891)
Programa incentivo fontes alternativas energia - PROINFA	19	(21.990)	71	(43.980)	33	(22.704)	66	(45.408)
Itaipu (e)	365	(83.835)	734	(154.392)	370	(69.535)	742	(118.229)
(-) Parcela a compensar crédito PIS/COFINS não cumulativo	-	66.415	-	125.597	-	86.025	-	131.457
Outros	-	3.961	-	(7.758)	-	-	-	-
<b>Subtotal</b>	<b>1.927</b>	<b>(459.335)</b>	<b>4.098</b>	<b>(955.542)</b>	<b>1.942</b>	<b>(441.505)</b>	<b>4.078</b>	<b>(943.091)</b>
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição (f)	-	(238.139)	-	(475.199)	-	(220.660)	-	(377.114)
<b>Total</b>	<b>1.927</b>	<b>(697.474)</b>	<b>4.098</b>	<b>(1.430.741)</b>	<b>1.942</b>	<b>(662.165)</b>	<b>4.078</b>	<b>(1.320.205)</b>

- (a) A variação refere-se aos custos com contratos CCEAR e MCSD, decorrentes de preços de pagamentos menores aos observados em-2023, devido rescisão de contratos antigos diminuindo o preço médio de aquisição de energia em 7,95% passando para R\$ 227,02;
- (b) As variações são decorrentes das despesas com os Contratos de Cotas de Garantia Física e os Efeitos dessa Contratação na Liquidação CCEE, em 2024, as usinas que antes pertenciam ao grupo Eletrobrás foram repactuadas, tendo seus preços de venda ajustados, acrescido de redução do volume contratado em 10,17% em relação ao mesmo período de 2023;
- (c) A redução nas despesas associada ao ESS no período de 2024 deve-se a queda no acionamento das térmicas fora da ordem de mérito pela situação hidrológica favorável, ocasionando redução dos pagamentos associado a este encargo;
- (d) A energia de curto prazo apresentou uma variação de R\$ 2.973, em virtude do aumento da despesa com os efeitos da contratação por disponibilidade em relação no período de janeiro a junho de 2023;
- (e) O saldo em 30 de junho de 2024 corresponde as despesas com a contratação da Usina Itaipu com dispêndio em 154.392, ao passo que em 30 de junho de 2023, as despesas do período totalizaram R\$ 118.229, devido a redução do preço médio de pagamento ter reduzido em 32,01% após a conclusão do empréstimo feito pela Usina Itaipu, o qual era rateado com as distribuidoras; e
- (f) Contempla os custos com encargos de uso e conexão do sistema de transmissão, os quais possuem tarifas ajustadas pela resolução Receita Anual Permitida (RAP). Para o ano de 2024, as tarifas praticadas foram aprovadas na Resolução Homologatória nº 3.217 de 04 de julho de 2023 com vigência a partir de julho de 2023 até junho de 2024, as quais são relacionadas à Rede Básica e Conexão, assim como o aumento da contratação do MUST (Montante de Uso do Sistema de Transmissão).

(\*) não revisado.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de junho de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 24 Resultado financeiro

	01/04/2024 a 30/06/2024	01/01/2024 a 30/06/2024	01/04/2023 a 30/06/2023	01/01/2023 a 30/06/2023
<b>Receitas financeiras</b>				
Rendimentos de aplicação financeiras	27.774	60.127	28.913	58.179
Valores a receber/devolver parcela A	8.632	49.947	11.346	26.953
Operações com instrumentos financeiros derivativos (a)	83.732	165.813	7.049	21.849
Acréscimo moratório de energia vendida	23.023	36.738	20.356	44.439
Receita Financeira de AVP	4.556	10.952	-	8.960
PIS/COFINS sobre receita financeira	7.657	(8.734)	(3.242)	(6.912)
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	1.266	2.782	2.294	4.875
Variação monetária e cambial da dívida (b)	1	1.361	29.777	49.880
Outras receitas financeiras	24.243	31.025	6.821	14.200
<b>Total de receitas financeiras</b>	<b>180.884</b>	<b>350.011</b>	<b>103.314</b>	<b>222.423</b>
<b>Despesas financeiras</b>				
Encargos da dívida (c)	(103.065)	(202.675)	(87.255)	(181.174)
Operações com instrumentos financeiros derivativos (a)	14.913	(49.599)	(51.246)	(91.025)
Valores a receber/devolver parcela A	(17.108)	(41.177)	(23.549)	(43.953)
Variação monetária e cambial da dívida (b)	(120.917)	(173.087)	(7.551)	(32.026)
Despesa financeira de AVP	(3.568)	(3.568)	9.899	9.354
Atualização de contingências	(27.926)	(66.220)	(33.281)	(62.396)
Multas regulatórias	(7.318)	(23.585)	(7.540)	(13.166)
Juros, multas s/ operação de energia	(252)	(283)	(280)	(280)
Outras despesas financeiras	(108.277)	(154.391)	(80.306)	(167.619)
<b>Total de despesas financeiras</b>	<b>(373.518)</b>	<b>(714.585)</b>	<b>(281.109)</b>	<b>(582.285)</b>
<b>Total do resultado financeiro</b>	<b>(192.634)</b>	<b>(364.574)</b>	<b>(177.795)</b>	<b>(359.862)</b>

- (a) Refere-se à contratação de operação de *swap*, designada como *hedge* de fluxo de caixa, que troca *Dólar+spread* por *CDI+spread*, na qual a principal variação refere-se ao câmbio sobre essas operações. No período findo de 30 de junho de 2024 o principal efeito refere-se à variação cambial, que gerou receita com a alta do dólar em 14,82%, saindo de R\$ 4,84 em 31 de dezembro de 2023, para R\$ 5,55 em 30 de junho 2024. No período findo de 30 de junho de 2023 o principal efeito refere-se à variação cambial, que gerou despesa com a queda do dólar em 7,64%, saindo de R\$ 5,21 em 31 de dezembro de 2022, para R\$ 4,81 em 30 de junho 2023;
- (b) No período até junho de 2023, a variação líquida nas linhas de variação monetária e cambial da dívida registrou receita, influenciada pela desvalorização do dólar em 7,64% em relação ao real. Já no período acumulado até junho de 2024, a despesa decorreu do aumento do dólar em 14,82%; e
- (c) O aumento na despesa, deu-se principalmente em função do crescimento da dívida da Companhia em 18,3%, em relação ao mesmo período em 2023.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de junho de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 25 Benefício pós-emprego (Entidade de previdência privada)

Os saldos registrados no passivo compõem-se de:

	30/06/2024	31/12/2023
<b>Ativo não circulante</b>		
Equatorial CD	3	-
<b>Total do ativo</b>	<b>3</b>	<b>-</b>
<b>Passivo circulante</b>		
Plano Único	36.488	28.126
Plano CEEEPREV	51.835	54.178
<b>Subtotal</b>	<b>88.323</b>	<b>82.304</b>
<b>Passivo não circulante</b>		
Plano Único	222.531	237.210
Plano CEEEPREV	727.806	711.468
Saúde e Odonto	18.059	17.459
<b>Subtotal</b>	<b>968.396</b>	<b>966.137</b>
<b>Total do passivo</b>	<b>1.056.719</b>	<b>1.048.441</b>

As características dos planos de benefícios previdenciários patrocinados pelas controladas da Companhia estão descritos na nota explicativa nº 26 – Benefícios pós-emprego, das demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2023 e não houve alterações de critérios adotados no período.

## 26 Instrumentos financeiros

### 26.1 Considerações gerais

A Companhia efetuou análise dos seus instrumentos financeiros, a seguir: caixa e equivalentes de caixa, contas a receber de clientes, valores a receber (devolver) da parcela A e outros itens financeiros, ativos financeiros da concessão, fornecedores, empréstimos e financiamentos, debêntures e instrumentos financeiros derivativos, procedendo as devidas adequações em sua contabilização, quando necessário.

A administração desses instrumentos financeiros é por meio de estratégias operacionais e controles internos visando assegurar liquidez, rentabilidade e segurança. A política de controle consiste em acompanhamento permanente das condições contratadas versus condições vigentes no mercado.

A Administração faz uso dos instrumentos financeiros visando remunerar ao máximo suas disponibilidades de caixa, manter a liquidez de seus ativos, proteger-se de variações de taxas de juros ou câmbio e obedecer aos índices financeiros constituídos em seus contratos de financiamento (*covenants*), conforme notas explicativas nº 14.4 *Covenants* dos empréstimos e financiamentos e nº 15.4 *Covenants* das debêntures.

### 26.2 Política de utilização de derivativos

A Companhia poderá utilizar-se de operações com derivativos (*swap*), apenas para conferir proteção às oscilações de indexadores macroeconômicos e conferir proteção às oscilações de cotações de moedas estrangeiras. Estas operações não são realizadas em caráter especulativo. Em 30 de junho de 2024 e em 31 de dezembro de 2023, a Companhia possuía operações de instrumentos financeiros derivativos contratados.

## Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de junho de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 26.3 Categoria e valor justo dos instrumentos financeiros

Os valores justos estimados de ativos e passivos financeiros da Companhia foram determinados por meio de informações disponíveis no mercado e metodologias apropriadas de avaliações.

Entretanto, considerável julgamento foi requerido na interpretação dos dados de mercado para produzir a estimativa do valor de realização mais adequado. Como consequência, as estimativas a seguir não indicam, necessariamente, os montantes que poderão ser realizados no mercado de troca corrente.

O uso de diferentes metodologias de mercado pode ter um efeito material nos valores de realização estimados. A Companhia reconhece, quando aplicável, as transferências entre níveis da hierarquia do valor justo no final do exercício das demonstrações contábeis em que ocorreram as mudanças.

Para período findo em 30 de junho de 2024 não ocorreram mudanças nas hierarquias e nas técnicas de avaliação do valor justo, e em relação ao exercício findo em 31 de dezembro de 2023, conforme descrito no item a seguir.

### 26.4 Mensuração do valor justo

Uma série de políticas e divulgações contábeis da Companhia requer a mensuração de valor justo para ativos e passivos financeiros e não financeiros.

Ao mensurar o valor justo de um ativo ou um passivo, a Companhia usa dados observáveis de mercado, tanto quanto possível.

Os saldos contábeis e os valores de mercado dos instrumentos financeiros inclusos no balanço patrimonial em 30 de junho de 2024 e 31 de dezembro de 2023 estão identificados conforme a seguir:

Ativo	Níveis	Categoria dos instrumentos financeiros	30/06/2024		31/12/2023	
			Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Caixa e equivalentes de caixa	-	Custo amortizado	22.465	22.465	21.656	21.656
Caixa e equivalentes de caixa (Fundo de investimentos)	2	Valor justo por meio do resultado	456.847	456.847	443.329	443.329
Aplicações financeiras	2	Valor justo por meio do resultado	669.841	669.841	855.204	855.204
Contas a receber de clientes	-	Custo amortizado	1.075.670	1.075.670	1.114.533	1.114.533
Instrumentos financeiros derivativos	2	Valor justo por meio do resultado e outros resultados abrangentes	94.558	94.558	-	-
Ativo financeiro de concessão	2	Valor justo por meio do resultado	672.905	672.905	609.396	609.396
<b>Total do ativo</b>			<b>2.992.286</b>	<b>2.992.286</b>	<b>3.044.118</b>	<b>3.044.118</b>

Passivo	Níveis	Categoria dos instrumentos financeiros	30/06/2024		31/12/2023	
			Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Fornecedores	-	Custo amortizado	618.008	618.008	590.507	590.507
Fornecedores - risco sacado	-	Custo amortizado	15.636	15.636	32.853	32.853
Empréstimos e financiamentos	-	Custo amortizado	1.836.877	1.870.686	1.687.823	1.706.153
Debêntures	-	Custo amortizado	3.002.567	3.006.455	2.739.552	2.939.040
Instrumentos financeiros derivativos	2	Valor justo por meio do resultado e outros resultados abrangentes	-	-	57.827	57.827
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	-	Custo amortizado	383.860	383.860	314.614	314.614
Passivo de arrendamento	-	Custo amortizado	5.548	5.548	3.450	3.450
<b>Total do passivo</b>			<b>5.862.496</b>	<b>5.900.193</b>	<b>5.426.626</b>	<b>5.644.444</b>

## Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de junho de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

- **Caixa e equivalente de caixa** – são classificados como custo amortizado e estão registrados pelos seus valores originais. Os investimentos são classificados como valor justo por meio do resultado. Nível 2 na hierarquia de valor justo;
- **Aplicações financeiras** – são classificados como de valor justo por meio do resultado. A hierarquia de valor justo dos investimentos de curto prazo é nível 2, pois em sua maioria, são aplicados em fundos. Os fatores relevantes para avaliação ao valor justo são publicamente observáveis tais como CDI;
- **Contas a receber de clientes** – decorrem diretamente das operações da Companhia, são classificados como custo amortizado, e estão registrados pelos seus valores originais, sujeitos a provisão para perdas e ajuste a valor presente, quando aplicável;
- **Valores a receber (devolver) da parcela A e outros itens financeiros** – são decorrentes de custos não gerenciáveis a serem repassados integralmente ao consumidor ou suportados pelo Poder Concedente. Classificados como custo amortizado;
- **Ativo financeiro de concessão** – são classificados como valor justo por meio do resultado, são ativos financeiros que representam o direito incondicional de receber uma determinada quantia ao final do prazo de concessão. Os fatores relevantes para avaliação ao valor justo são publicamente observáveis, como IPCA existentes em mercado ativo e a taxa de depreciação que é definida pela resolução da ANEEL, sendo sua classificação nível 2 na hierarquia do valor justo;
- **Fornecedores e fornecedor – risco sacado** – decorrem diretamente da operação da Companhia e são classificados como passivo ao custo amortizado;
- **Empréstimos e financiamentos** – tem o propósito de gerar recursos para financiar os programas de investimentos da Companhia e eventualmente gerenciar necessidades de curto prazo. São classificados como passivo ao custo amortizado. Para fins de divulgação, as operações com propósito de giro tiveram seus valores de mercado calculados com base em taxas de dívida equivalente, divulgadas pela B3 e Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais (ANBIMA);
- **Debêntures** – são classificadas como passivo ao custo amortizado. Para fins de divulgação, as debêntures tiveram seus valores de mercado calculados com base em taxas de mercado, divulgadas pela B3 e ANBIMA;
- **Instrumentos financeiros derivativos** – são classificados pelo valor justo através do resultado e de outros resultados abrangentes, tendo como objetivo a proteção às oscilações de taxa de juros e moeda estrangeira. Para as operações de *swap*, a determinação do valor de mercado foi realizada utilizando as informações de mercado disponíveis. Nível 2 na hierarquia de valor justo; e
- **Passivo de arrendamento** – composto pelas obrigações decorrentes de contratos de locações e leasing que se enquadram no escopo do CPC 06 (R2). Os saldos são trazidos a valor presente por meio de fluxo de caixa descontado para o período de vigência de cada contrato e são classificados como passivo ao custo amortizado.

## Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação

Período findo em 30 de junho de 2024

(Valores expressos em milhares de reais)

### 26.5 Instrumentos financeiros derivativos

Apresentamos abaixo os valores dos instrumentos derivativos da Companhia, vigentes em 30 de junho de 2024 e 31 de dezembro de 2023, que podem ser assim resumidos:

Instituição financeira	Ingresso	Vencimento	Valor contratado (USD)	Valor contratado (BRL)	Amortização	Tipo	Juros	Indexadores	Valor Justo					
									30/06/2024			31/12/2023		
									Ponta Ativa	Ponta Passiva	Total	Ponta Ativa	Ponta Passiva	Total
Sumitomo Mitsui Banking Corporation	13/08/2021	13/08/2024	47.938	250.000	Bullet	Câmbio	Semestral	US\$ + 2,19% a.a / CDI + 1,45% a.a.	268.558	(261.533)	7.025	228.810	(264.901)	(36.091)
Itaú	23/12/2022	15/12/2029	-	250.000	Bullet	Juros	Semestral	IPCA + 7,1498% a.a./CDI + 1,08% a.a.	277.528	(262.212)	15.316	287.264	(263.507)	23.757
Citibank	30/06/2023	27/01/2027	120.000	583.800	Semestral	Câmbio	Semestral	US\$ + Sofr + 1,09% a.a./CDI + 1,85% a.a.	704.357	(643.838)	60.519	617.780	(654.206)	(36.426)
Bank of America	06/07/2023	29/01/2027	48.000	233.760	Bullet	Câmbio	Anual	US\$ + 6,7882% a.a./CDI + 1,8475% a.a.	291.878	(275.442)	16.436	252.863	(261.930)	(9.067)
Banco XP	19/06/2024	15/05/2036	-	250.000	Anual	Juros	Semestral	IPCA + 6,5596% a.a. / CDI + 0,29% a.a.	251.598	(256.336)	(4.738)	-	-	-
<b>Total</b>									<b>1.793.919</b>	<b>(1.699.361)</b>	<b>94.558</b>	1.386.717	(1.444.544)	(57.827)
								Ativo (Passivo) circulante			10.239			(37.678)
								Ativo (Passivo) não circulante			84.319			(20.149)
								<b>Efeito líquido total</b>			<b>94.558</b>			<b>(57.827)</b>

Técnicas de avaliação específicas utilizadas para instrumentos financeiros derivativos: preços de mercado das instituições financeiras. O valor justo de *swap* de taxa de juros é calculado pelo valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados com base nas curvas de rendimento adotadas pelo mercado. Destaca-se que, como as regras contábeis que tratam do assunto exigem que o *swap* seja contabilizado a valor de mercado, por mais que a proteção seja perfeita do ponto de vista de caixa, podem ocorrer oscilações nos resultados.

Os valores relativos aos itens designados como instrumentos de *hedge* e a inefetividade de *hedge* foram os seguintes:

Risco Cambial	Rubrica no balanço patrimonial em que instrumento de <i>hedge</i> está incluído	30/06/2024			31/12/2023			30/06/2024	30/06/2023
		Valor Nominal	Ativo	Passivo	Valor Nominal	Ativo	Passivo	Alterações no valor do instrumento de <i>hedge</i> reconhecidas em ORA	
Contrato de <i>hedge</i> para empréstimos em moeda estrangeira	Instrumentos financeiros derivativos	1.567.560	94.558	-	1.567.560	-	(57.827)	(2.166)	(9.001)

## **Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D**

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de junho de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

### **26.6 Gerenciamento dos riscos financeiros**

O Conselho de Administração da Companhia tem a responsabilidade global sobre o estabelecimento e supervisão da estrutura de gerenciamento de risco da Companhia. Os riscos descritos a seguir são uma compilação dos riscos apontados pelas diversas áreas da Companhia, em suas áreas de especialidades. A Administração da Companhia define a forma de tratamento e os responsáveis por acompanhar cada um dos riscos levantados, para sua prevenção e controle.

As políticas de gerenciamento de risco da Companhia são estabelecidas para identificar e analisar os riscos aos quais está exposta, para definir limites de riscos e controles apropriados, e para monitorar os riscos e a aderência aos limites definidos. As políticas de gerenciamento de risco e os sistemas são revisados regularmente para refletir mudanças nas condições de mercado e nas suas atividades. A Companhia através de suas normas e procedimentos de treinamento e gerenciamento, busca manter um ambiente de disciplina e controle no qual todos os funcionários tenham consciência de suas atribuições e obrigações.

O Comitê de Auditoria da Controladora Equatorial Energia S.A., supervisiona a forma como a Administração da Companhia monitora a aderência aos procedimentos de gerenciamento de risco, e revisa a adequação da estrutura de gerenciamento de risco em relação aos riscos aos quais está exposta. O Comitê de Auditoria é auxiliado pelo time de auditoria interna na execução de suas atribuições. A auditoria interna realiza revisões regulares e esporádicas nos procedimentos de gerenciamento de risco, e o resultado é reportado para o Comitê de Auditoria.

Para o período findo em 30 de junho de 2024, não houve mudança nas políticas de gerenciamento de risco em relação ao exercício anterior, findo em 31 de dezembro de 2023.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de junho de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 27 Demonstração dos fluxos de caixa

### 27.1 Transações que não afetam caixa

O CPC 03 (R2) – Demonstrações de Fluxo de Caixa, em sua revisão, trouxe que as transações de investimento e financiamento que não envolvem o uso de caixa ou equivalente de caixa devem ser excluídas das demonstrações de fluxo de caixa e apresentadas separadamente em nota explicativa.

Todas as demonstrações que não envolveram o uso de caixa ou equivalente de caixa, ou seja, que não estão demonstradas nas demonstrações de fluxo de caixa, estão demonstradas na tabela abaixo:

	<u>Efeito não caixa</u>
<b>Atividades de investimento</b>	
Transferência de ativos de contrato para ativo intangível (a)	203.403
Transferência de ativos de contrato para ativo financeiro (a)	50.461
Adição de ativo contratual em contrapartida de fornecedor (a)	13.543
Adição de ativo contratual em contrapartida de obrigações sociais e trabalhistas (a)	27.235
<b>Total atividades de investimento</b>	<u>294.642</u>
<b>Atividades de financiamento</b>	
Capitalização de juros de empréstimos (b)	6.149
Resultado de <i>hedge accounting</i> de fluxo de caixa (c)	2.166
<b>Total atividades de financiamento</b>	<u>8.315</u>
<b>Total</b>	<u>302.957</u>

- (a) Conforme demonstrado nas notas explicativas nº 11 – Intangível e 12 – Ativos de contrato;
- (b) Capitalização de juros de empréstimos ligados à aquisição ou construção de ativos qualificáveis registrados nos ativos de contrato de acordo com as regras do CPC 20 (R1) – Custos de empréstimos; e
- (c) Proteção contra exposições a variações de fluxos de caixa que sejam atribuíveis a riscos específicos associados com ativos ou passivos ou que possa afetar o resultado.

### 27.2 Mudanças nos passivos de atividades de financiamento

	<u>31/12/2023</u>	<u>Fluxo de caixa</u>	<u>Pagamento de juros (a)</u>	<u>Mudança no valor justo</u>	<u>Outros (b)</u>	<u>30/06/2024</u>
Empréstimos e financiamentos	1.687.823	(7.863)	(59.745)	-	216.662	1.836.877
Debêntures	2.739.552	250.000	(141.156)	-	154.171	3.002.567
Instrumentos financeiros derivativos	57.827	-	(38.337)	2.166	(21.656)	-
Passivos de arrendamento	3.450	(1.131)	-	-	3.229	5.548
<b>Total</b>	<u>4.488.652</u>	<u>241.006</u>	<u>(239.238)</u>	<u>2.166</u>	<u>352.406</u>	<u>4.844.992</u>

- (a) A Companhia classifica juros pagos como fluxos de caixa das atividades operacionais; e
- (b) As movimentações incluídas na coluna de “Outros” incluem os efeitos das apropriações de encargos de dívidas, juros e variações monetárias líquidas, capitalização de juros, e resultado financeiro com operações de instrumentos derivativos.

## Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de junho de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 28 Compromissos futuros

Os compromissos relacionados a contratos de longo prazo são os seguintes:

	<u>Vigência</u>	<u>2024</u>	<u>2025</u>	<u>2026</u>	<u>Após 2026 (*)</u>
Energia contratada (em R\$ mil)	2024 a 2035	884.446	1.823.820	1.947.227	20.069.389
Energia contratada (em MhW)	2024 a 2035	4.294.985	7.546.168	7.583.959	67.571.639

(\*) estimado em 9 anos após 2025.

Os valores relativos aos contratos de compra de energia, cuja vigência varia de 2 a 30 anos, representam o volume total contratado pelo preço atualizado de acordo com a cláusula do Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), e foram homologados pela ANEEL.

	<u>Vigência</u>	<u>2024</u>	<u>2025</u>	<u>2026</u>	<u>Após 2026 (*)</u>
Arrendamentos e aluguéis (R\$ Mil)	2024 a 2029	623	1.223	1.205	2.497

(\*) estimado em 3 anos após 2026.

### 29 Eventos subsequentes

#### Liberação de recurso da 6ª (Sexta) Emissão de Debêntures

Em 09 de agosto de 2024, ocorreu a liberação de recursos da 6ª Emissão de Debêntures Simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, com garantia adicional fidejussória, em série única, no montante de R\$ 1.000.000, com a taxa de CDI + 1,05% a.a., com o prazo de 6 anos, amortizações no 4º, 5º e 6º ano, juros semestrais e sem carência. Os recursos líquidos dessa emissão são destinados a gestão ordinária da companhia.

\* \* \*

## **Conselho de Administração**

Augusto Miranda da Paz Júnior  
Presidente

Leonardo da Silva Lucas Tavares de Lima  
Vice-Presidente

João Alberto da Silva Neto

David Abdalla Pires Leal

Tinn Freire Amado

## **Conselho Fiscal**

### *Titulares*

Saulo de Tarso Alves de Lara

Paulo Roberto Franceschi

Vanderlei Dominguez da Rosa

Maria Salete Garcia Pinheiro

Thiago Wolf Pereira

### *Suplentes*

Moacir Gibur

Claudia Luciana Ceccatto de Trotta

Ricardo Bertucci

Dorgival Soares da Silva

Rafael de Souza Morsch

## **Comitê de Auditoria Estatutário**

Carlos Augusto Leone Piani  
Coordenador

João Alberto da Silva Neto

Tiago de Almeida Noel

## **Diretoria Executiva**

Riberto José Barbanera  
Diretor Presidente

Leonardo da Silva Lucas Tavares de Lima  
Diretor de Relações com Investidores

Cristiano de Lima Logrado  
Diretor

Humberto Luis Queiroz Nogueira  
Diretor

José Silva Sobral Neto  
Diretor

Bruno Cavalcanti Coelho  
Diretor

André Luiz Barata Pessoa  
Diretor

Marcos Antônio Souza de Almeida  
Diretor

Maurício Alvares da Silva Velloso Ferreira  
Diretor

Bruno Pinheiro Macedo Couto  
Superintendente de Ativos e Contabilidade  
Contador CRC MA 011842-O-3 S-RS

GRUPO

**equatorial**  
ENERGIA



Release de  
Resultados  
2T24

**EQTL**  
B3 LISTED NM



Brasília, 14 de agosto de 2024 – A Equatorial Energia S.A., *holding multi-utilities*, com atuação nos segmentos de Distribuição, Transmissão, Geração, Comercialização, Serviços, Saneamento e Telecom (B3: EQTL3; USOTC: EQUQY), anuncia os resultados do segundo trimestre de 2024 (2T24).

## EBITDA Consolidado Ajustado cresce 11%, R\$ 2,4 bilhões no período (vs. 2T23)

Crescimento de mercado das distribuidoras, disciplina de custos, manutenção dos níveis de perdas e alavancagem controlada são os destaques do trimestre

- **Perdas totais consolidadas** enquadradas no nível regulatório pelo terceiro trimestre consecutivo.
- **Volume total de energia distribuída** com crescimento consolidado de 8,0% (vs 2T23), destaque para Amapá (+18,4%), Maranhão (+11,1%), Piauí (+11,5%) e Goiás (+10,9%), que alcançaram crescimento percentual com dois dígitos.
- **Investimentos consolidados** totalizaram cerca de **R\$ 2,1 bilhões** no 2T24, redução de R\$ 0,6 bilhão quando comparado ao 2T23, reflexo do estágio final de implementação do pipeline de renováveis.
- Relação **Dívida Líquida / EBITDA consolidado** na visão *covenant*, encerrou o 2T24 em **3,2x**, 0,1x menor que o 1T24.
- **Disponibilidade** do período atingiu **R\$ 12,6 bilhões**, com uma relação **Caixa / Dívida de curto prazo de 2,2x**.
- **Equatorial se consagra Investidor de Referência da SABESP** e adquire **participação de 15%** na companhia (R\$ 67,00 reais por ação – R\$ 6,8 Bilhões), ratificando a estratégia de ampliar sua atuação na prestação de serviços de saneamento.
- **Funding para aquisição de SABESP – R\$ 5,6 bilhões** emitidos com um custo all in de **CDI + 1,36%** a.a e um prazo de **18 meses**.
- **Início de operação comercial** dos projetos solares da Echoenergia: **Ribeiro Gonçalves** em maio e de **Barreiras 1** em julho.
- Conclusão do aumento de capital com utilização de créditos com dividendos (**R\$ 516 milhões**) em **18/07**.
- **Assinatura do contrato de venda da SPE 7** (efeito no 2T24 de **desconsolidação de R\$ 413 milhões de dívida**) em 08/07.
- **Aprovado o aumento de capital com limite de até R\$ 2,5 bilhões no dia 13/08**.

### PRINCIPAIS MACROINDICADORES <sup>1</sup>

Destaques Financeiros	2T23	2T24	Δ%	Δ
<b>R\$ milhões</b>				
Receita operacional líquida (ROL)	9.201	10.489	14,0%	1.288
<b>EBITDA ajustado (trimestral)</b>	<b>2.186</b>	<b>2.428</b>	<b>11,1%</b>	<b>242</b>
<i>Margem EBITDA (%ROL)</i>	23,8%	23,1%	-0,6 p.p.	
<b>EBITDA ajustado (12 meses)</b>	<b>8.849</b>	<b>11.161</b>	<b>26,1%</b>	<b>2.312</b>
<b>Lucro líquido ajustado</b>	<b>262</b>	<b>306</b>	<b>16,8%</b>	<b>44</b>
<i>Margem líquida (%ROL)</i>	2,8%	2,9%	0,1 p.p.	
<b>Investimentos</b>	<b>2.690</b>	<b>2.052</b>	<b>-23,7%</b>	<b>(638)</b>
<b>Dívida líquida</b>	<b>34.466</b>	<b>35.906</b>	<b>4,2%</b>	<b>1.440</b>
Dívida líquida/EBITDA ajustado (12m - Covenants)	3,8	3,2	-0,6x	
Disponibilidade / Dívida de curto prazo	1,8	2,2	0,4x	

<sup>1</sup> EBITDA Ajustado líquido de efeitos não-recorrentes e efeito não caixa de VNR, IFRS e MtM.

## **Sumário**

Sumário .....	3
DESEMPENHO FINANCEIRO CONSOLIDADO .....	5
MARGEM BRUTA AJUSTADA.....	5
CUSTOS E DESPESAS .....	7
EBITDA.....	8
RESULTADO FINANCEIRO .....	9
LUCRO LÍQUIDO.....	10
ENDIVIDAMENTO .....	12
INVESTIMENTOS.....	13
ESG (Environmental, Social and Governance) .....	14
DISTRIBUIÇÃO.....	15
DESEMPENHO COMERCIAL .....	15
DESEMPENHO OPERACIONAL .....	17
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	18
MARGEM BRUTA .....	18
DESPESAS OPERACIONAIS E PMSO/CONSUMIDOR .....	19
EBITDA.....	21
EFEITOS NÃO RECORRENTES EBITDA .....	23
RESULTADO FINANCEIRO .....	24
LUCRO LÍQUIDO.....	24
INVESTIMENTOS.....	24
TRANSMISSÃO .....	25
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	25
RENOVÁVEIS.....	27
DESEMPENHO OPERACIONAL .....	27
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	31
SANEAMENTO .....	34
DESEMPENHO OPERACIONAL E COMERCIAL.....	34
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	34
EQUATORIAL SERVIÇOS .....	36
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	36
SERVIÇOS PRESTADOS PELO AUDITOR INDEPENDENTE .....	37

## AVISO

As declarações sobre eventos futuros estão sujeitas a riscos e incertezas. Tais declarações têm como base crenças e suposições de nossa Administração e informações a que a Companhia atualmente tem acesso. Declarações sobre eventos futuros incluem informações sobre nossas intenções, crenças ou expectativas atuais, assim como aquelas dos membros do Conselho de Administração e Diretores da Companhia. As ressalvas com relação às declarações e informações acerca do futuro também incluem informações sobre resultados operacionais possíveis ou presumidos, bem como declarações que são precedidas, seguidas ou que incluem as palavras “acredita”, “poderá”, “irá”, “continua”, “espera”, “prevê”, “pretende”, “estima” ou expressões semelhantes.

As declarações e informações sobre o futuro não são garantias de desempenho. Elas envolvem riscos, incertezas e suposições porque se referem a eventos futuros, dependendo, portanto, de circunstâncias que poderão ocorrer ou não. Os resultados futuros e a criação de valor para os acionistas poderão diferir de maneira significativa daqueles expressos ou sugeridos pelas declarações com relação ao futuro. Muitos dos fatores que irão determinar estes resultados e valores estão além da capacidade de controle ou previsão da Companhia.

Critérios contábeis adotados:

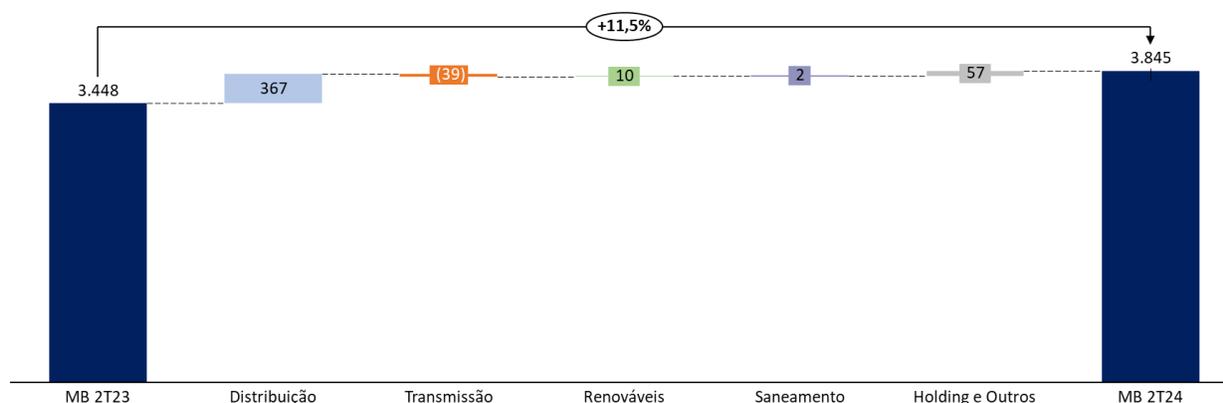
As informações estão apresentadas na forma consolidada e de acordo com os critérios da legislação societária brasileira, a partir de informações financeiras revisadas. As informações financeiras consolidadas apresentadas neste relatório representam 100% do resultado de suas controladas diretas e indiretas e consideram o resultado dos ativos a partir de sua aquisição, exceto quando indicado o contrário para fins de comparabilidade.

As informações operacionais consolidadas representam 100% dos resultados de controladas diretas e indiretas.

## DESEMPENHO FINANCEIRO CONSOLIDADO

Demonstração de Resultado	2T23	2T24	Δ%	Δ
<b>R\$ milhões</b>				
Receita operacional bruta (ROB)	12.540	14.533	15,9%	1.993
Receita operacional líquida (ROL)	9.201	10.489	14,0%	1.288
Custo de energia elétrica	(5.708)	(6.350)	11,3%	(643)
<b>Margem Bruta</b>	<b>3.494</b>	<b>4.139</b>	<b>18,5%</b>	<b>645</b>
<b>Margem Bruta Ajustada</b>	<b>3.448</b>	<b>3.845</b>	<b>11,5%</b>	<b>397</b>
Custo e despesas operacionais	(991)	(1.367)	37,9%	(376)
Outras receitas/despesas operacionais	(133)	(175)	32,2%	(43)
<b>EBITDA</b>	<b>2.370</b>	<b>2.597</b>	<b>9,6%</b>	<b>227</b>
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>2.186</b>	<b>2.428</b>	<b>11,1%</b>	<b>242</b>
Depreciação	(432)	(515)	19,1%	(83)
Amortização de ágio	(136)	(143)	5,3%	(7)
Resultado do serviço (EBIT)	1.802	1.939	7,6%	137
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(1.098)</b>	<b>(944)</b>	<b>-14,0%</b>	<b>154</b>
<b>Resultado financeiro ajustado</b>	<b>(762)</b>	<b>(985)</b>	<b>29,2%</b>	<b>(223)</b>
Lucro antes da tributação (EBT)	704	995	41,3%	291
IR/CSLL	(33)	(299)	799,0%	(266)
Participações minoritárias	(153)	(187)	22,0%	(34)
<b>Lucro líquido Ex Minoritários</b>	<b>518</b>	<b>508</b>	<b>-1,8%</b>	<b>(9)</b>
<b>Lucro líquido Ajustado</b>	<b>262</b>	<b>306</b>	<b>16,8%</b>	<b>44</b>
Investimentos	2.690	2.052	-23,7%	(638)

## MARGEM BRUTA AJUSTADA



De forma consolidada, a Margem Bruta ajustada do grupo Equatorial no 2T24 apresentou um crescimento de 11,5% em comparação ao 2T23, totalizando R\$ 3,8 bilhões, já excluindo os efeitos da receita de construção e os efeitos IFRS (VNR, IFRS 9 e MtM).

O resultado é explicado principalmente pelo aumento da margem bruta do segmento de Distribuição, onde destaca-se o crescimento da Equatorial Goiás (R\$ 290,1 milhões). Vale ressaltar que a redução da margem no segmento de Transmissão (- R\$ 39 milhões) se dá pela venda da INTESA, que não é mais consolidada no 2T24.

Neste trimestre, as variações de crescimento de mercado impactaram o resultado positivamente em R\$ 171 milhões, enquanto o aumento de tarifa somou R\$ 219 milhões e a melhora de perdas resultou em um resultado positivo de R\$ 16 milhões. Este resultado foi parcialmente compensado pela variação negativa da renda não faturada, ultrapassagem de demanda e energia reativa e pelos créditos tributários, que juntos somaram R\$ 51 milhões.

Na tabela abaixo apresentamos os efeitos não recorrentes da Margem Bruta abertos por segmento:

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	2T24 Total
<b>Receita Operacional</b>	(81)	-	-	-	-	<b>(81)</b>
Multa de Acréscimo Moratório	2	-	-	-	-	2
Reconhecimento RTE	(60)	-	-	-	-	(60)
Flexibilização de perdas via CCC	(24)	-	-	-	-	(24)
<b>Deduções da receita operacional</b>	-	-	-	-	-	-
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>(81)</b>	-	-	-	-	<b>(81)</b>
<b>Custo do serviço de energia elétrica</b>	-	-	-	-	-	-
<b>Margem Bruta</b>	<b>(81)</b>	-	-	-	-	<b>(81)</b>

Abaixo o detalhamento do efeito que foi concentrado no segmento de Distribuição:

*Receita Operacional:*

- (i) *Multa de Acréscimo moratório (CEA): Efeito que corrige o lançamento de multas de acréscimo moratório no resultado financeiro. Este efeito também aparece nos não recorrentes do resultado financeiro com o sinal oposto.*
- (ii) *Reconhecimento RTE (CEA): Efeito que reflete os reconhecimentos de ativos regulatórios feitos após a homologação da revisão tarifária extraordinária do Amapá.*
- (iii) *Flexibilização de perdas via CCC (CEA): Efeito que mapeia o recebimento retroativo da cobertura de perdas via CCC do Amapá (recebimento em abril que retroage a dezembro de 2023)*

## CUSTOS E DESPESAS

Custos Operacionais	2T23	Δ Distribuição	Δ Transmissão	Δ Renováveis	Δ Outros*	2T24	Δ%	Δ
R\$ milhões								
(+) Pessoal	337	-37	-2	7	7	312	-7,2%	-24
(+) Material	20	38	-14	-3	4	46	128,0%	26
(+) Serviço de terceiros	485	120	13	15	36	668	37,7%	183
(+) Outros	59	54	-1	0	-71	42	-29,9%	-18
<b>(=) PMSO Reportado</b>	<b>902</b>	<b>175</b>	<b>-4</b>	<b>19</b>	<b>-23</b>	<b>1.069</b>	<b>18,5%</b>	<b>167</b>
Ajustes	141	-	-	-	-	-24	-117,2%	-166
<b>PMSO Ajustado</b>	<b>1.043</b>	<b>10</b>	<b>-4</b>	<b>19</b>	<b>-23</b>	<b>1.044</b>	<b>0,1%</b>	<b>1</b>
(+) Provisões	79	-101	0	0	302	280	254,3%	201
(+) Sistemas Isolados e Subv. CCC	11	8	0	0	0	18	72,3%	8
(+) Outras receitas/despesas operacionais	133	33	0	0	10	175	32,2%	43
(+) Depreciação e amortização	432	92	8	-10	-7	515	19,1%	83
<b>Custos e Despesas Reportado</b>	<b>1.556</b>	<b>206</b>	<b>4</b>	<b>8</b>	<b>282</b>	<b>2.057</b>	<b>32,2%</b>	<b>501</b>
IPCA (12 meses)				4,23%				
IGPM (12 meses)				2,45%				

\*Inclui PPAs e Eliminações

O PMSO Ajustado reduziu 0,8% no comparativo entre trimestres, de R\$ 1.053 milhões para R\$ 1.044 milhões. A variação ajustada abaixo da inflação apurada é reflexo da disciplina de custos da companhia no período. Como principais efeitos do trimestre, destacamos:

- (i) Aumento de R\$ 10 milhões no segmento de Distribuição, principalmente, em função do robustecimento de equipes de campo na Equatorial Maranhão;
- (ii) Aumento de R\$ 19 milhões no segmento de Renováveis, principalmente nas linhas de Serviços e Pessoal, resultado da finalização dos parques solares; e
- (iii) Redução de R\$ 34 milhões em Outros, explicado majoritariamente pela variação de PPAs entre o 2T23 e o 2T24.

A variação presente na linha de provisões, assim como a variação da linha de Outros, reflete os movimentos de PPAs (principalmente na Equatorial Goiás) que afetaram o 2T23 (R\$ 274 milhões) e o 2T24 (R\$ 20 milhões)

É importante mencionar que, apesar de ajustarmos a linha de Outras Receitas/Despesas Operacionais no EBITDA, esta linha teve um impacto de R\$ 26 milhões referentes a provisões de estoque realizadas na CEEE-D, e que essas provisões reduzem o CAPEX do período.

Na tabela abaixo apresentamos os efeitos não recorrentes dos custos e despesas, abertos por segmento:

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	2T24 Total
<b>Custos e Despesas Operacionais</b>	24	-	-	-	-	<b>24</b>
Material	3	-	-	-	-	3
Serviços de Terceiros	22	-	-	-	-	22
<b>Provisões</b>	-	-	-	-	-	<b>-</b>
<b>Custos e Despesas</b>	<b>24</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>24</b>

Abaixo o detalhamento dos efeitos não recorrentes que foram concentrados no segmento de Distribuição:

*Custos e Despesas Operacionais:*

*Material*

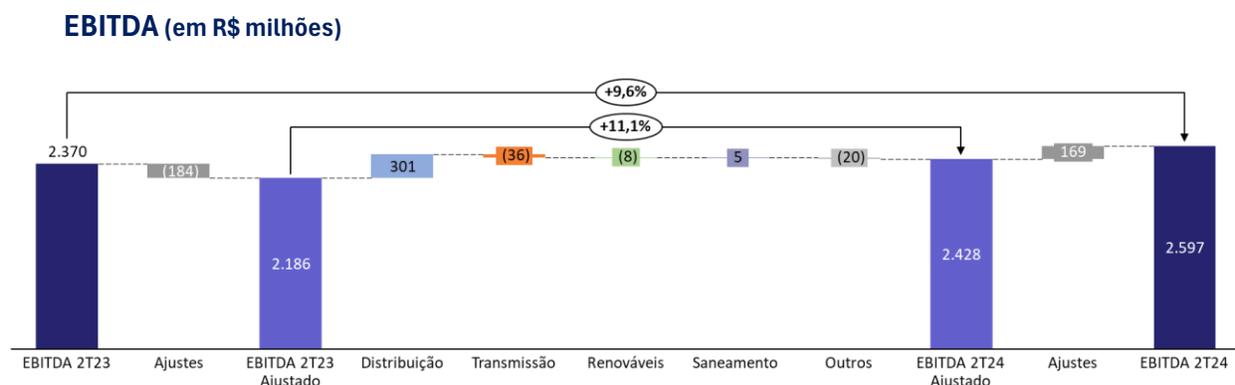
- (i) *Despesas com processo de primarização (Alagoas): Ajuste em função da aquisição de equipamentos de proteção individual e coletiva decorrente do processo de primarização na Equatorial Alagoas.*

Serviços de Terceiros

- (i) Honorários advocatícios, despesas com o processo de primarização e consultorias (Maranhão, Alagoas e Goiás): Ajustes referentes a despesas não recorrentes com processos judiciais em Goiás, consultorias e treinamentos do processo de primarização em Alagoas e despesa com consultoria de planejamento estratégico no Maranhão.

Os efeitos individuais podem ser visualizados na tabela de não recorrentes da seção de Distribuição.

**EBITDA**



O EBITDA reportado da Equatorial atingiu R\$ 2.597 milhões no 2T24, valor 9,6% superior ao 2T23.

Já o EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa alcançou R\$ 2.428 milhões, 11,1% superior ao mesmo período do ano anterior, ou R\$ 241 milhões superior, aumento proveniente do segmento de distribuição, que no trimestre teve uma variação de R\$ 300 milhões, onde destacamos a variação da Equatorial Goiás (R\$ 280 milhões).

É importante mencionar que o EBITDA ajustado já contempla os ajustes não caixa e IFRS (VNR, IFRS 9 e MtM).

A seguir apresentamos a conciliação do EBITDA Reportado, conforme Instrução CVM 527/12:

EBITDA	2T23	2T24	Δ%	Δ
<b>R\$ milhões</b>				
EBITDA Equatorial Societário	2.370	2.597	9,6%	227
Ajustes EBITDA	(184)	(169)	-8,4%	15
Não Recorrentes	(5)	43	N/A	48
(-) IFRS 9 (Transmissão)	(46)	(43)	-5,9%	3
(-) VNR	(96)	(170)	76,2%	(73)
(-) MtM	(37)	0	-101,2%	38
<b>EBITDA Equatorial Ajustado</b>	<b>2.186</b>	<b>2.428</b>	<b>11,1%</b>	<b>242</b>

Os efeitos não-recorrentes que impactaram o EBITDA estão relacionados a seguir.

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	2T24 Total
Margem Bruta	(81)	-	-	-	-	(81)
Custos e Despesas	24	-	-	-	-	24
Outras receitas/despesas operacionais	165	-	-	-	-	165
Ajustes IFRS (VNR / IFRS 9 / MtM)	(170)	(43)	-	-	0	(212)
PPAs	-	-	-	-	(64)	(64)
<b>Ajustes EBITDA</b>	<b>(62)</b>	<b>(43)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(64)</b>	<b>(169)</b>

Os ajustes do EBITDA nesse trimestre foram concentrados nas distribuidoras do grupo, e estão representados nas seções anteriores “Margem Bruta” e “Custos e Despesas”. Para maiores detalhes, ver seção de “Distribuição”.

## RESULTADO FINANCEIRO

Resultado Financeiro líquido	2T23	Δ Distribuição	Δ Transmissão	Δ Renováveis	Δ Outros	2T24	Δ%	Δ
<b>R\$ milhões</b>								
(+) Rendas Financeiras	310	1	10	(2)	(28)	291	-6,1%	(19)
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia	108	10	-	-	-	118	9,4%	10
(+) Encargos da dívida	(1.346)	(0)	30	(4)	104	(1.216)	-9,7%	130
(+) Encargos CVA	4	(39)	-	-	5	(30)	-862,4%	(34)
(+) AVP - Comercial	7	(15)	-	-	-	(8)	-211,3%	(15)
(+) Contingências	(58)	283	-	-	(289)	(63)	9,5%	(5)
(+) Outras Receitas / Despesas	(123)	(104)	4	(5)	193	(35)	-71,2%	87
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(1.098)</b>	<b>136</b>	<b>44</b>	<b>(11)</b>	<b>(15)</b>	<b>(944)</b>	<b>-14,0%</b>	<b>154</b>
(-/+ Efeitos Não Recorrentes	283					35	-87,7%	(249)
(-/+ Efeitos Não Caixa	52					(76)	-246,0%	(128)
<b>Resultado financeiro ajustado</b>	<b>(762)</b>					<b>(985)</b>	<b>29,2%</b>	<b>(223)</b>

É importante destacar que a partir deste trimestre estamos destacando o efeito da atualização da opção de compra sobre a participação de ações preferenciais na Equatorial Distribuição. O efeito da atualização não tem efeito caixa e está sendo ajustado de maneira similar aos efeitos não recorrentes, e que o ajuste também foi mapeado para o 2T23.

De forma consolidada, o resultado financeiro reportado da Companhia atingiu R\$ 944 milhões negativos contra R\$ 1.098 milhões negativos no 2T23.

A seguir, apresentamos os efeitos não recorrentes e não caixa do período:

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	2T24 Total
<b>Receitas Financeiras</b>	(2)	-	-	-	-	<b>(2)</b>
Multa de Acréscimo Moratório	(2)	-	-	-	-	(2)
<b>Despesas Financeiras</b>	37	-	-	-	-	<b>37</b>
Fee - Pré pagamento	5	-	-	-	-	5
Constituição de passivo tributário - Parcelamento REFIS	32	-	-	-	-	32
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>35</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>35</b>
Não Caixa	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	2T24 Total
Atualização PNs	-	-	-	-	(76)	(76)

Abaixo as explicações dos efeitos não recorrentes:

### Receitas Financeiras

- (i) *Multa de Acréscimo moratório (CEA): Efeito que corrige o lançamento de multas de acréscimo moratório no resultado financeiro. Este efeito também aparece nos não recorrentes da margem bruta com o sinal oposto.*

### Despesas Financeiras

- (i) *Fee – Pré-Pagamento (Goiás): Taxa paga pelo pré-pagamento parcial da 2ª emissão de debentures da Equatorial Goiás.*

- (ii) *Constituição de passivo tributário - Parcelamento REFIS (MA/PA/PI/AL): efeito referente à constituição do passivo tributário e parcelamento pelo REFIS.*

O resultado financeiro ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa no 2T24 foi de R\$ 985 milhões negativos, 29,2% maior em relação ao 2T23, influenciada principalmente pelo segmento de Distribuição. O detalhamento dos efeitos que afetaram o trimestre pode ser encontrados na seção de distribuição.

## LUCRO LÍQUIDO

De forma consolidada, o lucro líquido do período foi de R\$ 695 milhões, enquanto o lucro líquido ajustado do período foi de R\$ 306 milhões, R\$ 44 milhões maior que o mesmo período do ano anterior.

Lucro Líquido Consolidado ( R\$ Milhões)	2T23	2T24	Δ%	Δ
Distribuição	247	588	138,1%	341
Transmissão	90	125	39,0%	35
Intesa	25	-	-100,0%	(25)
Echoenergia	(49)	(32)	-35,0%	17
Echo Crescimento	0	(23)	-24120,6%	(23)
Serviços	23	(11)	-149,4%	(34)
CSA	(57)	(49)	-13,8%	8
PPAS	576	105	-81,7%	(470)
Holding + outros	(183)	(8)	-95,8%	175
<b>(=) Lucro Líquido</b>	<b>671</b>	<b>695</b>	<b>3,6%</b>	<b>24</b>
<i>(-) Participações Minoritárias</i>	<i>153</i>	<i>187</i>	<i>22,0%</i>	<i>34</i>
<b>(=) Lucro Líquido Ex Minoritários</b>	<b>518</b>	<b>508</b>	<b>-1,8%</b>	<b>(9)</b>
<b>Ajustes Totais</b>	<b>(409)</b>	<b>(389)</b>	<b>-4,8%</b>	<b>20</b>
Ajustes Distribuição	279	(45)	-116,0%	(323)
Ajustes Transmissão	-	-	N/A	-
Ajustes Renováveis	-	-	N/A	-
Ajustes Saneamento	-	-	N/A	-
Ajustes Serviços	-	-	N/A	-
Ajustes PPAS e Holding	(576)	(105)	-81,7%	470
Ajustes PNS - Não caixa	52	(76)		
Ajustes IFRS (VNR, IFRS e MtM)	(164)	(163)	-0,5%	1
<b>(=) Lucro Líquido Equatorial Ajustado</b>	<b>262</b>	<b>306</b>	<b>16,8%</b>	<b>44</b>

As participações minoritárias da companhia são afetadas pela atualização das ações PN emitidas na Equatorial Distribuição, e por isso não refletem a participação econômica existente na Equatorial. O Lucro Líquido Ajustado por minoritários, para uma visão mais aderente, deve levar em consideração: (i) as participações minoritárias das empresas do grupo, que no trimestre atingiram R\$ 56,3 milhões, e (ii) o valor da atualização das PNs por CDI, que no trimestre atingiu R\$ 105,4 milhões. Realizando esses ajustes, o Lucro líquido ex minoritários seria de R\$ 533 milhões.

É importante ressaltar que a partir deste trimestre, o lucro líquido ajustado inclui os ajustes não caixa referentes a atualização da opção de compra das ações preferenciais na Equatorial Distribuição. O efeito está mapeado dentro do resultado financeiro e reflete a composição dos ajustes do lucro.

Abaixo apresentamos os efeitos não recorrentes e não caixa que impactaram o lucro da companhia:

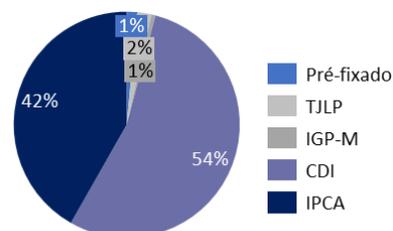
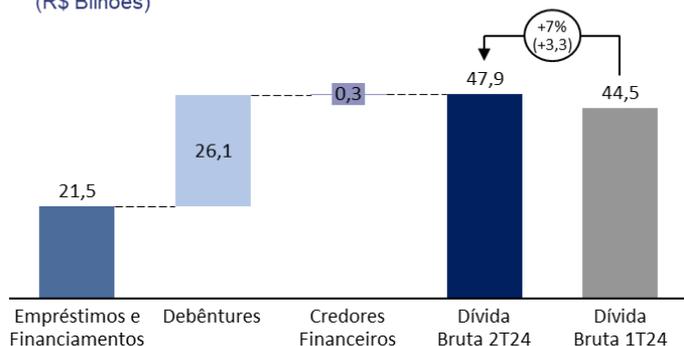
Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	2T24 Total
Ajustes EBITDA	(58)	-	-	-	-	(58)
Depreciação	(12)	-	-	-	-	(12)
Resultado Financeiro	35	-	-	-	-	35
Impostos	(12)	-	-	-	-	(12)
PPAs	-	-	-	-	(105)	(105)
Ajuste PNs - Não caixa	-	-	-	-	(76)	(76)
Ajustes IFRS (VNR / IFRS 9 / MtM) líquido de impostos	(112)	(52)	-	-	0	(163)
Ajustes Totais Lucro Líquido	(158)	(52)	-	-	(181)	(391)

A linha de impostos ajusta o valor do trimestre para a incidência de impostos sobre o resultado recorrente, e a linha de Ajustes IFRS traz os efeitos não caixa já líquidos de impostos.

## ENDIVIDAMENTO

No trimestre, a dívida bruta consolidada, considerando empréstimos e financiamentos, credores financeiros da recuperação judicial (líquido de ajuste a valor presente) e debêntures, atingiu R\$ 47,9 bilhões. Para abertura mais detalhada da dívida, visite o website de RI, na seção: Informações Financeiras – Dados Operacionais e Financeiros.

### Build-up Dívida Bruta (R\$ Bilhões)



### Build-up Dívida Líquida / EBITDA Visão Covenants

Os covenants da Equatorial consideram o EBITDA 12m das aquisições da companhia e desconsidera parte das dívidas de RJ

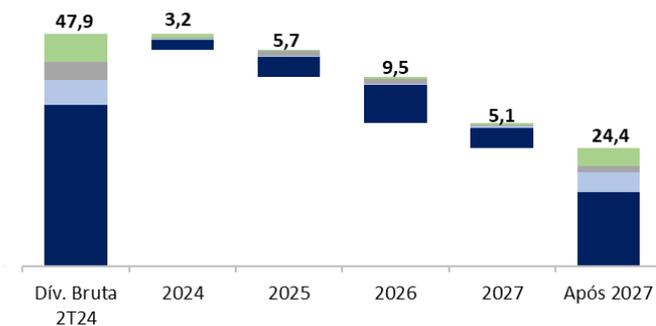
Build-up - Covenants	
Dívida Bruta	47,9
(-) Ajustes Covenants	0,7
(-) Disponibilidades	12,6
<b>Dívida Líquida</b>	<b>35,9</b>
<b>EBITDA Covenants</b>	<b>11,1</b>
<b>Dívida líquida / EBITDA</b>	<b>3,2</b>

### Prazo e Custo Médio

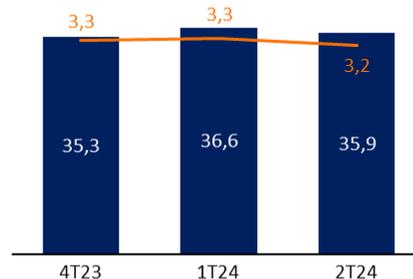
**5,4 anos / 11,36% a.a.**

Referente ao custo médio do passivo incorrido no período

### Cronograma de Amortização (R\$ Bi)



### Histórico Dívida Líquida / EBITDA Visão Covenants (R\$ Bi)



A dívida líquida apurada para fins de *covenants* atingiu R\$ 35,9 bilhões, implicando numa relação dívida líquida/EBITDA para fins de *covenants* de 3,2x, com a redução de 0,1x contra o trimestre anterior. É importante mencionar que tivemos alguns avanços no trimestre das opcionalidades utilizadas para gestão da alavancagem, como a capitalização de dividendos da Equatorial Energia, que teve um impacto de R\$ 516 milhões, e a desconsolidação da dívida da SPE 7, que

está classificada como ativo à venda e tem um impacto de R\$ 413 milhões de redução da dívida. Além desses pontos, como evento subsequente também obtivemos o ganho do earnout da INTESA, no valor de R\$ 18 milhões.

A cobertura de caixa com relação as obrigações de curto prazo da Companhia fecharam o 2T24 em 2,2x.

## INVESTIMENTOS

As informações relativas aos Investimentos realizados consideram 100% de Maranhão, Pará, Piauí, Alagoas, CEEE-D, CEA, Goiás, Intesa, Equatorial Transmissão, Echoenergia, CSA e Equatorial Serviços nos períodos reportados. Os novos ativos, são considerados a partir de suas respectivas consolidações.

No 2T24, o total investido, consolidado, foi de R\$ 2,1 bilhões, volume 24% inferior ao registrado no 2T23.

Investimentos	2T23	2T24	Δ%	Δ
<b>R\$ milhões</b>				
<b>Distribuição</b>	<b>1.989</b>	<b>1.918</b>	<b>-4%</b>	<b>-71</b>
Ativos elétricos	1.626	1.523	-6%	-102
Obrigações especiais	197	220	12%	23
Ativos não elétricos	166	174	5%	8
<b>Transmissão</b>	<b>16</b>	<b>2</b>	<b>-89%</b>	<b>-14</b>
SPEs 1 a 8	15	2	-89%	-14
Intesa	0	-	100%	0
<b>Renováveis</b>	<b>642</b>	<b>85</b>	<b>-87%</b>	<b>-557</b>
Ativos Operacionais	17	18	5%	1
Projetos em desenvolvimento	625	67	-	-558
<b>Saneamento</b>	<b>25</b>	<b>38</b>	<b>54%</b>	<b>13</b>
<b>Outros</b>	<b>19</b>	<b>10</b>	<b>-48%</b>	<b>-9</b>
<b>Total Equatorial</b>	<b>2.690</b>	<b>2.052</b>	<b>-24%</b>	<b>-638</b>

A variação decorre principalmente da redução de 87% dos investimentos no segmento de Renováveis, efeito que reflete a entrada em operação do parque de Ribeiro Gonçalves e o estágio final do investimento de Barreiras 1 no 2T24.

Para retornar ao Sumário, clique [aqui](#).

## ESG (Environmental, Social and Governance)

No segundo trimestre do ano a Companhia continuou avançando em sua jornada de segurança, programa iniciado ao final de 2023 e que trabalha de forma integrada os pilares de capacitação, liderança, comportamento, fornecedores e população. São 33 ações segmentadas, acompanhadas mensalmente por um Comitê de Segurança, responsável por reportar à Presidência a evolução de indicadores, índices e métricas, que basicamente devem convergir para a diminuição das taxas de frequência e de gravidade dos acidentes envolvendo empregados próprios e terceiros.

É importante ressaltar, de igual maneira, a evolução das iniciativas de redução de emissões do Grupo no trimestre: com SF6, projeto iniciado em 2023, a Companhia reduziu em 25% a intensidade de emissões do gás por meio da manutenção dos disjuntores presentes em seus parques de alta tensão. O gás SF6 é um dos mais impactantes para o aquecimento global, sendo cerca de 23.500 vezes mais potente que o dióxido de carbono em termos de capacidade de retenção de calor na atmosfera. Em linha com o projeto de SF6, a Companhia seguiu com seu incentivo ao aumento do consumo de combustível renovável, aumentando em mais de 2000% o consumo de etanol em sua frota flex, contribuindo para a redução de 32% no consumo de gasolina.

O número de clientes beneficiados pela Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE) cresceu 6% em relação ao trimestre passado, fruto das ações da Companhia junto ao poder público a fim de ampliar o alcance do programa e facilitar o acesso de famílias de baixa renda ao benefício, aliviando o impacto dos custos de energia no orçamento doméstico.

Saiba mais sobre nossos indicadores, disponibilizados a cada trimestre, no quadro abaixo:

Indicadores ESG	Medida	2T23	2T24	Δ%
<b>Ambiental</b>				
Consumo de Combustíveis Renováveis na Frota Administrativa	L	7.603	171.539	2156,1%
Intensidade de Emissões de SF6	tCO2eq/GWh	0,07	0,05	-25,3%
# de Ligações em Áreas Remotas via SIGFI (Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente)	#	3.414	3.231	-5,4%
Investimentos P&D e Eficiência Energética em Meio Ambiente	R\$ mil	2.258	830	-63,2%
<b>Social</b>				
% de Mulheres no Grupo Equatorial Energia	%	35%	36%	1p.p.
% de Mulheres em Cargos de Liderança x Total de Líderes	%	21%	22%	1,6p.p.
% de Negros em Cargos de Liderança x Total de Líderes	%	7%	7%	0,5p.p.
% de Fornecedores Locais	%	40%	43%	3,2p.p.
Investimentos Sociais	R\$ mil	14.988	10.253	-31,6%
TG Próprios	#	2.327	4	-99,8%
TG Terceiros	#	593	1.563	163,6%
Número de óbitos de empregados (próprios + terceiros)	#	4	6	50,0%
Número de Acidentes com a População	#	8	4	-50,0%
Número de Unidades Consumidoras (UCs) beneficiadas pela Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE)	# mil	4.091	4.317	5,5%
<b>Governança</b>				
% de Conselheiros Independentes <sup>1</sup>	%	100%	100%	0p.p.
% de Mulheres no Conselho	%	22%	14%	-36,4%
% de Colaboradores Treinados na Trilha de Integridade	%	71%	62%	-12,0%
Casos Registrados no Canal de Ética	#	104	136	30,8%

1 - Considera composição atual

2 - É importante destacar que, até o ano passado, o controle da Trilha de Integridade era realizado apenas nas empresas EQTL MA, EQTL PA, EQTL PI, EQTL AL, EQTL ENERGIA e EQTL TRANSMISSÃO. A partir de janeiro de 2024, a Companhia passou a monitorar todas as unidades de negócio.

Para retornar ao Sumário, clique [aqui](#).

## DISTRIBUIÇÃO

### DESEMPENHO COMERCIAL

Dados Operacionais		2T23								2T24							
	Medida	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
Energia Injetada SIN	GWh	2.254	3.381	1.176	1.252	2.171	475	4.240	14.949	2.430	3.594	1.241	1.295	2.224	482	4.607	15.872
Sistema isolado	GWh	0	63	0	0	0	12	0	75	1	70	0	0	0	13	0	84
Energia injetada - GD	GWh	119	151	117	65	82	8	295	837	166	232	177	100	66	16	402	1.159
<b>Energia Injetada Total</b>	<b>GWh</b>	<b>2.373</b>	<b>3.595</b>	<b>1.293</b>	<b>1.317</b>	<b>2.253</b>	<b>495</b>	<b>4.535</b>	<b>15.862</b>	<b>2.596</b>	<b>3.896</b>	<b>1.417</b>	<b>1.395</b>	<b>2.291</b>	<b>512</b>	<b>5.008</b>	<b>17.116</b>
Variação Injetada Total (%)	%									9,4%	8,4%	9,6%	5,9%	1,6%	3,4%	10,4%	7,9%
Residencial - convencional	GWh	646	709	276	298	691	87	1.237	3.943	740	770	306	311	681	102	1.358	4.268
Residencial - baixa renda	GWh	394	417	193	153	104	73	189	1.523	436	447	202	181	105	87	247	1.706
Industrial	GWh	39	85	23	28	64	8	104	350	31	72	18	22	46	9	90	288
Comercial	GWh	156	334	135	149	356	67	443	1.640	155	319	127	127	310	61	447	1.546
Outros	GWh	384	383	210	206	290	38	790	2.301	409	409	230	194	255	41	814	2.352
<b>Consumidores Cativos</b>	<b>GWh</b>	<b>1.620</b>	<b>1.927</b>	<b>837</b>	<b>833</b>	<b>1.504</b>	<b>273</b>	<b>2.763</b>	<b>9.757</b>	<b>1.770</b>	<b>2.018</b>	<b>882</b>	<b>836</b>	<b>1.398</b>	<b>300</b>	<b>2.956</b>	<b>10.159</b>
Industrial	GWh	103	310	31	150	290	1	865	1.751	100	293	39	168	276	2	947	1.826
Comercial	GWh	114	198	49	53	172	3	138	726	136	232	64	80	191	16	189	908
Outros	GWh	2	31	17	0	19	0	31	100	8	33	18	12	42	4	48	166
<b>Consumidores livres</b>	<b>GWh</b>	<b>219</b>	<b>539</b>	<b>97</b>	<b>202</b>	<b>480</b>	<b>4</b>	<b>1.034</b>	<b>2.576</b>	<b>244</b>	<b>558</b>	<b>122</b>	<b>261</b>	<b>509</b>	<b>22</b>	<b>1.185</b>	<b>2.900</b>
Energia de Conexão	GWh	2	0	38	4	16	0	3	63	2	4	44	4	16	0	3	73
<b>Energia Faturada</b>	<b>GWh</b>	<b>1.841</b>	<b>2.466</b>	<b>972</b>	<b>1.040</b>	<b>2.000</b>	<b>277</b>	<b>3.800</b>	<b>12.397</b>	<b>2.016</b>	<b>2.580</b>	<b>1.048</b>	<b>1.101</b>	<b>1.922</b>	<b>322</b>	<b>4.144</b>	<b>13.133</b>
Variação Faturada (%)	%									9,5%	4,6%	7,8%	5,9%	-3,9%	16,2%	9,1%	5,9%
Energia de Compensação - GD	GWh	100	118	91	55	70	6	233	674	139	194	137	84	89	14	330	987
<b>Energia Distribuída</b>	<b>GWh</b>	<b>1.941</b>	<b>2.584</b>	<b>1.063</b>	<b>1.095</b>	<b>2.071</b>	<b>283</b>	<b>4.033</b>	<b>13.071</b>	<b>2.155</b>	<b>2.774</b>	<b>1.185</b>	<b>1.185</b>	<b>2.011</b>	<b>335</b>	<b>4.474</b>	<b>14.120</b>
Variação Distribuída (%)	%	-								11,1%	7,3%	11,5%	8,2%	-2,9%	18,4%	10,9%	8,0%
<b>Número de Consumidores</b>	<b>MIL</b>	<b>2.706</b>	<b>2.962</b>	<b>1.490</b>	<b>1.336</b>	<b>1.899</b>	<b>211</b>	<b>3.315</b>	<b>13.919</b>	<b>2.768</b>	<b>3.114</b>	<b>1.527</b>	<b>1.371</b>	<b>1.703</b>	<b>229</b>	<b>3.392</b>	<b>14.103</b>
Variação Número de Consumidores (%)	%									2,3%	5,1%	2,5%	2,6%	-10,3%	8,4%	2,3%	1,3%
Perdas totais	GWh	432	1.011	230	222	183	212	501	2.791	441	1.122	233	209	279	177	535	2.996
<b>Perdas Totais / Injetada Total - 12m</b>	<b>%</b>	<b>17,5%</b>	<b>27,6%</b>	<b>18,2%</b>	<b>18,3%</b>	<b>14,0%</b>	<b>43,7%</b>	<b>11,9%</b>	<b>18,6%</b>	<b>17,9%</b>	<b>27,4%</b>	<b>17,8%</b>	<b>18,2%</b>	<b>13,4%</b>	<b>37,3%</b>	<b>11,5%</b>	<b>18,2%</b>
Perdas regulatórias - 12m	%	16,9%	27,0%	20,4%	21,1%	11,0%	34,2%	11,8%	17,9%	17,2%	28,1%	19,9%	20,7%	11,2%	33,5%	12,2%	18,3%

### PERDAS (12 meses)

Distribuidoras	2T23	1T24	2T24	Regulatório 2T24 LTM	Δ 2T23	Δ 1T24	Δ Regulatório	Regulatório 2T24 Homologado
<b>Consolidado</b>	<b>18,6%</b>	<b>18,2%</b>	<b>18,2%</b>	<b>18,3%</b>	<b>-0,4%</b>	<b>0,0%</b>	<b>-0,2%</b>	<b>18,1%</b>
Equatorial Maranhão	17,5%	18,2%	17,9%	17,2%	0,4%	-0,3%	0,6%	17,3%
Equatorial Pará	27,6%	27,2%	27,4%	28,1%	-0,2%	0,2%	-0,7%	28,2%
Equatorial Piauí	18,2%	18,1%	17,8%	19,9%	-0,4%	-0,3%	-2,1%	19,6%
Equatorial Alagoas	18,3%	18,6%	18,2%	20,7%	-0,1%	-0,5%	-2,5%	17,8%
CEEE-D	14,0%	12,4%	13,4%	11,2%	-0,6%	0,9%	2,2%	11,3%
CEA <sup>1</sup>	43,7%	39,2%	37,3%	33,5%	-6,4%	-2,0%	3,8%	33,6%
Equatorial Goiás	11,9%	11,7%	11,5%	12,2%	-0,3%	-0,1%	-0,6%	12,3%

As informações operacionais foram divulgadas no release operacional da companhia. Para acessar o documento, [cli-que aqui](#).

**PERCENTUAL DE CONTRATAÇÃO (12 meses)**

A seguir, apresentamos a expectativa do nível de contratação das distribuidoras para o ano de 2024 na visão com e sem ajustes decorrentes da sobrecontratação involuntária.

2024	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO
% de contratação	103,39%	103,06%	103,77%	103,00%	106,17%	107,27%	103,40%
% de contratação involuntária	103,39%	103,06%	103,77%	103,00%	104,70%	102,46%	103,40%

**PECLD e ARRECADAÇÃO**

PDD / ROB1 (trimestral)	2T23	2T24	Var.	Arrecadação - IAR (trimestral)	2T23	2T24	Var.
Equatorial Maranhão	1,60%	1,59%	0 p.p	Equatorial Maranhão	97,8%	98,7%	0,9 p.p
Equatorial Pará	1,57%	2,08%	0,5 p.p	Equatorial Pará	98,5%	95,8%	-2,7 p.p
Equatorial Piauí	1,97%	1,67%	-0,3 p.p	Equatorial Piauí	96,6%	100,4%	3,8 p.p
Equatorial Alagoas	0,37%	0,70%	0,3 p.p	Equatorial Alagoas	100,1%	98,1%	-2 p.p
CEEE-D	2,11%	2,76%	0,6 p.p	CEEE-D	102,9%	97,7%	-5,2 p.p
CEA	-0,58%	0,55%	1,1 p.p	CEA	96,8%	98,0%	1,2 p.p
Equatorial Goiás	0,86%	0,56%	-0,3 p.p	Equatorial Goiás	99,6%	100,0%	0,4 p.p
Consolidado	1,35%	1,47%	0,1 p.p	Consolidado	99,3%	98,4%	-0,9 p.p

1 Desconsidera Receita de Construção.

De maneira consolidada, a PECLD do grupo atingiu 1,47% da ROB. O nível do indicador sofre o impacto do aumento da PECLD/ROB do Rio Grande do Sul, que teve os níveis de provisões mais altos no trimestre como resultado do evento climático e da situação de calamidade que incorreu sobre o estado no 2T24 e do aumento dos níveis de PDD/ROB no Pará, que refletem o aumento dos percentuais provisionados pela nova matriz de perdas, além do envelhecimento de dívidas.

A arrecadação das companhias finalizou o trimestre em um patamar consolidado de 98,4%, com destaque para os níveis de arrecadação da Equatorial Goiás (100,0%) e da Equatorial Piauí (100,4%). O nível do índice de arrecadação do Pará sofreu efeito do aumento da inadimplência com o setor público e pelo aumento do faturamento quando comparado com o 1T24, que prejudica momentaneamente o indicador.

**DESEMPENHO OPERACIONAL****DEC e FEC (12 meses)**

Distribuidoras	2T23	1T24	2T24	Regulatório	Δ 2T23	Δ 1T24	Δ Regulatório
<b>DEC</b>							
Equatorial Maranhão	17,3	13,8	14,2	14,2	-3,2	0,4	0,0
Equatorial Pará	17,4	17,1	18,2	22,4	0,7	1,1	-4,3
Equatorial Piauí	23,1	23,4	24,3	20,0	1,2	0,8	4,3
Equatorial Alagoas	16,2	17,3	17,7	15,5	1,5	0,4	2,2
CEEE-D	16,6	19,0	19,3	8,4	2,6	0,3	10,9
CEA	37,6	31,4	34,4	45,7	-3,2	3,0	-11,4
Equatorial Goiás	20,0	20,7	20,1	11,4	0,1	-0,6	8,7
<b>FEC</b>							
Equatorial Maranhão	6,8	6,1	6,1	8,3	-0,7	0,0	-2,2
Equatorial Pará	8,7	8,0	8,0	16,8	-0,7	0,0	-8,8
Equatorial Piauí	9,5	8,7	8,4	13,2	-1,1	-0,3	-4,8
Equatorial Alagoas	6,9	7,1	6,9	12,9	-0,1	-0,2	-6,1
CEEE-D	8,6	7,7	7,4	6,0	-1,2	-0,3	1,4
CEA	17,4	14,1	14,4	30,6	-3,1	0,3	-16,3
Equatorial Goiás	10,4	10,4	9,9	7,7	-0,4	-0,4	2,2

O nível da qualidade do sistema de distribuição é medido pelos índices de DEC<sup>2</sup> e FEC<sup>3</sup>, ambos no período de 12 meses.

O destaque do trimestre fica para a redução do DEC e do FEC da Equatorial Goiás, reflexo dos investimentos realizados no período.

No comparativo com o 1T24, o DEC apresentou aumento em quase todas as distribuidoras do grupo.

Nas distribuidoras do nordeste do país (Maranhão, Piauí e Alagoas), a piora do DEC pode ser explicada pelo aumento de chuvas no período, que são reflexo do aquecimento das águas próximas à costa do Nordeste, em função da diferença de temperatura entre o Atlântico Tropical Norte (TNA) e o Atlântico Tropical Sul (TSA). Estes efeitos aumentaram as precipitações totais dos estados do Maranhão em 25% e de Alagoas em 74,5% quando comparado com o mesmo período do ano passado, enquanto o Piauí teve um aumento de 24,2% apenas no mês de abril.

No Amapá, o aumento do DEC é um efeito não recorrente e reflete o incêndio na subestação de Macapá, que gerou instabilidade na rede em função do direcionamento de carga e redução de redundância, aumentando a quantidade de horas de reestabelecimento de energia das ocorrências no estado dentro do trimestre. O transformador danificado já foi substituído no terceiro trimestre.

Na CEEE-D, o aumento do DEC deve-se aos seguidos eventos climáticos extremos que tem afetado o estado do Rio Grande do Sul e, dificultam a manutenção de rede pela grande mobilização de equipes voltadas para atendimento emergencial. Apesar das mecânicas de expurgos do indicador, parte do impacto causado na rede não pode ser expurgado, aumentando o indicador.

Atualmente, três das sete concessões da Equatorial estão dentro do limite regulatório.

<sup>2</sup> Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor - indica a duração média das interrupções, em horas por cliente por período

<sup>3</sup> Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor - indica a frequência das interrupções de fornecimento, em número de interrupções por cliente por período

## DESEMPENHO FINANCEIRO

## MARGEM BRUTA

Análise da receita	2T23								2T24								Δ%
R\$ milhões	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	Total
<b>(+) Vendas as classes</b>	<b>1.191</b>	<b>1.927</b>	<b>766</b>	<b>717</b>	<b>1.089</b>	<b>232</b>	<b>1.931</b>	<b>7.854</b>	<b>1.487</b>	<b>2.287</b>	<b>868</b>	<b>790</b>	<b>1.055</b>	<b>260</b>	<b>2.422</b>	<b>9.169</b>	<b>17%</b>
Renda Não Faturada	10	33	7	(5)	(86)	1	(38)	(79)	(18)	10	(13)	(24)	(41)	3	(23)	(106)	35%
<b>(+) Ult. de demanda / reativo excedente</b>	<b>(4)</b>	<b>(9)</b>	<b>8</b>	<b>(3)</b>	<b>(6)</b>	<b>(1)</b>	<b>(12)</b>	<b>(27)</b>	<b>(5)</b>	<b>(14)</b>	<b>(4)</b>	<b>(3)</b>	<b>(9)</b>	<b>(1)</b>	<b>(19)</b>	<b>(54)</b>	<b>100%</b>
<b>(+) Outras receitas</b>	<b>198</b>	<b>482</b>	<b>135</b>	<b>129</b>	<b>240</b>	<b>51</b>	<b>411</b>	<b>1.647</b>	<b>263</b>	<b>616</b>	<b>158</b>	<b>194</b>	<b>263</b>	<b>113</b>	<b>479</b>	<b>2.086</b>	<b>27%</b>
Subvenção baixa renda	80	105	46	41	12	8	32	325	92	120	55	51	16	10	44	388	20%
Subvenção CDE outros	29	132	16	19	39	27	70	332	38	162	25	58	46	49	89	467	41%
Uso da rede	42	97	31	48	144	3	244	609	55	149	37	63	158	10	256	727	19%
Atualização ativo financeiro	10	83	1	1	(5)	1	5	96	26	109	2	(4)	4	16	16	170	76%
Bandeira Tarifária	5	7	3	3	8	1	-	27	6	8	3	3	5	1	-	25	-7%
Multa por atraso de pagamento	12	19	8	6	9	2	16	73	16	24	9	8	5	0	22	84	16%
<b>(+) Outras receitas operacionais</b>	<b>20</b>	<b>39</b>	<b>31</b>	<b>11</b>	<b>33</b>	<b>8</b>	<b>43</b>	<b>185</b>	<b>30</b>	<b>45</b>	<b>26</b>	<b>16</b>	<b>29</b>	<b>26</b>	<b>52</b>	<b>225</b>	<b>21%</b>
Outras Receitas (Parcela B)	11	23	10	7	27	2	25	104	15	21	9	6	27	2	28	108	4%
<b>(+) Suprimento</b>	<b>0</b>	<b>3</b>	<b>8</b>	<b>5</b>	<b>41</b>	<b>6</b>	<b>60</b>	<b>124</b>	<b>4</b>	<b>9</b>	<b>3</b>	<b>5</b>	<b>26</b>	<b>8</b>	<b>36</b>	<b>90</b>	<b>-27%</b>
<b>(+) Valores a receber de parcela A</b>	<b>129</b>	<b>181</b>	<b>40</b>	<b>(0)</b>	<b>49</b>	<b>25</b>	<b>26</b>	<b>450</b>	<b>23</b>	<b>(50)</b>	<b>26</b>	<b>(38)</b>	<b>177</b>	<b>101</b>	<b>258</b>	<b>495</b>	<b>10%</b>
<b>(+) Receita de construção</b>	<b>232</b>	<b>478</b>	<b>275</b>	<b>168</b>	<b>210</b>	<b>150</b>	<b>246</b>	<b>1.758</b>	<b>290</b>	<b>563</b>	<b>197</b>	<b>132</b>	<b>213</b>	<b>84</b>	<b>480</b>	<b>1.959</b>	<b>11%</b>
<b>(=) Receita operacional bruta</b>	<b>1.748</b>	<b>3.062</b>	<b>1.233</b>	<b>1.017</b>	<b>1.623</b>	<b>463</b>	<b>2.661</b>	<b>11.806</b>	<b>2.063</b>	<b>3.411</b>	<b>1.248</b>	<b>1.078</b>	<b>1.725</b>	<b>565</b>	<b>3.656</b>	<b>13.745</b>	<b>16%</b>
<b>(+) Deduções à receita</b>	<b>(439)</b>	<b>(652)</b>	<b>(326)</b>	<b>(301)</b>	<b>(503)</b>	<b>(87)</b>	<b>(980)</b>	<b>(3.289)</b>	<b>(583)</b>	<b>(834)</b>	<b>(355)</b>	<b>(343)</b>	<b>(562)</b>	<b>(143)</b>	<b>(1.149)</b>	<b>(3.968)</b>	<b>21%</b>
PIS/COFINS/ICMS/ISS	(343)	(499)	(262)	(205)	(318)	(65)	(600)	(2.293)	(463)	(652)	(269)	(236)	(333)	(70)	(710)	(2.733)	19%
Compensações Indicadores de Qualidade	(7)	(8)	(9)	(5)	(10)	(2)	(33)	(74)	(7)	(8)	(10)	(5)	(20)	(4)	(58)	(112)	52%
Demais Deduções (CDE e Encargos)	(89)	(144)	(55)	(91)	(175)	(20)	(348)	(922)	(113)	(174)	(76)	(101)	(209)	(69)	(381)	(1.123)	22%
<b>(=) Receita operacional líquida</b>	<b>1.309</b>	<b>2.410</b>	<b>906</b>	<b>715</b>	<b>1.120</b>	<b>376</b>	<b>1.680</b>	<b>8.517</b>	<b>1.481</b>	<b>2.577</b>	<b>892</b>	<b>735</b>	<b>1.163</b>	<b>422</b>	<b>2.507</b>	<b>9.777</b>	<b>15%</b>
<b>(-) Receita de construção</b>	<b>(232)</b>	<b>(478)</b>	<b>(275)</b>	<b>(168)</b>	<b>(210)</b>	<b>(150)</b>	<b>(246)</b>	<b>(1.758)</b>	<b>(290)</b>	<b>(563)</b>	<b>(197)</b>	<b>(132)</b>	<b>(213)</b>	<b>(84)</b>	<b>(480)</b>	<b>(1.959)</b>	<b>11%</b>
<b>(=) Receita operac. líq. sem rec.de construção</b>	<b>1.077</b>	<b>1.933</b>	<b>631</b>	<b>547</b>	<b>910</b>	<b>226</b>	<b>1.435</b>	<b>6.759</b>	<b>1.190</b>	<b>2.014</b>	<b>696</b>	<b>604</b>	<b>950</b>	<b>338</b>	<b>2.027</b>	<b>7.818</b>	<b>16%</b>
<b>(-) Energia comprada e transporte e Encargos</b>	<b>(563)</b>	<b>(872)</b>	<b>(321)</b>	<b>(330)</b>	<b>(662)</b>	<b>(130)</b>	<b>(977)</b>	<b>(3.855)</b>	<b>(630)</b>	<b>(946)</b>	<b>(361)</b>	<b>(328)</b>	<b>(697)</b>	<b>(138)</b>	<b>(1.159)</b>	<b>(4.259)</b>	<b>10%</b>
<b>(=) Margem Bruta</b>	<b>515</b>	<b>1.060</b>	<b>310</b>	<b>217</b>	<b>248</b>	<b>96</b>	<b>458</b>	<b>2.904</b>	<b>560</b>	<b>1.067</b>	<b>335</b>	<b>276</b>	<b>252</b>	<b>200</b>	<b>868</b>	<b>3.559</b>	<b>23%</b>
<b>(+) Não-Recorrentes</b>	-	-	-	25	-	-	109	134	-	-	-	-	-	(81)	-	(81)	-161%
<b>(-) VNR</b>	<b>(10)</b>	<b>(83)</b>	<b>(1)</b>	<b>(1)</b>	<b>5</b>	<b>(1)</b>	<b>(5)</b>	<b>(96)</b>	<b>(26)</b>	<b>(109)</b>	<b>(2)</b>	<b>4</b>	<b>(4)</b>	<b>(16)</b>	<b>(16)</b>	<b>(170)</b>	<b>76%</b>
<b>(=) Margem Bruta Ajustada</b>	<b>504</b>	<b>977</b>	<b>309</b>	<b>241</b>	<b>252</b>	<b>96</b>	<b>561</b>	<b>2.942</b>	<b>534</b>	<b>959</b>	<b>333</b>	<b>280</b>	<b>248</b>	<b>102</b>	<b>852</b>	<b>3.308</b>	<b>12%</b>
	<i>Δ% Margem Bruta Ajustada</i>																
									5,9%	-1,9%	7,6%	16,2%	-1,5%	6,7%	51,7%	12,5%	

No 2T24, a Margem Bruta ajustada das distribuidoras ex-VNR alcançou R\$ 3,3 bilhões, 12% maior do que o mesmo período do ano anterior, influenciado principalmente aumento do consumo e aumento da tarifa. Sendo a Equatorial Goiás, a distribuidora que mais contribuiu para a variação positiva do trimestre (+ R\$ 290,1 milhões), apresentando um crescimento de mercado faturado de 9,0% e ainda soma com o reposicionamento da parcela B de 36,7%.

## DESPESAS OPERACIONAIS E PMSO/CONSUMIDOR

Custos Operacionais	2T23								2T24								Δ%	
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total		
R\$ milhões																		
(+) Pessoal	48	45	26	21	64	10	57	270	59	49	22	20	38	9	38	234	-14%	
(+) Material	5	3	3	2	(1)	(1)	(8)	3	6	4	2	5	5	1	19	41	1455%	
(+) Serviço de terceiros	120	78	47	38	86	23	179	571	115	120	66	48	83	21	238	690	21%	
(+) Outros	4	2	(9)	0	(2)	(0)	(15)	(20)	7	4	2	2	12	2	5	34	-273%	
(=) PMSO Reportado	177	128	67	61	146	32	213	824	187	177	92	74	138	33	299	999	21%	
Ajustes	(7)	43	27	4	-	-	75	141	(2)	-	-	(7)	-	-	(15)	(24)	-117%	
PMSO Ajustado	169	171	94	65	146	32	288	965	184	177	92	67	138	33	284	975	1%	
PECLD e perdas	24	41	19	3	30	(2)	21	136	28	59	18	7	42	3	18	174	28%	
% Receita bruta (s/ receita de construção)	1,60%	1,57%	1,97%	0,37%	2,11%	-0,58%	0,86%	1,35%	1,59%	2,08%	1,67%	0,70%	2,76%	0,55%	0,56%	1,47%		
Provisões para contingências	4	6	1	3	17	(7)	166	189	4	3	2	3	10	1	11	34	-82%	
Provisão para redução ao valor recuperável - FUNA	-	-	-	-	-	-	24	24	-	-	-	-	-	-	41	41	69%	
(+) Provisões	28	47	20	6	47	(9)	210	349	32	62	19	10	51	4	70	248	-29%	
(+) Sistemas Isolados e Subv. CCC	-	8	-	-	-	3	-	11	-	15	-	-	-	4	-	18	72%	
(+) Outras receitas/despesas operacionais	10	34	13	(3)	(0)	21	58	132	25	30	5	(8)	51	1	61	165	25%	
(+) Depreciação e amortização	58	105	36	22	37	11	96	364	72	121	41	31	35	(2)	157	456	25%	
(=) Custos e despesas gerenciáveis	272	321	136	86	230	58	578	1.680	316	404	157	107	276	39	587	1.886	12%	
PMSO Ajustado/Consumidor (12m)	223	242	232	207	298	658	376	280	252	227	241	206	338	598	345	279		
Δ% PMSO por Consumidor									12,9%	-6,0%	3,7%	-0,1%	13,5%	-9,2%	-8,3%	-0,2%		

### MARANHÃO

No comparativo entre trimestres, o PMSO Ajustado/Consumidor, na visão 12 meses, cresceu 12,9%, totalizando R\$ 252. Já o PMSO ajustado do período totalizou R\$ 184 milhões, com um aumento de 8,9% entre trimestres, ou R\$ 15 milhões.

O aumento do PMSO em bases ajustadas é resultado principalmente da linha **Pessoal**, que apresentou um aumento de R\$ 11 milhões e reflete o robustecimento do *headcount* no Maranhão (+ 209 colaboradores no período, sendo 38 no segundo trimestre), além do reajuste salarial de 4,14% aprovado em agosto.

No 2T24, as Perdas Esperadas para Créditos de Liquidação Duvidosa (**PECLD**) atingiram R\$ 28 milhões e representa 1,59% da ROB.

### PARÁ

No 2T24, o PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 227, uma redução de 6,0% em relação ao 2T23, enquanto o PMSO ajustado alcançou R\$ 177 milhões, cerca de 3,5% acima do 2T23, crescimento abaixo da inflação registrada no período.

No 2T24, a **PECLD** alcançou R\$ 59 milhões, 2,08% da ROB. O aumento entre trimestres é resultado principalmente do aumento do contas a receber da companhia, que foi agravado pela atualização de matriz que tem maior percentual de provisionamentos para dívidas não parceladas.

### PIAUI

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 241, um aumento de 3,7% contra o 2T23 e abaixo da inflação dos últimos 12 meses. O PMSO ajustado do trimestre teve uma redução de 1,8%, ou R\$ 2 milhões quando comparado com o mesmo período do ano anterior.

No 2T24, a **PECLD** registrou provisão de R\$ 18 milhões, 1,67% da ROB e 0,3 p.p. abaixo do 2T23.

## ALAGOAS

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 206, em linha com o 2T23, enquanto o PMSO ajustado apresentou um aumento de 2,4%, ou R\$ 2 milhões.

A **PECLD** registrou provisão de R\$ 7 milhões, representando 0,70% da ROB.

## CEEE-D

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 338, um aumento de 13,5% que reflete a redução de 144 mil consumidores faturados entre trimestres, resultado da calamidade que atingiu o estado no 2T24. Caso o PMSO por consumidor fosse calculado sobre o mesmo número de clientes do 1T24, o PMSO por consumidor seria de R\$ 296,7, 0,3% menor que o 2T23.

O PMSO em bases ajustadas atingiu R\$ 138 milhões, 5,8% menor que o 2T23 (R\$ 9 milhões). A redução no trimestre se dá, principalmente, na linha de **Pessoal** pela transferência dos pagamentos de juros referentes ao plano de pensão da CEEE-D para a linha de despesas financeiras, em linha com a prática de mercado, e teve um impacto no trimestre de R\$ 24 milhões. A redução foi parcialmente compensada pelo aumento na rubrica de **Outros**, que apresentou um aumento de R\$ 13 milhões e reflete principalmente o reconhecimento de multas operacionais e comerciais.

Desconsiderando o efeito da migração dos pagamentos de plano de pensão para o resultado financeiro, o PMSO ajustado do período teria apresentado um crescimento de R\$ 14 milhões, ou 9,5%.

A **PECLD** registrou R\$ 42 milhões, impactada, principalmente, pelo efeito do evento climático no trimestre, que também foi intensificado pelo direcionamento de equipes de combate a perdas e inadimplência para atendimento emergencial. Com esse resultado, a PECLD/ROB atingiu 2,76%.

## CEA

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 598, valor 9,2% menor que o mesmo período do ano anterior. O PMSO ajustado da CEA foi de R\$ 33 milhões, em linha com o registrado no 2T23.

Por fim, no 2T24 a **PECLD** atingiu R\$ 3 milhões e representa 0,55% da ROB.

## GOIÁS

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) foi de R\$ 345 no 2T24, resultado 8,3% menor que o 2T23, que foi o segundo trimestre de gestão da Equatorial na concessão, refletindo o compromisso do grupo com a disciplina de custos. O PMSO ajustado foi de R\$ 284 milhões, em linha com o mesmo período do ano anterior.

As reduções de despesas entre trimestres se concentram nas linhas de **Serviços de Terceiros** e **Pessoal**, que reduziram R\$ 32 milhões e R\$ 19 milhões, respectivamente. Na linha de Serviços, os principais efeitos são: (i) redução de ocorrências e ativação de sistemas operacionais (R\$ 23 milhões) e (ii) redução de despesas com serviços de corte e religação por negociação de preços (R\$ 14 milhões). Já o aumento na linha de **Outros** em R\$ 24 milhões é resultado do ajuste realizado de provisões FUNAC no ano passado, que anteriormente foi classificada na linha de outros e depois reclassificada na linha de provisões FUNAC e deixou a linha de outros negativa no segundo trimestre do ano anterior.

A **PECLD** registrou R\$ 18 milhões e representa 0,56% da ROB.

## EBITDA

Recomposição EBITDA	2T23								2T24								Δ%	
	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total		
R\$ milhões																		
(+) Resultado do Exercício	169	519	74	78	(159)	(11)	(423)	247	151	484	66	100	(216)	96	(94)	588	138,1%	
(+) Impostos sobre o Lucro	28	110	14	16	(1)	4	(204)	(32)	35	102	33	30	-	-	12	212	-752,7%	
(+) Resultado Financeiro	45	110	88	37	178	45	507	1.009	59	78	78	39	193	65	362	874	-13,4%	
(+) Depreciação e Amortização	58	105	36	22	37	11	96	364	72	121	41	31	35	(2)	157	456	25,2%	
<b>(=) EBITDA societário (CVM)*</b>	<b>300</b>	<b>844</b>	<b>211</b>	<b>153</b>	<b>55</b>	<b>49</b>	<b>(24)</b>	<b>1.588</b>	<b>316</b>	<b>784</b>	<b>219</b>	<b>200</b>	<b>12</b>	<b>159</b>	<b>438</b>	<b>2.129</b>	<b>34%</b>	
(+) Outras receitas/despesas operacionais	10	34	13	(3)	(0)	21	58	132	25	30	5	(8)	51	1	61	165	24,6%	
(+) Impactos Margem Bruta	-	-	-	25	-	-	109	134	-	-	-	-	-	(81)	-	(81)	-160,7%	
(+) Ajustes de PMSO	7	(43)	(27)	(4)	-	-	(75)	(141)	2	-	-	7	-	-	15	24	-117,2%	
(+) Ajustes Provisões	-	-	-	-	-	-	150	150	-	-	-	-	-	-	-	-	-100,0%	
(-) VNR	(10)	(83)	(1)	(1)	5	(1)	(5)	(96)	(26)	(109)	(2)	4	(4)	(16)	(16)	(170)	76,2%	
<b>(=) EBITDA societário ajustado</b>	<b>307</b>	<b>752</b>	<b>196</b>	<b>170</b>	<b>59</b>	<b>70</b>	<b>213</b>	<b>1.766</b>	<b>318</b>	<b>706</b>	<b>221</b>	<b>203</b>	<b>59</b>	<b>62</b>	<b>498</b>	<b>2.067</b>	<b>17%</b>	
	Δ%								3,5%	-6,2%	13,2%	19,8%	0,0%	-11,5%	133,9%	17,0%		

\*Calculado em conformidade com a instrução CVM 527/12

## MARANHÃO

No 2T24, o EBITDA ajustado por VNR e efeitos não recorrentes atingiu R\$ 318 milhões, 3,5% superior ao 2T23, ou R\$ 10,8 milhões.

A margem bruta ajustada do trimestre registrou crescimento de R\$ 30 milhões, tendo como principais efeitos positivos o crescimento de mercado de R\$ 47 milhões, mas compensado, parcialmente, pela queda na tarifa fio-b que impactou negativamente em R\$ 28,0 milhões.

O aumento da margem foi parcialmente compensado pelas variações do PMSO ajustado (R\$ -15,1 milhões) e variação das provisões e contingências do período (R\$ -4,0 milhões).

## PARÁ

O EBITDA Ajustado por VNR e efeitos não recorrentes atingiu R\$ 706 milhões, redução de 6,2%.

A Margem Bruta do trimestre reduziu R\$ 24 milhões, impactada pelos efeitos positivos de mercado (R\$ 41,0 milhões) mas compensada pelo efeito negativo da redução da tarifa fio-b (-R\$ 58,6 milhões).

O PMSO ajustado, as provisões e os sistemas isolados apresentaram variações de R\$ 6 milhões, R\$ 15 milhões e R\$ 7 milhões, respectivamente.

## PIAUI

No Piauí, o EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa atingiu R\$ 221 milhões, 13,2% maior, ou R\$ 26 milhões, quando comparado com o mesmo período do ano anterior.

O aumento de R\$ 23 milhões na Margem bruta, deve-se ao crescimento de mercado (R\$ 19,8 milhões) e ao efeito tarifa (R\$ 43,7 milhões), que foram parcialmente compensados pela Renda Não Faturada (-R\$ 20,0 milhões).

Além do crescimento da margem no trimestre, tanto o PMSO ajustado do trimestre quando PECLD e contingências apresentaram leves reduções que contribuíram para o EBITDA (R\$ 1,7 milhão e R\$ 0,6 milhão).

## ALAGOAS

O EBITDA Ajustado por VNR e efeitos não recorrentes de Alagoas atingiu R\$ 203 milhões, aumento de R\$ 34 milhões ou 19,8% superior ao 2T23.

A margem bruta de Alagoas cresceu R\$ 39 milhões, influenciada pelo aumento da tarifa (R\$ 15,7 milhões) e pelo crescimento de mercado (R\$ 13,0 milhões).

O PMSO ajustado apresentou um aumento de R\$ 2 milhões, e as provisões ajustadas do período (PECLD e contingências) prejudicaram o resultado em R\$ 4 milhões.

## CEEE-D

O EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e VNR do Rio Grande do Sul atingiu R\$ 59 milhões no trimestre, em linha com o 2T23, mesmo com a situação de calamidade decorrente dos eventos climáticos.

A margem bruta da CEEE-D apresentou uma leve redução de R\$ 3,9 milhões, efeito causado principalmente pela redução do mercado faturado no período.

O PMSO do período apresentou redução de R\$ 8,5 milhões, enquanto a PECLD e contingências aumentaram R\$ 4,5 milhões entre trimestres.

## CEA

O EBITDA Ajustado apresentou uma redução de R\$ 8,0 milhões, ou 11,5%, e atingiu R\$ 62 milhões no trimestre.

A margem bruta da CEA cresceu R\$ 6,5 milhões, resultado do aumento da energia faturada no período.

O PMSO ajustado, a PECLD e os sistemas isolados apresentaram variações de R\$ 1,4 milhão, R\$ 12,4 milhões e R\$ 0,8 milhão, respectivamente.

## GOIÁS

O EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e VNR da Equatorial Goiás atingiu R\$ 498 milhões.

O principal impacto para o aumento do EBITDA é o crescimento da margem bruta, que neste trimestre apresentou aumento de R\$ 290,1 milhões em função do crescimento de mercado (+R\$ 49,8 milhões), aumento da tarifa fio-B (+R\$ 227,5 milhões) dado o processo de revisão tarifária e da melhora do delta perdas (+R\$ 15,8 milhões).

O PMSO do período reduziu R\$ 1,6 milhão, enquanto a PECLD e provisões variaram em R\$ 9 milhões, prejudicando o resultado.

É importante destacar que, tanto este trimestre, quanto os próximos devem apresentar volatilidade no resultado devido ao processo de turnaround.

**EFEITOS NÃO RECORRENTES EBITDA**

<b>Não Recorrentes</b>	<b>MA</b>	<b>PA</b>	<b>PI</b>	<b>AL</b>	<b>RS</b>	<b>AP</b>	<b>GO</b>	<b>2T24 Total</b>
<b>Receita Operacional</b>	-	-	-	-	-	(81)	-	<b>(81)</b>
Multa de Acréscimo Moratório	-	-	-	-	-	2	-	<b>2</b>
Reconhecimento RTE	-	-	-	-	-	(60)	-	<b>(60)</b>
Flexibilização de perdas via CCC	-	-	-	-	-	(24)	-	<b>(24)</b>
<b>Deduções da receita operacional</b>	-	-	-	-	-	-	-	<b>-</b>
<b>Receita operacional líquida</b>	-	-	-	-	-	(81)	-	<b>(81)</b>
<b>Custo do serviço de energia elétrica</b>	-	-	-	-	-	-	-	<b>-</b>
<b>Margem Bruta</b>	-	-	-	-	-	<b>(81)</b>	-	<b>(81)</b>
<b>Custos e Despesas Operacionais</b>	<b>2</b>	-	-	<b>7</b>	-	-	<b>15</b>	<b>24</b>
Material	-	-	-	<b>3</b>	-	-	-	<b>3</b>
Serviços de Terceiros	<b>2</b>	-	-	<b>4</b>	-	-	<b>15</b>	<b>22</b>
<b>Provisões</b>	-	-	-	-	-	-	-	<b>-</b>
<b>Custos e Despesas</b>	<b>2</b>	-	-	<b>7</b>	-	-	<b>15</b>	<b>24</b>
<b>Outras receitas/despesas operacionais</b>	<b>25</b>	<b>30</b>	<b>5</b>	<b>(8)</b>	<b>51</b>	<b>1</b>	<b>61</b>	<b>165</b>
<b>VNR</b>	<b>(26)</b>	<b>(109)</b>	<b>(2)</b>	<b>4</b>	<b>(4)</b>	<b>(16)</b>	<b>(16)</b>	<b>(170)</b>
<b>Ajustes EBITDA</b>	<b>1</b>	<b>(78)</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>47</b>	<b>(97)</b>	<b>60</b>	<b>(62)</b>

## RESULTADO FINANCEIRO

O segmento de distribuição encerrou o 2T24 com um resultado financeiro líquido em R\$ 874 milhões negativos.

Resultado Financeiro líquido	2T23								2T24								Δ%
	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	
R\$ milhões																	
(+) Rendas Financeiras	29	49	19	10	29	7	25	168	24	47	19	9	28	8	35	169	0,3%
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia	18	28	10	10	20	3	19	108	21	33	12	10	23	3	16	118	9,4%
(+) Encargos da dívida	(77)	(173)	(102)	(57)	(118)	(49)	(300)	(876)	(80)	(150)	(92)	(49)	(130)	(60)	(316)	(876)	0,0%
(+) Encargos CVA	(3)	15	0	(0)	(11)	3	6	9	(9)	(1)	(3)	1	(8)	4	(13)	(30)	-438,4%
(+) AVP - Comercial	(3)	5	(5)	(0)	10	(1)	-	7	(1)	2	(5)	1	1	(4)	(2)	(8)	-211,3%
(+) Contingências	(3)	3	(3)	(4)	(35)	4	(309)	(347)	(4)	(2)	(2)	(3)	(28)	(3)	(22)	(63)	-81,7%
(+) Outras Receitas / Despesas	(7)	(37)	(7)	4	(73)	(11)	52	(79)	(9)	(6)	(8)	(7)	(78)	(12)	(61)	(183)	132,3%
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(45)</b>	<b>(110)</b>	<b>(88)</b>	<b>(37)</b>	<b>(178)</b>	<b>(45)</b>	<b>(507)</b>	<b>(1.009)</b>	<b>(59)</b>	<b>(78)</b>	<b>(78)</b>	<b>(39)</b>	<b>(193)</b>	<b>(65)</b>	<b>(362)</b>	<b>(874)</b>	<b>-13,4%</b>
(-/+ Efeitos Não Recorrentes	-	-	-	-	-	-	283	283	8	17	2	4	-	(2)	5	35	
<b>Resultado financeiro ajustado</b>	<b>(45)</b>	<b>(110)</b>	<b>(88)</b>	<b>(37)</b>	<b>(178)</b>	<b>(45)</b>	<b>(223)</b>	<b>(726)</b>	<b>(50)</b>	<b>(61)</b>	<b>(76)</b>	<b>(35)</b>	<b>(193)</b>	<b>(66)</b>	<b>(357)</b>	<b>(839)</b>	<b>15,5%</b>
									11,4%	-44,4%	-13,6%	-5,2%	8,3%	47,6%	60,0%	15,5%	

O resultado financeiro ajustado foi de R\$ 839 milhões no trimestre, 15,5% pior quando comparado com o 2T23. Esse resultado é influenciado principalmente pelos seguintes efeitos ocorridos na Equatorial Goiás: (i) constituição do crédito multa e juros de PIS/COFINS devido a exclusão de ICMS da base de cálculo, no montante de R\$ 78 milhões em 2023 e que não se repetiu em 2024, e (ii) pela remuneração de aval dos contratos de dívida que passou a ser contabilizada no 3T23 e neste trimestre atingiu R\$ 25 milhões.

## LUCRO LÍQUIDO

Lucro Líquido	2T23								2T24								Δ%
	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	
R\$ milhões																	
(+) Lucro Líquido	169	519	74	78	(159)	(11)	(423)	247	151	484	66	100	(216)	96	(94)	588	138%
(+) Impacto EBITDA (líquido de IR)	7	(43)	(27)	21	-	-	184	143	2	-	-	7	-	(81)	15	(57)	-139,9%
(+) Efeito IR e CSLL	1	8	(3)	(4)	-	-	(148)	(147)	(3)	(4)	(1)	(3)	-	-	-	(11)	-92,6%
(+) Ajustes do Resultado Financeiro	-	-	-	-	-	-	283	283	8	17	2	4	-	(2)	5	35	-87,7%
(+) VNR Líquido de IR e CSLL	(7)	(55)	(1)	(1)	3	(0)	(3)	(64)	(17)	(72)	(1)	3	(3)	(11)	(11)	(112)	76,2%
<b>(=) Lucro Líquido Ajustado</b>	<b>170</b>	<b>430</b>	<b>43</b>	<b>94</b>	<b>(156)</b>	<b>(11)</b>	<b>(107)</b>	<b>462</b>	<b>141</b>	<b>425</b>	<b>66</b>	<b>111</b>	<b>(219)</b>	<b>(9)</b>	<b>(84)</b>	<b>431</b>	<b>-7%</b>
									-17,0%	-1,2%	56,4%	17,8%	39,8%	-16,9%	-21,3%	-6,7%	

## INVESTIMENTOS

Investimentos Distribuidoras	2T23								2T24								Δ%
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	
R\$ milhões																	
Ativos elétricos	197	319	219	153	188	132	418	1.626	262	316	160	113	175	55	442	1.523	-6,3%
Obrigações especiais	21	134	49	3	1	12	24	197	6	216	20	0	2	17	41	220	11,9%
Ativos não elétricos	14	25	7	12	21	5	82	166	22	32	16	19	36	11	38	174	4,6%
<b>Total</b>	<b>232</b>	<b>478</b>	<b>275</b>	<b>168</b>	<b>211</b>	<b>150</b>	<b>475</b>	<b>1.989</b>	<b>290</b>	<b>563</b>	<b>197</b>	<b>132</b>	<b>213</b>	<b>84</b>	<b>439</b>	<b>1.918</b>	<b>-4%</b>
									25,1%	17,9%	-28,5%	-21,8%	0,9%	-44,0%	-7,6%	-3,6%	

Para retornar ao Sumário, clique [aqui](#).

**TRANSMISSÃO****DESEMPENHO FINANCEIRO**

<b>Demonstração de Resultado - Regulatório - R\$ milhões</b>	<b>2T23</b>	<b>2T24</b>	<b>Δ%</b>
Receita líquida	292	298	1,9%
Custos e despesas operacionais	(18)	(18)	-0,7%
Custos de infraestrutura	-	-	N/A
<b>EBITDA Regulatório</b>	<b>275</b>	<b>280</b>	<b>2,1%</b>
<b>Margem EBITDA</b>	<b>93,9%</b>	<b>94,0%</b>	<b>0,2%</b>
Depreciação / amortização	(125)	(110)	-11,8%
<b>Resultado do serviço (EBIT)</b>	<b>150</b>	<b>170</b>	<b>13,6%</b>
Resultado financeiro	(123)	(79)	-35,8%
Impostos	(11)	(13)	19,6%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>16</b>	<b>78</b>	<b>400,3%</b>
<b>Endividamento</b>	<b>2T23</b>	<b>2T24</b>	<b>Δ%</b>
Dívida Líquida	5.057	3.548	-29,8%
Volume de dívida (Empréstimos + Debêntures)	5.905	5.126	-13,2%
Disponibilidades	848	1.578	86,1%

*\*Subtraído da receita líquida o capex realizado (custo de infraestrutura)*

## EQUATORIAL TRANSMISSÃO

O resultado regulatório do 2T24 trouxe uma receita líquida de R\$ 298,0 milhões, um aumento de 1,9% em relação ao 2T23, resultado do reajuste da RAP para o ciclo de 23/24 de 3,94% para as SPEs 1 a 8. Esse efeito foi parcialmente compensado pela maior Parcela Variável no trimestre no valor de R\$ 6,7 milhões.

Os custos e despesas operacionais totalizaram R\$ 17,8 milhões, em linha com o ano passado. O EBITDA regulatório atingiu R\$ 280,2 milhões, com margem de 94,0%.

Na tabela abaixo, apresentamos a demonstração do resultado do segmento de transmissão, do societário para o regulatório, das SPEs consolidadas pela Equatorial Transmissão.

Demonstração do resultado (R\$ mil)	2T23 Regulatório	Ajustes	2T23 Societário	2T24 Regulatório	Ajustes	2T24 Societário
<b>Receita operacional</b>	<b>324.295</b>	<b>(292.400)</b>	<b>375.852</b>	<b>333.630</b>	<b>45.139</b>	<b>378.768</b>
Transmissão de energia	324.291	(324.291)	-	333.629	(333.629)	-
Receita de Operação e Manutenção	-	24.659	24.659	-	27.495	27.495
Receita de construção	-	7.232	7.232	-	1.430	1.430
Receita Financeira - Atualização TIR	-	-	-	-	-	-
Atualização ativo de contrato em serviço	-	-	343.957	-	349.842	349.842
Outras receitas	3	0	4	0	0	0
<b>Deduções da receita operacional</b>	<b>(31.824)</b>	<b>10.681</b>	<b>(21.143)</b>	<b>(35.643)</b>	<b>(133)</b>	<b>(35.777)</b>
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>292.470</b>	<b>62.239</b>	<b>354.709</b>	<b>297.986</b>	<b>45.006</b>	<b>342.992</b>
<b>Custo do serviço de energia elétrica</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Margem Bruta Operacional</b>	<b>292.470</b>	<b>62.239</b>	<b>354.709</b>	<b>297.986</b>	<b>45.006</b>	<b>342.992</b>
<b>Custo/despesa operacional</b>	<b>(17.876)</b>	<b>(14.895)</b>	<b>(32.770)</b>	<b>(17.755)</b>	<b>(1.799)</b>	<b>(19.554)</b>
Pessoal	(9.472)	552	(8.920)	(8.747)	(0)	(8.748)
Material	(14.139)	13.499	(640)	(57)	0	(57)
Serviço de terceiros	6.313	(13.579)	(7.266)	(8.913)	(90)	(9.003)
Custo de construção	-	(15.417)	(15.417)	-	(1.708)	(1.708)
Outros	(578)	51	(527)	(39)	(0)	(39)
Provisões	-	-	-	-	-	-
<b>EBITDA</b>	<b>274.594</b>	<b>47.344</b>	<b>321.938</b>	<b>280.231</b>	<b>43.207</b>	<b>323.438</b>
Depreciação e amortização	(124.638)	61.370	(63.268)	(109.949)	38.604	(71.345)
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	605
<b>Resultado do serviço</b>	<b>149.957</b>	<b>108.714</b>	<b>258.670</b>	<b>170.282</b>	<b>81.811</b>	<b>252.698</b>
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(123.186)</b>	<b>4</b>	<b>(123.181)</b>	<b>(79.036)</b>	<b>(0)</b>	<b>(79.036)</b>
Receitas financeiras	39.384	0	39.384	44.896	(0)	44.896
Despesas financeiras	(162.569)	4	(162.565)	(123.933)	(0)	(123.933)
<b>Resultado antes do imposto de renda</b>	<b>26.771</b>	<b>108.718</b>	<b>135.489</b>	<b>91.246</b>	<b>82.416</b>	<b>173.662</b>
Imposto de renda e contribuição social	(11.214)	(31.389)	(42.603)	(13.414)	(36.902)	(50.316)
Subvenção do imposto de renda	-	31.389	31.389	-	36.902	36.902
Impostos diferidos	-	(34.167)	(34.167)	-	(35.001)	(35.001)
<b>Resultado do exercício</b>	<b>15.557</b>	<b>74.551</b>	<b>90.108</b>	<b>77.832</b>	<b>47.415</b>	<b>125.247</b>

## RENOVÁVEIS

### DESEMPENHO OPERACIONAL

#### GERAÇÃO

Dados Operacionais	2T23	2T24	2T24 Ex Curtailment e Geração Solar	Δ% 2T23 vs 2T24	Δ% 2T23 vs 2T24 Ex Curtailment e Geração Solar
Velocidade do Vento (m/s)	6,70	6,84	6,84	2,1%	2,1%
Energia Gerada Líquida (GWh)*	897,3	877,6	914,2	-2,2%	0,8%
Disponibilidade Técnica Ajustada <sup>1</sup> (12 meses)**	96,2%	96,2%	96,2%	0,0%	0,0%

\* Valores medidos no centro de gravidade

\*\* Aplica-se o ajuste no indicador pois os períodos de indisponibilidade que estão sobre efeitos de penalidades de contratos de O&M são considerados como períodos disponíveis.

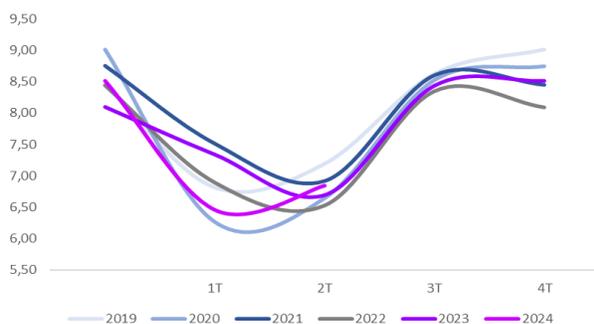
No 2T24, a geração eólica líquida foi de 773,6 GWh, enquanto a geração solar do período atingiu 104,0 GWh, um total de 877,6 GWh no trimestre e uma redução de 2,2% que o mesmo período do ano anterior. O efeito total do *constrained-off* no período foi de 151,5 GWh.

Abaixo, destacamos as principais variações entre os períodos para os parques eólicos:

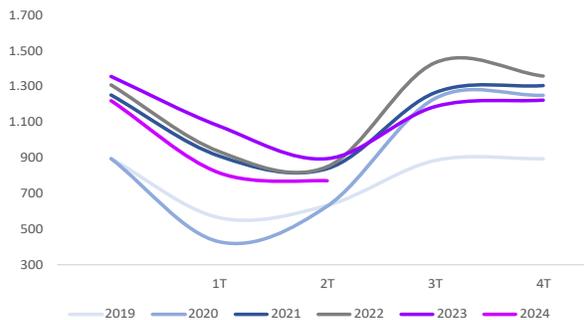
Complexos Eólicos	Geração (GWh)				Vento (m/s)			
	2T23	2T24	Δ%	Δ	2T23	2T24	Δ%	Δ
Ventos de Tianguá	92,5	98,0	5,9%	5,5	6,2	6,5	4,2%	0,3
Serra do Mel 1 e 2	350,1	237,9	-32,1%	-112,2	6,4	6,7	4,6%	0,3
Echo 1, 2, 4 e 5	297,0	295,1	-0,6%	-1,9	7,5	7,7	2,3%	0,2
Ventos de São Clemente	157,6	142,6	-9,5%	-15,0	6,2	6,0	-3,4%	-0,2
<b>Portfólio</b>	<b>897,3</b>	<b>773,6</b>	<b>-13,8%</b>	<b>-123,7</b>	<b>7,35</b>	<b>6,46</b>	<b>-12,1%</b>	<b>-0,9</b>

Complexos Eólicos	Geração (GWh)				Irradiância Média (W/m2)			
	2T23	2T24	Δ%	Δ	2T23	2T24	Δ%	Δ
<b>Portfólio</b>	-	<b>104,0</b>	-	<b>104,0</b>	-	<b>306,21</b>	-	-

MÉDIA DOS VENTOS – PORTFÓLIO EÓLICO (m/s)

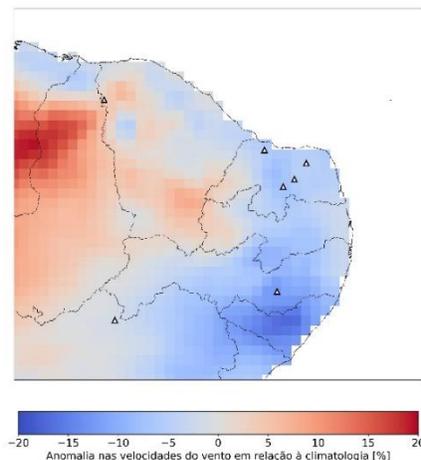


GERAÇÃO TOTAL – PORTFÓLIO EÓLICO (GWh)



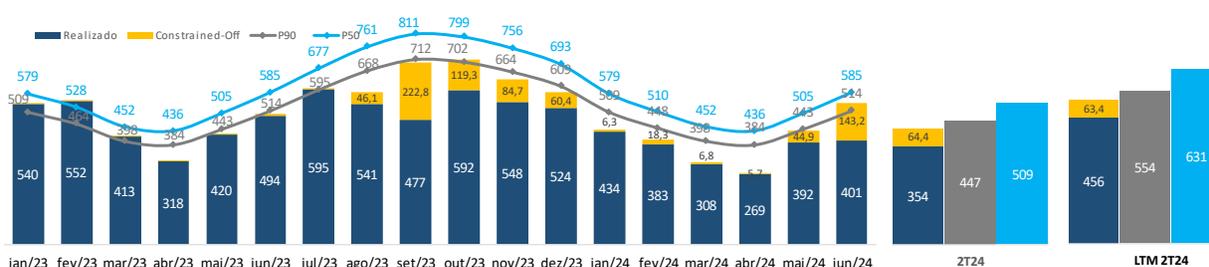
<sup>4</sup> A partir do 1T24 a disponibilidade técnica ajustada é calculada considerando valores energéticos e não temporais. Tal forma de cálculo é mais representativa do impacto da disponibilidade na geração de energia.

O 2T24 apresentou condições climáticas atípicas que impactaram a disponibilidade de recurso eólico nos parques da Echoenergia. A diferença de temperatura entre o Atlântico Tropical Norte (TNA) e o Atlântico Tropical Sul (TSA) causou um aquecimento das águas próximas à costa do Nordeste, aumentando a umidade e a ocorrência de chuvas, o que enfraqueceu os ventos. Além disso, a diferença de temperatura entre as águas tropicais e subtropicais resultou em mais frentes frias e ciclones, corroborando para a redução da velocidade dos ventos entre abril e maio. No mês de junho mudanças na temperatura das águas deslocaram os sistemas meteorológicos para o hemisfério norte, diminuindo as chuvas e intensificando os ventos na região, trazendo perspectivas positivas para os próximos meses. Como resultado consolidado, a velocidade média dos ventos nos complexos da Echoenergia subiu 2,1% em comparação com o segundo trimestre de 2023, porém abaixo da média climatológica<sup>5</sup>. A figura ao lado ilustra a anomalia de vento no 2T24 em comparação com a média climatológica de longo prazo, evidenciando anomalias negativas significativas em todos os complexos da Echoenergia, com exceção de Tianguá.



O gráfico a seguir apresenta a geração de energia eólica da Echoenergia nos últimos meses e a visão para o 2T24, comparando-a com os valores de P50 e P90 anual revisados pela empresa no início de 2024. Vale destacar que essas estimativas de produção de energia são consideradas robustas, pois os estudos foram elaborados utilizando metodologias consolidadas no mercado e tem como base dados operacionais para todos os complexos.

Ativos Eólicos Echoenergia- Geração realizada e variabilidade do recurso para P50 e P90 de 1 ano (MWh)



### CONSTRAINED-OFF

Após a ocorrência, em 15 de agosto de 2023, que resultou no desligamento parcial do Sistema Interligado Nacional (SIN), o Operador Nacional do Sistema (ONS) implementou modificações no modo de operação do sistema que ocasionaram restrições significativas de geração (conhecidas como "constrained-off") para os agentes de geração de energia renovável no Nordeste. Entre as modificações, destaca-se a redução dos limites de exportação de energia do Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste e o Norte. Historicamente, até a data da ocorrência, a Echoenergia havia experimentado impactos limitados e, portanto, desprezíveis, devido aos *constrained-offs*. No entanto, após a data da ocorrência, a empresa foi afetada principalmente em seus projetos de Serra do Mel e Tianguá.

<sup>5</sup> Dados provenientes do modelo ERA5 (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts Reanalysis v5), considerando como climatologia período de 1980 a 2024.

No 2T24, as perdas de energia totalizaram 151,5 GWh (13,5%), com maior relevância para Serra do Mel com 120,6 GWh. Tal impacto é superior ao reportado no 1T24 e tem relação direta com a melhora no regime de ventos no final do trimestre. No entanto, é relevante destacar que é esperado que o ONS reduza as restrições com a entrada de novas linhas de transmissão no sistema e a entrega dos requisitos da RAP pelos agentes. Além disso, a Echoenergia tem trabalhado ativamente em colaboração com as associações do setor para minimizar o impacto do *constrained-off* em seu portfólio.

## COMPLEXOS SOLARES

No contexto do desenvolvimento do pipeline de projetos, a Echoenergia, por meio de sua subholding Echo Crescimento anunciou, em 23 de maio de 2024, a entrada em operação comercial – em linha com o cronograma previsto – de seu novo complexo solar de **Ribeiro Gonçalves**, localizado no Piauí, que possui capacidade instalada de 283,7 MWp.

Já o complexo solar de **Barreiras I**, localizado na Bahia, com capacidade instalada de 449,2 MWp e entrou em operação total no dia 27 de julho de 2024. Com a entrada em operação dos dois complexos solares, a Equatorial totaliza 1,8 GW de capacidade instalada em seu portfólio.

Maiores informações sobre os dois projetos em questão estão demonstradas na tabela a seguir:



## DADOS TÉCNICOS

Complexos Solares	Ribeiro Gonçalves	Barreiras I
<b>Dados Gerais</b>		
Fonte	Solar	Solar
Localização (Estado)	PI	BA
Capacidade Instalada (MWac)	223,2	351,1
Capacidade Instalada (MWp)	283,7	449,2
Energia assegurada P50 (Aneel)	68,0	117,5
Fator de Capacidade P50 (%)	30,5%	33,4%
Prazo de autorização	ago/2055	mai/2056
<b>Dados Técnicos</b>		
Número de painéis	468.376	725.760
Subestação	SE Ribeiro Gonçalves	SE Barreiras II
<b>Dados Regulatórios</b>		
Possui desconto no Fio	Sim, 50%	Sim, 50%
CUST/CCT Assinada	14/04/2021 - 30/06/2022	26/11/2021 - 03/06/2022
<b>Cronograma estimado</b>		
Construção UFV	1T24	3T24
Construção SE	1T24	2T24
Construção LT	1T24	2T24
COD <sup>1</sup>	23/05/2024	Data limite: abr/25
Avanço Físico	100,0%	98,3%
<b>Dados Financeiros</b>		
Hard CAPEX <sup>2</sup> (R\$ milhões)	954,6	1.497,0
CAPEX (R\$ milhões)/MWp	3,4	3,3
Total Investido (R\$ milhões)	983,3	1.498,2

1 - Ribeiro Gonçalves teve outorga emitida antes da Lei 14.120/21, portanto, não se enquadra no prazo de 48 meses contados a partir da sua emissão para manutenção do benefício do desconto na TUSD/TUST.

2 - Hard CAPEX: módulos, trackers, inversores e engenharia; não contempla contingências, inflação e hedge.

## FINANCIAMENTO DE LONGO PRAZO

Complexos Solares	Fonte	Contratado (R\$ milhões)	Desembolsado (R\$ milhões)	% Desembolsado	Custo	Prazo
Ribeiro Gonçalves	BNDES - Subcrédito A	510,0	347,0	68,0%	IPCA + 7,57%	24 anos
	BNDES - Subcrédito B	195,0	0,0	0,0%	IPCA + 8,37%	15 anos
	BNB	200,0	0,0	0,0%	IPCA + 4,54%	24 anos
	<b>Total</b>	<b>905,0</b>	<b>347,0</b>	<b>38,3%</b>	<b>N/A</b>	<b>N/A</b>
Barreiras I	BNB/AFD	380,0	323,0	85,0%	IPCA + 5,11%	24 anos
	Debêntures	950,0	950,0	100,0%	IPCA + 6,84%	21 anos
	<b>Total</b>	<b>1330,0</b>	<b>1273,0</b>	<b>95,7%</b>	<b>N/A</b>	<b>N/A</b>

O subcrédito B do financiamento BNDES para Ribeiro Gonçalves foi contratado apenas como seguro, mas deverá ser substituído por linhas de longo prazo de menor custo.

## DESEMPENHO FINANCEIRO

DRE	Echo Participações				Echo Crescimento			
	2T23	2T24	Δ%	Δ	2T23	2T24	Δ%	Δ
<b>Receita Líquida</b>	<b>209,4</b>	<b>205,6</b>	<b>-1,8%</b>	<b>(3,8)</b>	-	<b>13,6</b>	<b>N/A</b>	<b>13,6</b>
(-) Compra de Energia	(8,6)	(4,4)	-49,4%	4,3	-	(4,2)	N/A	(4,2)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(0,0)	-	-100,0%	0,0	-	(0,0)	N/A	(0,0)
<b>Lucro Bruto de Energia</b>	<b>200,7</b>	<b>201,2</b>	<b>0,3%</b>	<b>0,5</b>	-	<b>9,3</b>	<b>N/A</b>	<b>9,3</b>
Custos e Despesas Operacionais	(76,0)	(91,9)	20,8%	(15,8)	-	(2,5)	N/A	(2,5)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(68,7)	(73,4)	6,8%	(4,7)	-	(1,7)	N/A	(1,7)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(7,3)	(18,4)	153,3%	(11,2)	-	(0,8)	N/A	(0,8)
<b>EBITDA</b>	<b>124,7</b>	<b>109,4</b>	<b>-12,3%</b>	<b>(15,3)</b>	-	<b>6,8</b>	<b>N/A</b>	<b>6,8</b>
Margem EBITDA (%)	59,5%	53,2%	-6,3p.p.	N/A	N/A	50,2%	N/A	N/A
(-/+ Efeitos Não-Recorrentes	-	-	N/A	-	-	-	N/A	-
(-/+ Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	0,0	-	-100,0%	(0,0)	-	0,0	N/A	0,0
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>124,7</b>	<b>109,4</b>	<b>-12,3%</b>	<b>(15,4)</b>	-	<b>6,9</b>	<b>N/A</b>	<b>6,9</b>
Margem EBITDA Ajustada (%)	59,6%	53,2%	-6,4p.p.	N/A	N/A	50,5%	N/A	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(75,3)	(64,7)	-14,0%	10,5	-	(0,2)	N/A	(0,2)
(+/-) Resultado Financeiro	(85,9)	(66,9)	-22,1%	19,0	-	(29,8)	N/A	(29,8)
(-) Impostos	(12,5)	(9,5)	-24,0%	3,0	-	(0,1)	N/A	(0,1)
<b>Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado</b>	<b>(49,0)</b>	<b>(31,8)</b>	<b>-35,1%</b>	<b>17,2</b>	-	<b>(23,3)</b>	<b>N/A</b>	<b>(23,3)</b>
Margem Líquida (%)	-23,4%	-15,4%	7,9p.p.	N/A	N/A	-171,2%	N/A	N/A

DRE	Echoenergia (Part. + Cresc.)			
	2T23	2T24	Δ%	Δ
<b>Receita Líquida</b>	<b>209,4</b>	<b>219,2</b>	<b>4,7%</b>	<b>9,8</b>
(-) Compra de Energia	(8,6)	(8,6)	-0,1%	0,0
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(0,0)	(0,0)	-2,8%	0,0
<b>Lucro Bruto de Energia</b>	<b>200,7</b>	<b>210,6</b>	<b>4,9%</b>	<b>9,8</b>
Custos e Despesas Operacionais	(76,0)	(94,3)	24,1%	(18,3)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(68,7)	(75,1)	9,3%	(6,4)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(7,3)	(19,2)	163,9%	(11,9)
<b>EBITDA</b>	<b>124,7</b>	<b>116,2</b>	<b>-6,8%</b>	<b>(8,5)</b>
Margem EBITDA (%)	59,5%	53,0%	-6,5p.p.	N/A
(-/+ Efeitos Não-Recorrentes	-	-	N/A	-
(-/+ Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	0,0	0,0	-2,8%	(0,0)
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>124,7</b>	<b>116,3</b>	<b>-6,8%</b>	<b>(8,5)</b>
Margem EBITDA Ajustada (%)	59,6%	53,0%	-6,5p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(75,3)	(64,9)	-13,8%	10,4
(+/-) Resultado Financeiro	(85,9)	(96,7)	12,6%	(10,8)
(-) Impostos	(12,5)	(9,6)	-22,9%	2,9
<b>Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado</b>	<b>(49,0)</b>	<b>(55,1)</b>	<b>12,4%</b>	<b>(6,1)</b>
Margem Líquida (%)	-23,4%	-25,1%	-1,7p.p.	N/A

## LUCRO BRUTO DE ENERGIA - ECHOENERGIA

O Lucro Bruto de Energia da Echoenergia foi de R\$ 210,6 milhões no 2T24, um aumento de 4,9% quando comparado ao mesmo período do ano passado, ou de R\$ 9,3 milhões. O aumento é explicado principalmente pelo início das operações da Echo crescimento, que adicionaram R\$ 9,8 milhões em receitas e compensou parcialmente os efeitos do *constrained-off* do período.

## CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS - ECHOENERGIA

Os custos e despesas operacionais da Echoenergia totalizaram R\$ 94,3 milhões no período, um aumento de 24,1%, ou R\$ 18,3 milhões, comparado ao 2T23. O aumento do trimestre é resultado principalmente do aumento de gastos com Pessoal e Serviços. Na linha de **Pessoal** (R\$ 6,9 milhões), o aumento reflete o aumento de *headcount* relacionado aos projetos solares, enquanto na linha de **Serviços** (R\$ 14,7 milhões) o impacto reflete principalmente o aumento de despesas com O&M e a contratação de consultorias e serviços especializados relacionado aos projetos solares.

## RESULTADO FINANCEIRO - ECHOENERGIA

O resultado financeiro líquido da Echoenergia registrado no período foi de R\$ 96,7 milhões negativos, valor R\$ 10,8 milhões pior quando comparado ao resultado negativo de R\$ 85,9 milhões no 2T23, resultado impactado principalmente pelo aumento do IPCA no período (que indexa 70% da dívida da Echoenergia) e do aumento da dívida entre períodos.

## PROFORMA – ECHOENERGIA + EQTL RENOVÁVEIS

Abaixo apresentamos o desempenho econômico-financeiro da Echoenergia em uma visão proforma combinando o resultado da Equatorial Renováveis S.A. (antiga Solenergias), veículo de comercialização do grupo, o qual é atualmente consolidado, na visão societária, sob a Equatorial Serviços.

DRE	Echoenergia (Part. + Cresc.)				EQTL Renováveis			
	2T23	2T24	Δ%	Δ	2T23	2T24	Δ%	Δ
<b>Receita Líquida</b>	<b>209,4</b>	<b>219,2</b>	<b>4,7%</b>	<b>9,8</b>	<b>57,0</b>	<b>79,9</b>	<b>40,2%</b>	<b>22,9</b>
(-) Compra de Energia	(8,6)	(8,6)	-0,1%	0,0	(49,0)	(70,8)	44,4%	(21,7)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(0,0)	(0,0)	-2,8%	0,0	37,4	(0,4)	-101,1%	(37,8)
<b>Lucro Bruto de Energia</b>	<b>200,7</b>	<b>210,6</b>	<b>4,9%</b>	<b>9,8</b>	<b>45,3</b>	<b>8,7</b>	<b>-80,8%</b>	<b>(36,6)</b>
Custos e Despesas Operacionais	(76,0)	(94,3)	24,1%	(18,3)	(4,1)	(6,1)	48,2%	(2,0)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(68,7)	(75,1)	9,3%	(6,4)	0,3	(0,6)	-326,5%	(0,9)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(7,3)	(19,2)	163,9%	(11,9)	(4,4)	(5,4)	24,7%	(1,1)
<b>EBITDA</b>	<b>124,7</b>	<b>116,2</b>	<b>-6,8%</b>	<b>(8,5)</b>	<b>41,2</b>	<b>2,6</b>	<b>-93,6%</b>	<b>(38,6)</b>
Margem EBITDA (%)	59,5%	53,0%	-6,5p.p.	N/A	72,3%	3,3%	-69p.p.	N/A
(-/+ ) Efeitos Não-Recorrentes	-	-	N/A	-	-	-	N/A	-
(-/+ ) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	0,0	0,0	-2,8%	(0,0)	(37,4)	0,4	-101,1%	37,8
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>124,7</b>	<b>116,3</b>	<b>-6,8%</b>	<b>(8,5)</b>	<b>3,8</b>	<b>3,0</b>	<b>-21,4%</b>	<b>(0,8)</b>
Margem EBITDA Ajustada (%)	59,6%	53,0%	-6,5p.p.	N/A	6,8%	3,8%	-3p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(75,3)	(64,9)	-13,8%	10,4	(0,0)	(0,1)	1250,7%	(0,1)
(+/-) Resultado Financeiro	(85,9)	(96,7)	12,6%	(10,8)	1,2	0,7	-43,8%	(0,5)
(-) Impostos	(12,5)	(9,6)	-22,9%	2,9	(11,1)	(1,1)	-90,1%	10,0
<b>Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado</b>	<b>(49,0)</b>	<b>(55,1)</b>	<b>12,4%</b>	<b>(6,1)</b>	<b>31,2</b>	<b>2,1</b>	<b>-93,4%</b>	<b>(29,1)</b>
Margem Líquida (%)	-23,4%	-25,1%	-1,7p.p.	N/A	54,8%	2,6%	-52,2p.p.	N/A

DRE	Proforma (Echoenergia + EQTL Renováveis)			
	2T23	2T24	Δ%	Δ
<b>Receita Líquida</b>	<b>266,4</b>	<b>299,1</b>	<b>12,3%</b>	<b>32,7</b>
(-) Compra de Energia	(57,7)	(79,4)	37,7%	(21,7)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	37,3	(0,4)	-101,2%	(37,8)
<b>Lucro Bruto de Energia</b>	<b>246,0</b>	<b>219,2</b>	<b>-10,9%</b>	<b>(26,8)</b>
Custos e Despesas Operacionais	(80,1)	(100,4)	25,3%	(20,3)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(68,5)	(75,7)	10,6%	(7,3)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(11,6)	(24,7)	111,8%	(13,0)
<b>EBITDA</b>	<b>165,9</b>	<b>118,8</b>	<b>-28,4%</b>	<b>(47,1)</b>
Margem EBITDA (%)	62,3%	39,7%	-22,5p.p.	N/A
(-/+ ) Efeitos Não-Recorrentes	-	-	N/A	-
(-/+ ) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(37,3)	0,4	-101,2%	37,8
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>128,6</b>	<b>119,3</b>	<b>-7,2%</b>	<b>(9,3)</b>
Margem EBITDA Ajustada (%)	48,3%	39,9%	-8,4p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(75,3)	(65,0)	-13,6%	10,3
(+/-) Resultado Financeiro	(84,7)	(96,1)	13,4%	(11,4)
(-) Impostos	(23,6)	(10,7)	-54,6%	12,9
<b>Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado</b>	<b>(17,8)</b>	<b>(53,0)</b>	<b>198,4%</b>	<b>(35,2)</b>

Para retornar ao Sumário, clique [aqui](#).

**SANEAMENTO****DESEMPENHO OPERACIONAL E COMERCIAL**

Indicadores Operacionais - Água	2T23	1T24	2T24	Δ% vs 2T23	Δ% vs 1T24
Economias faturadas (mil)	79,8	80,7	82,3	3,1%	1,9%
Volume Faturado (mil m <sup>3</sup> )	5.515,4	4.964,7	5.047,4	-8,5%	1,7%
Índice de cobertura (%)	42,0%	42,0%	56,0%	14 p.p.	14 p.p.
Índice de Perda da Distribuição (%)	61,6%	60,2%	61,2%	-0,3 p.p.	1 p.p.
Indicadores Operacionais - Esgoto	2T23	1T24	2T24	Δ% vs 2T23	Δ% vs 1T24
Economias faturadas (mil)	10,8	10,9	13,7	26,3%	25,3%
Volume Faturado (mil m <sup>3</sup> )	702,0	589,2	813,7	15,9%	38,1%
Índice de cobertura (%)	8,0%	8,0%	14,8%	6,8 p.p.	6,8 p.p.

As informações operacionais foram divulgadas no release operacional da companhia. Para acessar o documento, [cli-que aqui](#).

**DESEMPENHO FINANCEIRO**

Demonstração de Resultado	2T23	2T24	Δ%	Δ
<b>R\$ milhões</b>				
<b>Receita Operacional</b>	<b>46,0</b>	<b>61,4</b>	<b>33%</b>	<b>15,4</b>
Abastecimento de água e serviços de esgoto	20,6	22,8	11%	2,2
Receita de construção	24,6	37,8	54%	13,2
Outras receitas	0,8	0,8	3%	0,0
<b>Deduções à receita operacional</b>	<b>(2,0)</b>	<b>(2,2)</b>	<b>10%</b>	<b>-0,2</b>
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>44,0</b>	<b>59,2</b>	<b>35%</b>	<b>15,2</b>
Custos de construção	(24,6)	(37,8)	54%	-13,2
<b>Custo da Operação</b>	<b>(28,3)</b>	<b>(25,1)</b>	<b>-11%</b>	<b>3,2</b>
Pessoal	(7,1)	(5,2)	-26%	1,8
Material	(3,8)	(2,5)	-35%	1,3
Serviços de terceiros	(3,3)	(3,8)	14%	-0,4
PDD/Provisões	(9,7)	(9,2)	-5%	0,5
Outros	(4,4)	(4,5)	2%	-0,1
Outras Receitas e Despesas Operacionais	-	0,1		
<b>EBITDA</b>	<b>(8,9)</b>	<b>(3,7)</b>	<b>-59%</b>	<b>5,2</b>
Depreciação e amortização	(6,9)	(7,4)	7%	-0,5
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(41,2)</b>	<b>(38,1)</b>	<b>-8%</b>	<b>3,1</b>
Receita financeira	0,7	3,4	403%	2,7
Despesa financeira	(41,8)	(41,4)	-1%	0,4
Tributos	-	-	N/A	0,0
<b>Resultado do exercício</b>	<b>(56,9)</b>	<b>(49,1)</b>	<b>-14%</b>	<b>7,9</b>

**RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA**

No 2T24, a receita operacional líquida da CSA atingiu R\$ 59,2 milhões, um aumento de 35% em comparação ao 2T23, explicado pelo (i) aumento na receita de construção no valor de R\$ 13,2 milhões, e (ii) um aumento de R\$ 2,2 milhões proveniente do abastecimento de água e serviços de esgoto, refletindo a maior tarifa de água e esgoto.

## CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais (excluindo depreciação e amortização) totalizaram R\$ 15,9 milhões, uma redução de R\$ 2,7 milhões ou 15% quando comparado ao 2T23, e refletem principalmente a redução na linha de **Pessoal**, que no trimestre apresentou maior ativação de despesas relacionadas a novas ligações e na linha de **Material**, onde reflete o menor custo com materiais químicos e a economia da produção própria de cloro.

A melhora da linha de PDD/Provisões reflete o maior índice de arrecadação.

## RESULTADO FINANCEIRO

No 2T24, o resultado financeiro líquido foi de R\$ 38,1 milhões, uma melhora de 7,5% (R\$ 3,1 milhões) em relação ao 2T23, refletindo o menor CDI no período e maior rentabilidade do caixa aplicado (2,53% no 2T24 vs 3,15% no 2T23).

Para retornar ao Sumário, clique [aqui](#)

## EQUATORIAL SERVIÇOS

## DESEMPENHO FINANCEIRO

Demonstração de Resultado	2T23	$\Delta$ Telecom	$\Delta$ Serviços	$\Delta$ Enova	$\Delta$ EQTL Renováveis	2T24	$\Delta\%$	$\Delta$
<b>R\$ milhões</b>								
<b>Receita operacional</b>	<b>149,2</b>	<b>8,9</b>	<b>24,0</b>	<b>5,4</b>	<b>(4,2)</b>	<b>183,3</b>	<b>22,9%</b>	<b>34,1</b>
Deduções da receita operacional	(13,7)	(1,3)	(3,2)	(0,1)	(9,7)	(28,0)	104,1%	(14,3)
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>135,5</b>	<b>7,7</b>	<b>20,9</b>	<b>5,2</b>	<b>(13,9)</b>	<b>155,3</b>	<b>14,6%</b>	<b>19,8</b>
Energia elétrica comprada para revenda	(45,8)	-	-	-	(39,1)	(85,0)	85,4%	(39,1)
Custos e Despesas Operacionais	(47,3)	(13,0)	(20,2)	5,3	14,0	(61,9)	30,7%	(14,5)
Outras receitas e despesas operacionais	(0,3)	-	-	1,0	-	0,7	-345,9%	1,0
<b>EBITDA</b>	<b>42,0</b>	<b>(5,3)</b>	<b>0,7</b>	<b>11,5</b>	<b>(39,0)</b>	<b>9,2</b>	<b>-78,2%</b>	<b>(32,9)</b>
Margem EBITDA	28,2%					5,0%	-82,3%	
(-/+ Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(37,4)	-	-	-	37,8	0,4	-101,2%	37,8
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>4,7</b>	<b>(5,3)</b>	<b>0,7</b>	<b>11,5</b>	<b>(1,2)</b>	<b>9,6</b>	<b>105,1%</b>	<b>4,9</b>
Depreciação e Amortização	(1,8)	(0,5)	(0,1)	(0,2)	0,0	(3,3)	80,3%	(1,5)
<b>Resultado do serviço (EBIT)</b>	<b>40,2</b>	<b>(5,9)</b>	<b>0,6</b>	<b>11,2</b>	<b>(39,0)</b>	<b>5,8</b>	<b>-85,5%</b>	<b>(34,4)</b>
Resultado financeiro	(0,4)	(4,2)	(0,8)	(3,8)	(0,1)	(9,3)	2360,6%	(8,9)
Tributos	(17,3)	-	(2,4)	2,0	10,1	(7,7)	-55,5%	9,6
<b>Lucro Líquido</b>	<b>22,5</b>	<b>(10,1)</b>	<b>(2,6)</b>	<b>9,4</b>	<b>(29,1)</b>	<b>(11,1)</b>	<b>-149,4%</b>	<b>(33,6)</b>

A Receita operacional bruta apresentou um aumento de R\$ 34,1 milhões entre trimestres, aumento que vem principalmente dos serviços de call center da empresa que no 2T23 ainda não prestava serviços para a Equatorial Goiás.

A variação nominal dos custos e despesas entre trimestres foi semelhante à variação observada na receita, e a explicação também e a inclusão da Equatorial Goiás no contrato de prestação de serviços dentro do grupo.

O EBITDA da companhia foi de R\$ 9,8 milhões no trimestre, enquanto o EBITDA Ajustado atingiu R\$ 10,3 milhões.

Para retornar ao Sumário, clique [aqui](#)

## **SERVIÇOS PRESTADOS PELO AUDITOR INDEPENDENTE**

Por fim, a Companhia não contratou da Ernst & Young Auditores Independentes S/S Ltda., seu auditor externo, para outros serviços além da auditoria independente e serviços por exigência da ANEEL. A política de contratação adotada pela Companhia atende aos princípios que preservam a independência do auditor, de acordo com as normas vigentes, que principalmente determinam que o auditor não deve auditar o seu próprio trabalho, nem exercer funções gerenciais no seu cliente ou promover os seus interesses.

As seguintes informações não foram revisadas pelos auditores independentes: i) dados operacionais; ii) informações financeiras pro-forma, bem como a comparação destas informações com os resultados societários do período; e iii) expectativas da administração quanto ao desempenho futuro das companhias.

Para retornar ao Sumário, clique [aqui](#)

GRUPO

**equatorial**  
ENERGIA



**Earnings  
Release  
2Q24**

**EQTL**  
B3 LISTED NM



Brasília, August 14th, 2024 – Equatorial Energia S.A., a multi-utilities holding company, operating in the Distribution, Transmission, Generation, Commercialization, Services, Sanitation and Telecom segments (B3: EQTL3; USOTC: EQUQY), announces its results for the second quarter of 2024 (2Q24).

### Adjusted Consolidated EBITDA grows 11%, R\$ 2,4 billion in the period (vs. 2Q23)

Market growth in distribution, cost discipline, maintaining loss levels are the highlights of the quarter.

- **Consolidated total losses** remained within the regulatory level for the third consecutive quarter.
- **Total distributed energy volume** grew by 8.0% (vs 2Q23), with notable increases in Amapá (+18.4%), Maranhão (+11.1%), Piauí (+11.5%), and Goiás (+10.9%), all achieving double-digit growth.
- **Consolidated investments** totaled approximately **R\$ 2.1 billion** in 2Q24, a reduction of R\$ 0.6 billion compared to 2Q23, reflecting the final stages of implementing the renewables pipeline.
- The **Net Debt / Consolidated EBITDA ratio**, as per the covenant, ended at **3.2x** in the 2Q24, 0.1x lower than in 1Q24.
- **Period-end liquidity** reached **R\$ 12.6 billion**, with a **Cash / Short-term Debt ratio of 2.2x**.
- **Equatorial became a Key Investor in SABESP**, acquiring a **15% stake** in the company (R\$ 67.00 per share – R\$ 6.8 billion), reaffirming its strategy to expand its presence in the sanitation services sector.
- **Funding for the SABESP acquisition – R\$ 5.6 billion** issued with an all-in cost of **CDI + 1.36%** per annum and a term of **18 months**.
- **Start of commercial operations** for Echoenergia's solar projects: **Ribeiro Gonçalves** in May and **Barreiras 1** in July.
- Completion of capital increase through usage of dividend credits (**R\$ 516 million**) on **07/18**.
- **Signing of the contract** for the sale of SPE 7 (resulting in the deconsolidation of **R\$ 413 million in debt** in 2Q24) on 07/08.
- Approved on 08/13, another capital increase with a limit of up to **R\$ 2.5 billion**.

#### MAIN MACROINDICATORS <sup>1</sup>

Financial Highlights	2Q23	2Q24	Δ%	Δ
<b>R\$ million</b>				
Net Operating Revenues (NOR)	9,201	10,489	14.0%	1,288
<b>Adjusted EBITDA (Quarter)</b>	<b>2,186</b>	<b>2,428</b>	<b>11.1%</b>	<b>242</b>
EBITDA Margin (% NOR)	23.8%	23.1%	-0.6 p.p.	
<b>Adjusted EBITDA (Last 12 months)</b>	<b>8,849</b>	<b>11,161</b>	<b>26.1%</b>	<b>2,312</b>
<b>Adjusted Net Income</b>	<b>262</b>	<b>306</b>	<b>16.8%</b>	<b>44</b>
Net Income Margin (% NOR)	2.8%	2.9%	0.1 p.p.	
<b>Investments</b>	<b>2,690</b>	<b>2,052</b>	<b>-23.7%</b>	<b>(638)</b>
<b>Net Debt</b>	<b>34,466</b>	<b>35,906</b>	<b>4.2%</b>	<b>1,440</b>
Net Debt / Adj EBITDA (Last 12 months)	3.8	3.2	-0,6x	
Cash / Short Term Debt	1.8	2.2	0,4x	

<sup>1</sup> Adjusted EBITDA net of non recurring effects and non-cash effect of VNR, IFRS and MrM.

## Summary

Summary .....	3
CONSOLIDATED FINANCIAL PERFORMANCE .....	5
ADJUSTED GROSS MARGIN.....	5
COSTS AND EXPENSES .....	6
EBITDA.....	7
FINANCIAL RESULTS.....	8
NET INCOME.....	9
DEBT .....	11
INVESTMENTS .....	12
ESG (Environmental, Social and Governance) .....	13
DISTRIBUTION.....	14
COMMERCIAL PERFORMANCE .....	14
OPERATIONAL PERFORMANCE.....	16
FINANCIAL PERFORMANCE.....	16
GROSS MARGIN .....	17
OPERATING EXPENSES AND OPEX/CONSUMER.....	17
EBITDA.....	19
NON-RECURRING EFFECTS - EBITDA.....	21
FINANCIAL RESULTS.....	22
NET PROFIT.....	22
INVESTMENTS .....	22
TRANSMISSION.....	23
FINANCIAL PERFORMANCE.....	23
RENEWABLES.....	25
OPERATING PERFORMANCE.....	25
FINANCIAL PERFORMANCE.....	29
SANITATION.....	32
OPERACIONAL AND COMMERCIAL PERFORMANCE .....	32
FINANCIAL PERFORMANCE.....	32
EQUATORIAL SERVIÇOS .....	34
FINANCIAL PERFORMANCE.....	34
SERVICES PROVIDED BY THE INDEPENDENT AUDITOR .....	35

## NOTICE

Forward-looking statements are subject to risks and uncertainties. Such statements are based on the beliefs and assumptions of our Management and information to which the Company currently has access. Forward-looking statements include information about our current intentions, beliefs or expectations, as well as those of the Company's Board of Directors and Officers. Disclaimers with respect to forward-looking statements and information also include information about possible or assumed operating results, as well as statements that precede, follow or include the words “believes”, “may”, “will”, “continues”, “expects”, “anticipates”, “intends”, “estimates” or similar expressions.

Forward-looking statements and information are not guarantees of performance. They involve risks, uncertainties and assumptions because they refer to future events, therefore depending on circumstances that may or may not occur.

Future results and the creation of shareholder value may differ materially from those expressed or suggested by forward looking statements. Many of the factors that will determine these results and values are beyond the Company's ability to control or predict.

Accounting criteria adopted:

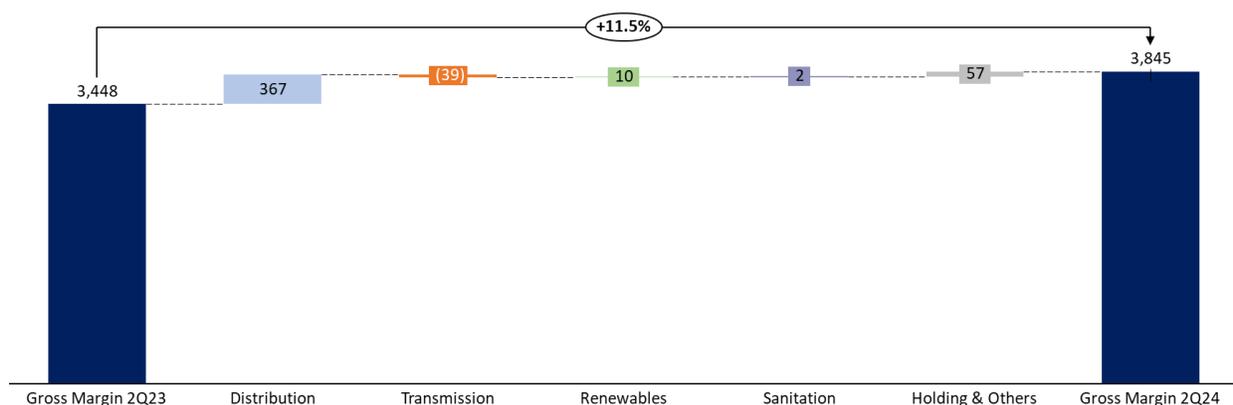
The information is presented on a consolidated basis and in accordance with Brazilian corporate law criteria, based on revised financial information. The consolidated financial information presented in this report represents 100% of the results of its direct and indirect subsidiaries and considers the result of the assets from their acquisition, unless otherwise indicated for comparability purposes.

The consolidated operating information represents 100% of the results of direct and indirect subsidiaries.

## CONSOLIDATED FINANCIAL PERFORMANCE

Income Statement	2Q23	2Q24	Δ%	Δ
<b>R\$ million</b>				
Gross Operating Revenues (GOR)	12,540	14,533	15.9%	1,993
Net Operating Revenues (NOR)	9,201	10,489	14.0%	1,288
Energy Purchase Cost	(5,708)	(6,350)	11.3%	(643)
<b>Gross Profits</b>	<b>3,494</b>	<b>4,139</b>	<b>18.5%</b>	<b>645</b>
<b>Adjusted Gross Profits</b>	<b>3,448</b>	<b>3,845</b>	<b>11.5%</b>	<b>397</b>
Operating Expenses	(991)	(1,367)	37.9%	(376)
Other Operational Revenues/Expenses	(133)	(175)	32.2%	(43)
<b>EBITDA</b>	<b>2,370</b>	<b>2,597</b>	<b>9.6%</b>	<b>227</b>
<b>Adj. EBITDA</b>	<b>2,186</b>	<b>2,428</b>	<b>11.1%</b>	<b>242</b>
Depreciation	(432)	(515)	19.1%	(83)
Goodwill Amortization	(136)	(143)	5.3%	(7)
Service Income (EBIT)	1,802	1,939	7.6%	137
<b>Financial Results</b>	<b>(1,098)</b>	<b>(944)</b>	<b>-14.0%</b>	<b>154</b>
<b>Adjusted Financial Results, net</b>	<b>(762)</b>	<b>(985)</b>	<b>29.2%</b>	<b>(223)</b>
Operating Results	704	995	41.3%	291
Income Tax	(33)	(299)	799.0%	(266)
Minorities	(153)	(187)	22.0%	(34)
<b>Net Income</b>	<b>518</b>	<b>508</b>	<b>-1.8%</b>	<b>(9)</b>
<b>Net Adjusted Income</b>	<b>262</b>	<b>306</b>	<b>16.8%</b>	<b>44</b>
Capex	2,690	2,052	-23.7%	(638)

## ADJUSTED GROSS MARGIN



On a consolidated basis, Equatorial Group's adjusted Gross Margin in 2Q24 grew by 11.5% compared to 2Q23, totaling R\$ 3.8 billion, excluding the effects of construction revenue and IFRS adjustments (VNR, IFRS 9, and MtM).

This result is mainly driven by the increase in the Distribution segment's gross margin, particularly in Equatorial Goiás (R\$ 290.1 million). It is worth noting that the margin reduction in the Transmission segment (-R\$ 39 million) is due to the sale of INTESA, which is no longer consolidated in 2Q24.

In this quarter, market growth variations positively impacted the result by R\$ 171 million, while tariff increases added R\$ 219 million, and improvements in combating losses contributed positively by R\$ 16 million. This result was partially offset by the negative variation in unbilled revenue, demand overruns, reactive energy, and tax credits, which together totaled R\$ 51 million.

The table below presents the non-recurring effects on the Gross Margin, broken down by segment:

Non Recurring	Distribution	Transmission	Renewables	Sanitation	Others	2Q24 Total
<b>Operational Revenues</b>	(81)	-	-	-	-	<b>(81)</b>
Late Payment Fine	2	-	-	-	-	<b>2</b>
Tariff Review Recognition	(60)	-	-	-	-	<b>(60)</b>
Losses Flexibility via CCC	(24)	-	-	-	-	<b>(24)</b>
<b>Revenues Deductions</b>	-	-	-	-	-	<b>-</b>
<b>NOR</b>	<b>(81)</b>	-	-	-	-	<b>(81)</b>
<b>Costs of Energy Service</b>	-	-	-	-	-	<b>-</b>
<b>Gross Margin</b>	<b>(81)</b>	-	-	-	-	<b>(81)</b>

Below is the detail of the effect concentrated in the Distribution segment:

Operational Revenues:

- (i) *Late Payment Fine (CEA): An effect that adjusts the recording of late fines in the financial result. This effect also appears in the non-recurring financial results with the opposite sign.*
- (ii) *Tariff Review Recognition (CEA): An effect reflecting the recognition of regulatory assets following the approval of the extraordinary tariff review in Amapá.*
- (iii) *Losses Flexibility via CCC (CEA): An effect mapping the retroactive receipt of loss coverage via CCC in Amapá (received in April with retroactive effect to December 2023).*

## COSTS AND EXPENSES

Operating Expenses	2Q23	Δ Distribuição	Δ Transmissão	Δ Renováveis	Δ Outros*	2Q24	Δ%	Δ
<b>R\$ million</b>								
<b>(+) Personnel</b>	337	-37	-2	7	7	312	-7.2%	-24
<b>(+) Materials</b>	20	38	-14	-3	4	46	128.0%	26
<b>(+) Third Party Services</b>	485	120	13	15	36	668	37.7%	183
<b>(+) Others</b>	59	54	-1	0	-71	42	-29.9%	-18
<b>(=) Reported PMSO</b>	<b>902</b>	<b>175</b>	<b>-4</b>	<b>19</b>	<b>-23</b>	<b>1,069</b>	<b>18.5%</b>	<b>167</b>
<i>Adjustments</i>	141	-	-	-	-	-24	-117.2%	-166
<b>Adjusted PMSO</b>	<b>1,043</b>	<b>10</b>	<b>-4</b>	<b>19</b>	<b>-23</b>	<b>1,044</b>	<b>0.1%</b>	<b>1</b>
(+) Total Provisions	79	-101	0	0	302	280	254.3%	201
(+) CCC Subvention	11	8	0	0	0	18	72.3%	8
(+) Other Operating Expenses (Revenues)	133	33	0	0	10	175	32.2%	43
(+) Depreciation and Amortization	432	92	8	-10	-7	515	19.1%	83
<b>Total</b>	<b>1,556</b>	<b>206</b>	<b>4</b>	<b>8</b>	<b>282</b>	<b>2,057</b>	<b>32.2%</b>	<b>501</b>
<b>IPCA</b>				<b>4.23%</b>				
<b>IGPM</b>				<b>2.45%</b>				

Adjusted PMSO decreased by 0.8% comparing between quarters, from R\$ 1,053 million to R\$ 1,044 million. This variation adjusted below the recorded inflation, reflects the company's cost discipline during the period. Key effects of the quarter include:

- (i) An increase of R\$ 10 million in the Distribution segment, mainly due to strengthening of field teams in Equatorial Maranhão;
- (ii) An increase of R\$ 19 million in the Renewables segment, primarily in the Services and Personnel lines, a result of the completion of solar parks; and
- (iii) A reduction of R\$ 34 million in Others, mainly explained by the variation in PPAs between 2Q23 and 2Q24.

The variation in the Provisions line, as well as in the Others line, reflects PPA movements (mainly in Equatorial Goiás) that impacted 2Q23 (R\$ 274 million) and 2Q24 (R\$ 20 million).

It is important to note that, although we adjust the Other Operating Income/Expenses line in EBITDA, this line was impacted by R\$ 26 million related to stock provisions of inventory made in CEEE-D, and that these provisions reduce the CAPEX for the period.

The table below presents the non-recurring effects on costs and expenses, broken down by segment:

Non Recurring	Distribution	Transmission	Renewables	Sanitation	Others	2Q24 Total
<b>OPEX</b>	24	-	-	-	-	<b>24</b>
Materials	3	-	-	-	-	<b>3</b>
Third Party Services	22	-	-	-	-	<b>22</b>
<b>Total Provisions</b>	-	-	-	-	-	<b>-</b>
<b>Costs and Expenses</b>	<b>24</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>24</b>

Below is the detail of the non-recurring effects concentrated in the Distribution segment:

#### Operating Costs and Expenses:

##### Materials

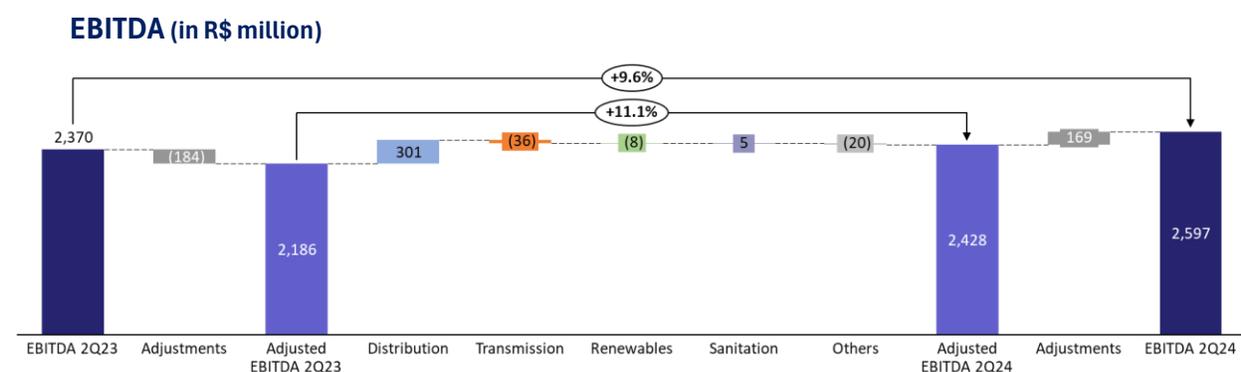
- (i) Expenses related to the primarization process (Alagoas): Adjustment due to the acquisition of individual and collective protective equipment as part of the primarization process at Equatorial Alagoas.

##### Third-party Services

- (i) Legal fees, primarization process expenses, and consulting services (Maranhão, Alagoas, and Goiás): Adjustments related to non-recurring expenses for legal proceedings in Goiás, consulting and training for the insourcing process in Alagoas, and strategic planning consulting expenses in Maranhão.

The individual effects can be viewed in the non-recurring table in the Distribution section.

## EBITDA



Equatorial's reported EBITDA reached R\$ 2,597 million in 2Q24, 9.6% higher than in 2Q23.

Adjusted EBITDA, accounting for non-recurring and non-cash effects, totaled R\$ 2,428 million, an increase of 11.1% or R\$ 241 million compared to the same period last year. This growth was mainly driven by the Distribution segment, which saw a variation of R\$ 300 million in the quarter, with a notable contribution from Equatorial Goiás (R\$ 280 million).

It is important to note that the adjusted EBITDA already includes non-cash and IFRS adjustments (VNR, IFRS 9, and MtM).

Below we present the conciliation of Reported EBITDA, as instructed by CVM 527/12:

EBITDA	2Q23	2Q24	Δ%	Δ
<b>R\$ million</b>				
EBITDA Equatorial IFRS	2,370	2,597	9.6%	227
EBITDA Adjustments	(184)	(169)	-8.4%	15
Non Recurring Adjustments	(5)	43	N/A	48
(-) IFRS 9 (Transmissão)	(46)	(43)	-5.9%	3
(-) VNR	(96)	(170)	76.2%	(73)
(-) MtM	(37)	0	-101.2%	38
<b>Adjusted EBITDA</b>	<b>2,186</b>	<b>2,428</b>	<b>11.1%</b>	<b>242</b>

The non-recurring effects impacting EBITDA are listed below:

Non Recurring	Distribution	Transmission	Renewables	Sanitation	Others	2Q24 Total
Gross Margin	(81)	-	-	-	-	(81)
Costs and Expenses	24	-	-	-	-	24
Other Operational Revenues/Expenses	165	-	-	-	-	165
IFRS Adjustments (VNR / IFRS 9 / MtM)	(170)	(43)	-	-	0	(212)
PPAs	-	-	-	-	(64)	(64)
EBITDA Adjustments	(62)	(43)	-	-	(64)	(169)

The EBITDA adjustments this quarter were concentrated in the group's distribution companies and are represented in the previous sections "Gross Margin" and "Costs and Expenses." For more details, see the "Distribution" section.

## FINANCIAL RESULTS

Net Financial Result	2Q23	Δ Distribution	Δ Transmission	Δ Renewables	Δ Others	2Q24	Δ%	Δ
<b>R\$ million</b>								
(+) Financial Income	310	1	10	(2)	(28)	291	-6.1%	(19)
(+) Fines and Interest on Overdue Bills	108	10	-	-	-	118	9.4%	10
(+) Debt Charges	(1,346)	(0)	30	(4)	104	(1,216)	-9.7%	130
(+) Charges and Fees	4	(39)	-	-	5	(30)	-862.4%	(34)
(+) Interest and Present Value - Commercial	7	(15)	-	-	-	(8)	-211.3%	(15)
(+) Contingencies	(58)	283	-	-	(289)	(63)	9.5%	(5)
(+) Other Financial Revenues / Expenses	(123)	(104)	4	(5)	193	(35)	-71.2%	87
<b>Net Financial Results</b>	<b>(1,098)</b>	<b>136</b>	<b>44</b>	<b>(11)</b>	<b>(15)</b>	<b>(944)</b>	<b>-14.0%</b>	<b>154</b>
(-/+ Non Recurring Events)	283					35	-87.7%	(249)
(-/+ Non Cash Effects)	52					(76)	-246.0%	(128)
<b>Net Financial Results</b>	<b>(762)</b>					<b>(985)</b>	<b>29.2%</b>	<b>(223)</b>

It is important to highlight that from this quarter onward, we are emphasizing the effect of the update of the purchase option on the preferred shares in Equatorial Distribuição. The effect of the update is non-cash and is being adjusted similarly to other non-recurring effects, with the adjustment also mapped to 2Q23.

On a consolidated basis, the Company's reported financial result reached a negative R\$ 944 million compared to a negative R\$ 1,098 million in 2Q23.

Below, we present the non-recurring and non-cash effects for the period:

Non Recurring	Distribution	Transmission	Renewables	Sanitation	Others	2Q24 Total
<b>Financial Revenues</b>	(2)	-	-	-	-	(2)
Fines and Interest on Overdue Bills	(2)	-	-	-	-	(2)
<b>Financial Expenses</b>	37	-	-	-	-	37
Pre Payment Fee	5	-	-	-	-	5
Taxes - Non Recurring	32	-	-	-	-	32
<b>Financial Results</b>	<b>35</b>	-	-	-	-	<b>35</b>
Non Cash	Distribution	Transmission	Renewables	Sanitation	Others	2Q24 Total
<b>Preferred Shares Effect</b>	-	-	-	-	(76)	(76)

And now non-recurring effects explained:

#### Financial Revenues

- (i) *Late Payment Fine (CEA): Effect that corrects the recognition of late payment fines in the financial result. This effect also appears in the non-recurring gross margin with the opposite sign.*

#### Financial Expenses

- (i) *Fee – Prepayment (Goiás): Fee paid for the partial prepayment of the 2nd issuance of debentures of Equatorial Goiás.*
- (ii) *Constitution of Tax Liability - REFIS Installment Plan (MA/PA/PI/AL): Effect related to the constitution of the tax liability and installment plan through REFIS.*

The financial result adjusted for non-recurring and non-cash effects in 2Q24 was a negative R\$ 985 million, 29.2% higher compared to 2Q23, mainly influenced by the Distribution segment. The breakdown of the effects that impacted the quarter can be found in the distribution section.

## NET INCOME

On a consolidated basis, the net income for the period was R\$ 695 million, while the adjusted net income for the period was R\$ 306 million, R\$ 44 million higher than the same period of the previous year.

Consolidated Net Revenues	2Q23	2Q24	Δ%	Δ
Distribution	247	588	138.1%	341
Transmission	90	125	39.0%	35
Intesa	25	-	-100.0%	(25)
Echoenergia	(49)	(32)	-35.0%	17
Echo Crescimento	0	(23)	-24120.6%	(23)
Serviços	23	(11)	-149.4%	(34)
CSA	(57)	(49)	-13.8%	8
PPAS	576	105	-81.7%	(470)
Holding & Others	(183)	(8)	-95.8%	175
<b>(=) Net Revenues</b>	<b>671</b>	<b>695</b>	<b>3.6%</b>	<b>24</b>
<i>(-) Minorities</i>	153	187	22.0%	34
<b>(=) Net Revenues Ex Minorities</b>	<b>518</b>	<b>508</b>	<b>-1.8%</b>	<b>(9)</b>
<b>Total Adjustments</b>	<b>(409)</b>	<b>(389)</b>	<b>-4.8%</b>	<b>20</b>
Adjustments DisCos	279	(45)	-116.0%	(323)
Adjustments Transmission	-	-	N/A	-
Adjustments Renewables	-	-	N/A	-
Adjustments Sanitation	-	-	N/A	-
Adjustments Serviços	-	-	N/A	-
Holding and PPAs Adjustments	(576)	(105)	-81.7%	470
Preferred Shared Adjustments	52	(76)		
IFRS Adjustments (VNR, IFRS e MtM)	(164)	(163)	-0.5%	1
<b>(=) Adjusted Net Revenues</b>	<b>262</b>	<b>306</b>	<b>16.8%</b>	<b>44</b>

The company's minority interests are affected by the update of the preferred shares issued by Equatorial Distribuição and therefore do not reflect the existing economic interest in Equatorial. The adjusted net income attributable to minority interests, for a more accurate view, should consider: (i) the minority interests of the group companies, which in the quarter reached R\$ 56.3 million, and (ii) the value of the preferred shares' update by CDI, which in the quarter reached R\$ 105.4 million. After these adjustments, net income excluding minority interests would be R\$ 533 million.

It is important to note that starting this quarter, the adjusted net income includes non-cash adjustments related to the update of the purchase option for preferred shares in Equatorial Distribuição. This effect is reflected in the financial result and impacts the composition of the profit adjustments.

Below, we present the non-recurring and non-cash effects that impacted the company's profit:

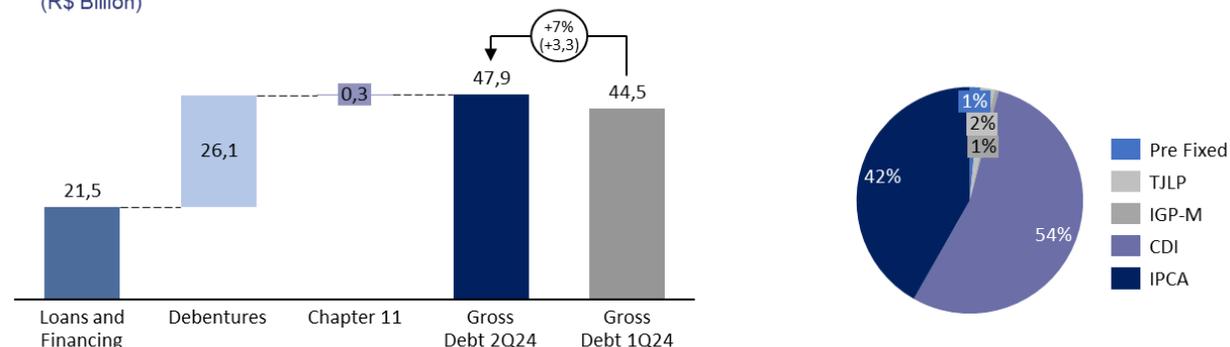
Non - Recurring	Distribution	Transmission	Renewables	Sanitation	Others	2Q24 Total
EBITDA Adjustments (Margin + Costs)	(57)	-	-	-	-	(57)
Depreciation	(12)	-	-	-	-	(12)
Financial Result	35	-	-	-	-	35
Taxes	(12)	-	-	-	-	(12)
PPAs	-	-	-	-	(105)	(105)
Priority Shares Adjustment - Non-cash	-	-	-	-	(76)	(76)
<i>IFRS (VNR / IFRS 9 / MtM) Adjustments - net of tax</i>	(112)	(52)	-	-	0	(163)
<b>Total Net Income Adjustments</b>	<b>(157)</b>	<b>(52)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(181)</b>	<b>(390)</b>

The tax line adjusts the quarter's value for the incidence of taxes on the recurring result, and the IFRS Adjustments line reflects non-cash effects already net of taxes.

## DEBT

In the quarter, the consolidated gross debt, considering loans and financing, financial creditors under judicial recovery (net of present value adjustment), and debentures, reached R\$ 47.9 billion. For a more detailed breakdown of the debt, visit the IR website in the section: Financial Information – Operational and Financial Data.

### Build-up - Debt (R\$ Billion)



### Build-up Net Debt / EBITDA Covenants Vision

Equatorial's covenants consider EBITDA 12m from the company's acquisitions and disregard part of RJ's debts

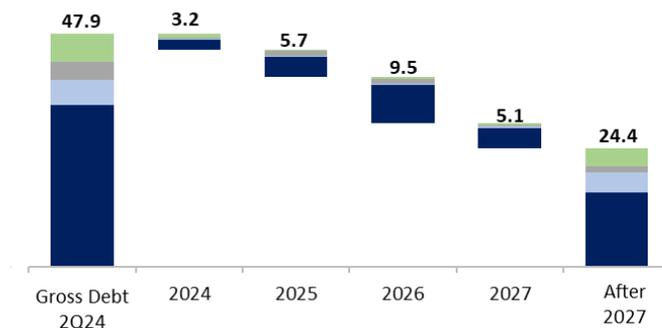
Build-up - Covenants	
Gross Debt	47.9
(-) Covenants Adjustments	- 0.7
(-) Cash	12.6
<b>Net Debt</b>	<b>35.9</b>
<b>Covenants EBITDA</b>	<b>11.1</b>
<b>Net Debt / EBITDA</b>	<b>3.2</b>

### Due and Average Cost

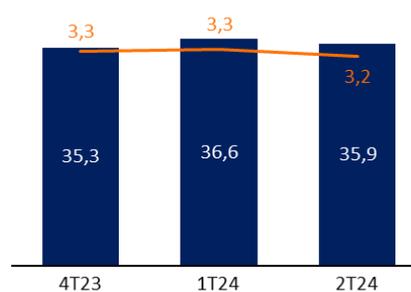
**5.4 years / 11.36% p.a.**

Referring to the average cost of liabilities incurred in the period

### Amortization Schedule (R\$ Bln)



### Net Debt History / EBITDA Covenants vision (R\$ Bn)



The net debt calculated for covenant purposes reached R\$ 35.9 billion, implying a net debt/EBITDA ratio for covenant purposes of 3.2x, with a 0.1x reduction compared to the previous quarter. It is important to mention that we made some progress in the quarter regarding the options used for leverage management, such as the capitalization of Equatorial Energia dividends, which had an impact of R\$ 516 million, and the deconsolidation of the SPE 7 debt, classified as an asset held for sale, which reduced debt by R\$ 413 million. We also highlight that, as a subsequent event, we have received R\$ 18 million from the INTESA earnout.

Cash coverage of the company's short-term obligations closed 2Q24 at 2.2x.

## INVESTMENTS

The information related to investments made considers 100% of Maranhão, Pará, Piauí, Alagoas, CEEE-D, CEA, Goiás, Intesa, Equatorial Transmissão, Echoenergia, CSA, and Equatorial Serviços in the reported periods. New assets are considered from their respective consolidations.

In 2Q24, the total consolidated investment was R\$ 2.1 billion, 24% lower than in 2Q23.

The variation is mainly due to an 87% reduction in investments in the Renewables segment, reflecting the commissioning of the Ribeiro Gonçalves park and the final stage of the Barreiras 1 investment in 2Q24.

To return to the Summary, click [here](#).

Investments	2Q23	2Q24	Δ%	Δ
<b>R\$ million</b>				
<b>Distribution</b>	<b>1,989</b>	<b>1,918</b>	<b>-4%</b>	<b>-71</b>
Electrical Assets	1,626	1,523	-6%	-102
Special Obligations	197	220	12%	23
Non-Electrical Assets	166	174	5%	8
<b>Transmission</b>	<b>16</b>	<b>2</b>	<b>-89%</b>	<b>-14</b>
EQTT	15	2	-89%	-14
Intesa	0	-	100%	0
<b>Renewables</b>	<b>642</b>	<b>85</b>	<b>-87%</b>	<b>-557</b>
Operational Assets	17	18	5%	1
Solar Projects	625	67	-	-558
<b>Sanitation</b>	<b>25</b>	<b>38</b>	<b>54%</b>	<b>13</b>
<b>Others</b>	<b>19</b>	<b>10</b>	<b>-48%</b>	<b>-9</b>
<b>Total Equatorial</b>	<b>2,690</b>	<b>2,052</b>	<b>-24%</b>	<b>-638</b>

## ESG (Environmental, Social and Governance)

In the second quarter of the year, the Company continued advancing in its safety journey, a program initiated at the end of 2023 that integrates the pillars of training, leadership, behavior, suppliers, and the general public. There are 33 segmented actions, monitored monthly by a Safety Committee responsible for reporting to the President on the progress of indicators, indices, and metrics, which are primarily aimed at reducing the frequency and severity of accidents involving both employees and third parties.

It is also important to highlight the progress of the Group's emission reduction initiatives during the quarter. Through the SF6 project, initiated in 2023, the Company reduced the intensity of gas emissions by 25% by maintaining the circuit breakers in its high-voltage facilities. SF6 gas is one of the most impactful gases for global warming, being approximately 23,500 times more potent than carbon dioxide in terms of heat retention capacity in the atmosphere. In line with the SF6 project, the Company continued to encourage increased renewable fuel consumption, raising ethanol use in its flex-fuel fleet by more than 2000%, contributing to a 32% reduction in gasoline consumption.

The number of customers benefiting from the Social Electricity Tariff (TSEE) grew by 6% compared to the previous quarter, because of the Company's actions with public authorities to expand the program's reach and facilitate access for low-income families, easing the impact of energy costs on household budgets.

Learn more about our indicators, made available each quarter, in the table below:

ESG Indicators	Measure	2Q23	2Q24	Δ%
<b>Environmental</b>				
Renewable fuels consumption	L	7,603	171,539	2156.1%
SF6 Emissions	tCO2eq/GWh	0.07	0.05	-25.3%
SIGFI Conexions	#	3,414	3,231	-5.4%
Environmental Sanctions	R\$ mil	2,258	830	-63.2%
<b>Social</b>				
% of Women in the Equatorial Energia Group	%	35%	36%	1p.p.
% of Women in Leadership Positions x Total Leaders	%	21%	22%	1,6p.p.
% of Black People in Leadership Positions x Total Leaders	%	7%	7%	0,5p.p.
% of Local Suppliers	%	40%	43%	3,2p.p.
Social Investments	R\$ mil	14,988	10,253	-31.6%
TG Own	#	2,327	4	-99.8%
TG Third Party Employees	#	593	1,563	163.6%
Number of employee deaths (own + third parties)	#	4	6	50.0%
Number of Accidents among the Population	#	8	4	-50.0%
Social Tariff Consumers	# mil	4,091	4,317	5.5%
<b>Governance</b>				
% of Independent Directors <sup>2</sup>	%	100%	100%	0p.p.
% of Women on the Board	%	22%	14%	-36.4%
% of Employees Trained on the Integrity Track	%	71%	62%	-12.0%
Cases Registered in the Ethics Channel	#	104	136	30.8%

To return to the Summary, click [here](#).

## DISTRIBUTION

## COMMERCIAL PERFORMANCE

Operational Data		2Q23								2Q24							
	Measure	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
SIN Injected Energy	GWh	2,254	3,381	1,176	1,252	2,171	475	4,240	14,949	2,430	3,594	1,241	1,295	2,224	482	4,607	15,872
Isolated Systems	GWh	0	63	0	0	0	12	0	75	1	70	0	0	0	13	0	84
Distributed Generation Injected Energy	GWh	119	151	117	65	82	8	295	837	166	232	177	100	66	16	402	1,159
<b>Energia injetada Total</b>	<b>GWh</b>	<b>2,373</b>	<b>3,595</b>	<b>1,293</b>	<b>1,317</b>	<b>2,253</b>	<b>495</b>	<b>4,535</b>	<b>15,862</b>	<b>2,596</b>	<b>3,896</b>	<b>1,417</b>	<b>1,395</b>	<b>2,291</b>	<b>512</b>	<b>5,008</b>	<b>17,116</b>
Total Var. %	%									9.4%	8.4%	9.6%	5.9%	1.6%	3.4%	10.4%	7.9%
Residencial - conventional	GWh	646	709	276	298	691	87	1,237	3,943	740	770	306	311	681	102	1,358	4,268
Residencial - low income	GWh	394	417	193	153	104	73	189	1,523	436	447	202	181	105	87	247	1,706
Industrial	GWh	39	85	23	28	64	8	104	350	31	72	18	22	46	9	90	288
Commercial	GWh	156	334	135	149	356	67	443	1,640	155	319	127	127	310	61	447	1,546
Others	GWh	384	383	210	206	290	38	790	2,301	409	409	230	194	255	41	814	2,352
<b>Captive Consumers</b>	<b>GWh</b>	<b>1,620</b>	<b>1,927</b>	<b>837</b>	<b>833</b>	<b>1,504</b>	<b>273</b>	<b>2,763</b>	<b>9,757</b>	<b>1,770</b>	<b>2,018</b>	<b>882</b>	<b>836</b>	<b>1,398</b>	<b>300</b>	<b>2,956</b>	<b>10,159</b>
Industrial	GWh	103	310	31	150	290	1	865	1,751	100	293	39	168	276	2	947	1,826
Commercial	GWh	114	198	49	53	172	3	138	726	136	232	64	80	191	16	189	908
Others	GWh	2	31	17	0	19	0	31	100	8	33	18	12	42	4	48	166
<b>Free Consumers</b>	<b>GWh</b>	<b>219</b>	<b>539</b>	<b>97</b>	<b>202</b>	<b>480</b>	<b>4</b>	<b>1,034</b>	<b>2,576</b>	<b>244</b>	<b>558</b>	<b>122</b>	<b>261</b>	<b>509</b>	<b>22</b>	<b>1,185</b>	<b>2,900</b>
Connection - Others DisCos	GWh	2	0	38	4	16	0	3	63	2	4	44	4	16	0	3	73
<b>Billed Energy</b>	<b>GWh</b>	<b>1,841</b>	<b>2,466</b>	<b>972</b>	<b>1,040</b>	<b>2,000</b>	<b>277</b>	<b>3,800</b>	<b>12,397</b>	<b>2,016</b>	<b>2,580</b>	<b>1,048</b>	<b>1,101</b>	<b>1,922</b>	<b>322</b>	<b>4,144</b>	<b>13,133</b>
Var. %	%									9.5%	4.6%	7.8%	5.9%	-3.9%	16.2%	9.1%	5.9%
Energia de Compensação da Geração Dis	GWh	100	118	91	55	70	6	233	674	139	194	137	84	89	14	330	987
<b>Distributed Energy</b>	<b>GWh</b>	<b>1,941</b>	<b>2,584</b>	<b>1,063</b>	<b>1,095</b>	<b>2,071</b>	<b>283</b>	<b>4,033</b>	<b>13,071</b>	<b>2,155</b>	<b>2,774</b>	<b>1,185</b>	<b>1,185</b>	<b>2,011</b>	<b>335</b>	<b>4,474</b>	<b>14,120</b>
Var. %	%									11.1%	7.3%	11.5%	8.2%	-2.9%	18.4%	10.9%	8.0%
<b># Of Consumers</b>	<b>MIL</b>	<b>2,706</b>	<b>2,962</b>	<b>1,490</b>	<b>1,336</b>	<b>1,899</b>	<b>211</b>	<b>3,315</b>	<b>13,919</b>	<b>2,768</b>	<b>3,114</b>	<b>1,527</b>	<b>1,371</b>	<b>1,703</b>	<b>229</b>	<b>3,392</b>	<b>14,103</b>
Var. %	%									2.3%	5.1%	2.5%	2.6%	-10.3%	8.4%	2.3%	1.3%
Total Losses	GWh	432	1,011	230	222	183	212	501	2,791	441	1,122	233	209	279	177	535	2,996
<b>Total Losses / Total Injected - 12 months</b>	<b>%</b>	<b>17.5%</b>	<b>27.6%</b>	<b>18.2%</b>	<b>18.3%</b>	<b>14.0%</b>	<b>43.7%</b>	<b>11.9%</b>	<b>18.6%</b>	<b>17.9%</b>	<b>27.4%</b>	<b>17.8%</b>	<b>18.2%</b>	<b>13.4%</b>	<b>37.3%</b>	<b>11.5%</b>	<b>18.2%</b>
Regulatory - 12 months	%	16.9%	27.0%	20.4%	21.1%	11.0%	34.2%	11.8%	17.9%	17.2%	28.1%	19.9%	20.7%	11.2%	33.5%	12.2%	18.3%

## LOSSES (12 months)

DisCos	2Q23	1Q24	2Q24	Regulatory 2Q24 LTM	Δ 2Q23	Δ 1Q24	Δ Regulatory	Regulatory 2Q24 Homologated
<b>Consolidado</b>	<b>18.6%</b>	<b>18.2%</b>	<b>18.2%</b>	<b>18.3%</b>	<b>-0.4%</b>	<b>0.0%</b>	<b>-0.2%</b>	<b>18.1%</b>
Equatorial Maranhão	17.5%	18.2%	17.9%	17.2%	0.4%	-0.3%	0.6%	17.3%
Equatorial Pará	27.6%	27.2%	27.4%	28.1%	-0.2%	0.2%	-0.7%	28.2%
Equatorial Piauí	18.2%	18.1%	17.8%	19.9%	-0.4%	-0.3%	-2.1%	19.6%
Equatorial Alagoas	18.3%	18.6%	18.2%	20.7%	-0.1%	-0.5%	-2.5%	17.8%
CEEE-D	14.0%	12.4%	13.4%	11.2%	-0.6%	0.9%	2.2%	11.3%
CEA <sup>1</sup>	43.7%	39.2%	37.3%	33.5%	-6.4%	-2.0%	3.8%	33.6%
Equatorial Goiás	11.9%	11.7%	11.5%	12.2%	-0.3%	-0.1%	-0.6%	12.3%

The operational information was disclosed in the company's operational release. To access the document, click [here](#).

## CONTRACTION (12 months)

Further below, we present the expected level of contracting for the distribution companies for 2024, with and without adjustments due to involuntary overcontracting.

2024	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO
<b>Contraction %</b>	<b>103.39%</b>	<b>103.06%</b>	<b>103.77%</b>	<b>103.00%</b>	<b>106.17%</b>	<b>107.27%</b>	<b>103.40%</b>
<b>Contraction with involuntary %</b>	<b>103.39%</b>	<b>103.06%</b>	<b>103.77%</b>	<b>103.00%</b>	<b>104.70%</b>	<b>102.46%</b>	<b>103.40%</b>

**PDA and COLLECTION**

PDA / GOR (last 12 months)	2Q23	2Q24	Var.	PDA / GOR (last 12 months)	2Q23	2Q24	Var.
Equatorial Maranhão	1.60%	1.59%	0 p.p	Equatorial Maranhão	97.8%	98.7%	0,9 p.p
Equatorial Pará	1.57%	2.08%	0,5 p.p	Equatorial Pará	98.5%	95.8%	-2,7 p.p
Equatorial Piauí	1.97%	1.67%	-0,3 p.p	Equatorial Piauí	96.6%	100.4%	3,8 p.p
Equatorial Alagoas	0.37%	0.70%	0,3 p.p	Equatorial Alagoas	100.1%	98.1%	-2 p.p
CEEE-D	2.11%	2.76%	0,6 p.p	CEEE-D	102.9%	97.7%	-5,2 p.p
CEA	-0.58%	0.55%	1,1 p.p	CEA	96.8%	98.0%	1,2 p.p
Equatorial Goiás	0.86%	0.56%	-0,3 p.p	Equatorial Goiás	99.6%	100.0%	0,4 p.p
Consolidated	1.35%	1.47%	0,1 p.p	Consolidated	99.3%	98.4%	-0,9 p.p

1 Does not consider construction revenues

On a consolidated basis, the group's PECLD reached 1.47% of the ROB. This indicator is impacted by the increase in the PECLD/ROB ratio in Rio Grande do Sul, where provisions were higher this quarter due to the climate event and state of calamity that affected the state in 2Q24, and by the rise in PDD/ROB levels in Pará, which reflects the increased provisioning rates under the new loss matrix, as well as aging debts.

The companies' collection rate ended the quarter at a consolidated level of 98.4%, with notable performance from Equatorial Goiás (100.0%) and Equatorial Piauí (100.4%). The collection rate in Pará was affected by increased public sector delinquency and higher billing compared to 1Q24, temporarily impacting the indicator.

## OPERATIONAL PERFORMANCE

### DEC and FEC (12 months)

DisCos	2Q23	1T24	2Q24	Regulatory	Δ 2Q23	Δ 1T24	Δ Regulatory
<b>DEC</b>							
Equatorial Maranhão	17.3	13.8	14.2	14.2	-3.2	0.4	0.0
Equatorial Pará	17.4	17.1	18.2	22.4	0.7	1.1	-4.3
Equatorial Piauí	23.1	23.4	24.3	20.0	1.2	0.8	4.3
Equatorial Alagoas	16.2	17.3	17.7	15.5	1.5	0.4	2.2
CEEE-D	16.6	19.0	19.3	8.4	2.6	0.3	10.9
CEA	37.6	31.4	34.4	45.7	-3.2	3.0	-11.4
Equatorial Goiás	20.0	20.7	20.1	11.4	0.1	-0.6	8.7
<b>FEC</b>							
Equatorial Maranhão	6.8	6.1	6.1	8.3	-0.7	0.0	-2.2
Equatorial Pará	8.7	8.0	8.0	16.8	-0.7	0.0	-8.8
Equatorial Piauí	9.5	8.7	8.4	13.2	-1.1	-0.3	-4.8
Equatorial Alagoas	6.9	7.1	6.9	12.9	-0.1	-0.2	-6.1
CEEE-D	8.6	7.7	7.4	6.0	-1.2	-0.3	1.4
CEA	17.4	14.1	14.4	30.6	-3.1	0.3	-16.3
Equatorial Goiás	10.4	10.4	9.9	7.7	-0.4	-0.4	2.2

The quality level of the distribution system is measured by the DEC<sup>2</sup> and FEC<sup>3</sup> indices, both over a 12-month period.

The highlight of the quarter is the reduction in DEC and FEC for Equatorial Goiás, reflecting the investments made during the period.

Compared to 1Q24, DEC increased in almost all the group's distribution companies.

In the northeastern distribution companies (Maranhão, Piauí, and Alagoas), the deterioration in DEC can be explained by increased rainfall during the period, which is a result of the warming of waters near the Northeast coast due to the temperature difference between the North Tropical Atlantic (TNA) and the South Tropical Atlantic (TSA). These effects increased total precipitation by 25% in Maranhão and 74.5% in Alagoas compared to the same period last year, while Piauí saw a 24.2% increase in April alone.

In Amapá, the increase in DEC is a non-recurring effect, reflecting the fire at the Macapá substation, which caused network instability due to load redirection and reduced redundancy, increasing the restoration time for outages in the state during the quarter. The damaged transformer was replaced in the third quarter.

At CEEE-D, the increase in DEC is due to consecutive extreme weather events affecting the state of Rio Grande do Sul, which have hampered network maintenance due to the large mobilization of teams for emergency response. Despite the indicator's expurgation mechanisms, part of the impact on the network could not be excluded, increasing the indicator.

Currently, three of Equatorial's seven concessions are within the regulatory limit.

<sup>2</sup> Equivalent Outage Duration per Consumer (DEC) - indicates the average duration of outages, in hours per customer per period

<sup>3</sup> Equivalent Frequency of Outage per Consumer (FEC) - indicates the frequency of outages, in number of outages per customer per period

## FINANCIAL PERFORMANCE

## GROSS MARGIN

Operating Revenues	2Q23									2Q24									Δ%
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total			
R\$ million																			
Gross Supply Revenues	1,191	1,927	766	717	1,089	232	1,931	7,854	1,487	2,287	868	790	1,055	260	2,422	9,169	17%		
Unbilled Income	10	33	7	(5)	(86)	1	(38)	(79)	(18)	10	(13)	(24)	(41)	3	(23)	(106)	35%		
(+) demand excess and reactive surplus	(4)	(9)	8	(3)	(6)	(1)	(12)	(27)	(5)	(14)	(4)	(3)	(9)	(1)	(19)	(54)	100%		
Other Revenues (R\$ MM)	198	482	135	129	240	51	411	1,647	263	616	158	194	263	113	479	2,086	27%		
Low Income Subsidy	80	105	46	41	12	8	32	325	92	120	55	51	16	10	44	388	20%		
CDE Subvention	29	132	16	19	39	27	70	332	38	162	25	58	46	49	89	467	41%		
Grid Usage	42	97	31	48	144	3	244	609	55	149	37	63	158	10	256	727	19%		
Financial Asset Update	10	83	1	1	(5)	1	5	96	26	109	2	(4)	4	16	16	170	76%		
Financial Asset Write-off	5	7	3	3	8	1	-	27	6	8	3	3	5	1	-	25	-7%		
Late Payment Fine	12	19	8	6	9	2	16	73	16	24	9	8	5	0	22	84	16%		
Other Operating Revenues	20	39	31	11	33	8	43	185	30	45	26	16	29	26	52	225	21%		
Mutual Use	11	23	10	7	27	2	25	104	15	21	9	6	27	2	28	108	4%		
Supply (R\$ MM)	0	3	8	5	41	6	60	124	4	9	3	5	26	8	36	90	-27%		
Parcel A Revenues (R\$ MM)	129	181	40	(0)	49	25	26	450	23	(50)	26	(38)	177	101	258	495	10%		
(+) Construction Revenues	232	478	275	168	210	150	246	1,758	290	563	197	132	213	84	480	1,959	11%		
Gross Operating Revenues	1,748	3,062	1,233	1,017	1,623	463	2,661	11,806	2,063	3,411	1,248	1,078	1,725	565	3,656	13,745	16%		
Deductions from Operating Revenues	(439)	(652)	(326)	(301)	(503)	(87)	(980)	(3,289)	(583)	(834)	(355)	(343)	(562)	(143)	(1,149)	(3,968)	21%		
PIS and COFINS	(343)	(499)	(262)	(205)	(318)	(65)	(600)	(2,293)	(463)	(652)	(269)	(236)	(333)	(70)	(710)	(2,733)	19%		
Quality Indicator Compensations	(7)	(8)	(9)	(5)	(10)	(2)	(33)	(74)	(7)	(8)	(10)	(5)	(20)	(4)	(58)	(112)	52%		
Consumer Charges	(89)	(144)	(55)	(91)	(175)	(20)	(348)	(922)	(113)	(174)	(76)	(101)	(209)	(69)	(381)	(1,123)	22%		
Net Operating Revenues	1,309	2,410	906	715	1,120	376	1,680	8,517	1,481	2,577	892	735	1,163	422	2,507	9,777	15%		
(-) Construction Revenues	(232)	(478)	(275)	(168)	(210)	(150)	(246)	(1,758)	(290)	(563)	(197)	(132)	(213)	(84)	(480)	(1,959)	11%		
Net Operating Revenues w/o Construction Rev	1,077	1,933	631	547	910	226	1,435	6,759	1,190	2,014	696	604	950	338	2,027	7,818	16%		
Energy Purchase and Transmission	(563)	(872)	(321)	(330)	(662)	(130)	(977)	(3,855)	(630)	(946)	(361)	(328)	(697)	(138)	(1,159)	(4,259)	10%		
(=) Gross Margin	515	1,060	310	217	248	96	458	2,904	560	1,067	335	276	252	200	868	3,559	23%		
(-) Non Recurring Adjustments	-	-	-	25	-	-	109	134	-	-	-	-	-	(81)	-	(81)	-161%		
(-) VNR	(10)	(83)	(1)	(1)	5	(1)	(5)	(96)	(26)	(109)	(2)	4	(4)	(16)	(16)	(170)	76%		
(=) Adjusted Gross Margin (ex-VNR)	504	977	309	241	252	96	561	2,942	534	959	333	280	248	102	852	3,308	12%		

5.9% -1.9% 7.6% 16.2% -1.5% 6.7% 51.7% 12.5%

In 2Q24, the adjusted Gross Margin of the distributors excluding VNR reached R\$ 3.3 billion, 12% higher than the same period last year, mainly influenced by increased consumption and higher tariffs. Equatorial Goiás was the distributor that contributed the most to the positive variation in the quarter (+R\$ 290.1 million), with a 9.0% increase in billed market and a 36.7% repositioning of the Parcel B.

## OPERATING EXPENSES AND OPEX/CONSUMER

Operating Expenses	2Q23									2Q24									Δ%
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total			
R\$ million																			
Personnel	48	45	26	21	64	10	57	270	59	49	22	20	38	9	38	234	-14%		
Material	5	3	3	2	(1)	(1)	(8)	3	6	4	2	5	5	1	19	41	1455%		
Third Party Services	120	78	47	38	86	23	179	571	115	120	66	48	83	21	238	690	21%		
Others	4	2	(9)	0	(2)	(0)	(15)	(20)	7	4	2	2	12	2	5	34	-273%		
PMSO	177	128	67	61	146	32	213	824	187	177	92	74	138	33	299	999	21%		
Others Adjustments	(7)	43	27	4	-	-	75	141	(2)	-	-	(7)	-	-	(15)	(24)	-117%		
Adjusted PMSO	169	171	94	65	146	32	288	965	184	177	92	67	138	33	284	975	1%		
PDA	24	41	19	3	30	(2)	21	136	28	59	18	7	42	3	18	174	28%		
% GOR (w/o Construction Revenues)	1.60%	1.57%	1.97%	0.37%	2.11%	-0.58%	0.86%	1.35%	1.59%	2.08%	1.67%	0.70%	2.76%	0.55%	0.56%	1.47%			
Provision for Contingencies	4	6	1	3	17	(7)	166	189	4	3	2	3	10	1	11	34	-82%		
FUNAC Provisions	-	-	-	-	-	-	24	24	-	-	-	-	-	-	41	41	69%		
Provisions	28	47	20	6	47	(9)	210	349	32	62	19	10	51	4	70	248	-29%		
(+) CCC Subvention	-	8	-	-	-	3	-	11	-	15	-	-	-	4	-	18	72%		
Other Operating Expenses (Revenues)	10	34	13	(3)	(0)	21	58	132	25	30	5	(8)	51	1	61	165	25%		
Depreciation and Amortization	58	105	36	22	37	11	96	364	72	121	41	31	35	(2)	157	456	25%		
Manageable Expenses	272	321	136	86	230	58	578	1,680	316	404	157	107	276	39	587	1,886	12%		
Adjusted OPEX/Consumer (12m)	223	242	232	207	298	658	376	280	252	227	241	206	338	598	345	279			

12.9% -6.0% 3.7% -0.1% 13.5% -9.2% -8.3% -0.2%

## MARANHÃO

Compared to the previous quarter, the Adjusted PMSO per Consumer, on a 12-month view, increased by 12.9%, totaling R\$ 252. The adjusted PMSO for the period totaled R\$ 184 million, representing an 8.9% increase between quarters, or R\$ 15 million.

The increase in adjusted PMSO is mainly due to the Personnel line, which showed an increase of R\$ 11 million, reflecting the headcount growth in Maranhão (+209 employees during the period, with 38 in the second quarter), as well as the 4.14% salary adjustment approved in August.

In 2Q24, Expected Losses for Doubtful Credit (PECLD) reached R\$ 28 million, representing 1.59% of ROB.

## PARÁ

In 2Q24, the Adjusted PMSO per Consumer (12 months) was R\$ 227, a 6.0% reduction compared to 2Q23, while the adjusted PMSO reached R\$ 177 million, about 3.5% higher than 2Q23, a growth below the inflation rate for the period.

In 2Q24, PECLD reached R\$ 59 million, 2.08% of ROB. The increase between quarters is mainly due to the rise in the company's accounts receivable, exacerbated by the update of a matrix with a higher percentage of provisions for non-installment debts.

## PIAUI

The Adjusted PMSO per Consumer (12 months) was R\$ 241, a 3.7% increase compared to 2Q23, below the inflation rate for the last 12 months. The adjusted PMSO for the quarter decreased by 1.8%, or R\$ 2 million compared to the same period last year.

In 2Q24, PECLD recorded a provision of R\$ 18 million, 1.67% of ROB, 0.3 p.p. below 2Q23.

## ALAGOAS

The Adjusted PMSO per Consumer (12 months) was R\$ 206, in line with 2Q23, while the adjusted PMSO showed a 2.4% increase, or R\$ 2 million.

PECLD recorded a provision of R\$ 7 million, representing 0.70% of ROB.

## CEEE-D

The Adjusted PMSO per Consumer (12 months) was R\$ 338, a 13.5% increase reflecting the reduction of 144 thousand billed consumers between quarters, a result of the calamity that affected the state in 2Q24. If the PMSO per consumer were calculated over the same number of clients as in 1Q24, it would be R\$ 296.7, 0.3% lower than in 2Q23.

The adjusted PMSO reached R\$ 138 million, 5.8% lower than 2Q23 (R\$ 9 million). The reduction in the quarter is mainly due to the Personnel line, driven by the transfer of interest payments related to the CEEE-D pension plan to the financial expenses line, in line with market practice, which impacted the quarter by R\$ 24 million. The reduction was partially offset by an increase in the Other category, which showed an increase of R\$ 13 million, primarily due to the recognition of operational and commercial fines.

Excluding the effect of the pension plan payment migration to financial results, the adjusted PMSO for the period would have shown an increase of R\$ 14 million, or 9.5%.

PECLD registered R\$ 42 million, mainly impacted by the climate event in the quarter, which was also intensified by the redirection of loss and delinquency teams for emergency response. With this result, PECLD/ROB reached 2.76%.

## CEA

The Adjusted PMSO per Consumer (12 months) was R\$ 598, 9.2% lower than the same period last year. The adjusted PMSO for CEA was R\$ 33 million, in line with 2Q23.

Finally, in 2Q24, PECLD reached R\$ 3 million, representing 0.55% of ROB.

## GOIÁS

The Adjusted PMSO per Consumer (12 months) was R\$ 345 in 2Q24, 8.3% lower than in 2Q23, reflecting Equatorial's commitment to cost discipline. The adjusted PMSO was R\$ 284 million, in line with the same period last year.

Expense reductions between quarters were concentrated in Third-Party Services and Personnel lines, which decreased by R\$ 32 million and R\$ 19 million, respectively. The main effects in the Services line are: (i) reduction in occurrences and activation of operational systems (R\$ 23 million) and (ii) reduction in expenses with disconnection and reconnection services due to price negotiation (R\$ 14 million). The increase in the Others line by R\$ 24 million is due to the adjustment made to FUNAC provisions last year, which was previously classified under Others and later reclassified under FUNAC provisions, making the Others line negative in the second quarter of the previous year.

PECLD registered R\$ 18 million, representing 0.56% of ROB.

## EBITDA

EBITDA R\$ million	2Q23								2Q24								Δ%
	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	
(+) Net Income	169	519	74	78	(159)	(11)	(423)	247	151	484	66	100	(216)	96	(94)	588	138.1%
(+) Income Tax / Social Contribution	28	110	14	16	(1)	4	(204)	(32)	35	102	33	30	-	-	12	212	-752.7%
(+) Net Financial Result	45	110	88	37	178	45	507	1,009	59	78	78	39	193	65	362	874	-13.4%
(+) Depreciation & Amortization	58	105	36	22	37	11	96	364	72	121	41	31	35	(2)	157	456	25.2%
<b>(=) EBITDA IFRS (CVM)*</b>	<b>300</b>	<b>844</b>	<b>211</b>	<b>153</b>	<b>55</b>	<b>49</b>	<b>(24)</b>	<b>1,588</b>	<b>316</b>	<b>784</b>	<b>219</b>	<b>200</b>	<b>12</b>	<b>159</b>	<b>438</b>	<b>2,129</b>	<b>34%</b>
(+) Other Operating Revenues / Expenses	10	34	13	(3)	(0)	21	58	132	25	30	5	(8)	51	1	61	165	24.6%
(+) Gross Margin Impacts	-	-	-	25	-	-	109	134	-	-	-	-	-	(81)	-	(81)	-160.7%
(+) PMSO Adjustments	7	(43)	(27)	(4)	-	-	(75)	(141)	2	-	-	7	-	-	15	24	-117.2%
(+) Provisions Adjustments	-	-	-	-	-	-	150	150	-	-	-	-	-	-	-	-	-100.0%
(+) Provisions Adjustments	(10)	(83)	(1)	(1)	5	(1)	(5)	(96)	(26)	(109)	(2)	4	(4)	(16)	(16)	(170)	76.2%
<b>Adjusted IFRS EBITDA</b>	<b>307</b>	<b>752</b>	<b>196</b>	<b>170</b>	<b>59</b>	<b>70</b>	<b>213</b>	<b>1,766</b>	<b>318</b>	<b>706</b>	<b>221</b>	<b>203</b>	<b>59</b>	<b>62</b>	<b>498</b>	<b>2,067</b>	<b>17%</b>
									3.5%	-6.2%	13.2%	19.8%	0.0%	-11.5%	133.9%	17.0%	

## MARANHÃO

In 2Q24, adjusted EBITDA per VNR and non-recurring effects reached R\$ 318 million, 3.5% higher than in 2Q23, or R\$ 10.8 million.

The adjusted gross margin for the quarter increased by R\$ 30 million, mainly due to market growth of R\$ 47 million, partially offset by the reduction in the fio-B tariff, which negatively impacted by R\$ 28.0 million.

The margin increase was partially offset by variations in adjusted PMSO (R\$ -15.1 million) and provisions and contingencies (R\$ -4.0 million).

## PARÁ

Adjusted EBITDA per VNR and non-recurring effects reached R\$ 706 million, a 6.2% decrease.

The gross margin for the quarter decreased by R\$ 24 million, impacted by positive market effects (R\$ 41.0 million) but offset by the negative impact of the fio-B tariff reduction (-R\$ 58.6 million).

The adjusted PMSO, provisions, and isolated systems showed variations of R\$ 6 million, R\$ 15 million, and R\$ 7 million, respectively.

## PIAUI

In Piauí, adjusted EBITDA for non-recurring and non-cash effects reached R\$ 221 million, 13.2% higher, or R\$ 26 million, compared to the same period last year.

The R\$ 23 million increase in gross margin is due to market growth (R\$ 19.8 million) and tariff effect (R\$ 43.7 million), partially offset by Unbilled Revenue (-R\$ 20.0 million).

In addition to the margin growth in the quarter, both the adjusted PMSO and PECLD and contingencies showed slight reductions that contributed to EBITDA (R\$ 1.7 million and R\$ 0.6 million).

## ALAGOAS

Adjusted EBITDA per VNR and non-recurring effects in Alagoas reached R\$ 203 million, an increase of R\$ 34 million or 19.8% higher than in 2Q23.

The gross margin in Alagoas grew by R\$ 39 million, influenced by the tariff increase (R\$ 15.7 million) and market growth (R\$ 13.0 million).

The adjusted PMSO showed an increase of R\$ 2 million, and adjusted provisions for the period (PECLD and contingencies) negatively impacted the result by R\$ 4 million.

## CEEE-D

Adjusted EBITDA for non-recurring effects and VNR in Rio Grande do Sul reached R\$ 59 million in the quarter, in line with 2Q23, despite the calamity situation due to climatic events.

The gross margin of CEEE-D showed a slight decrease of R\$ 3.9 million, mainly due to the reduction in the billed market during the period.

The PMSO for the period showed a reduction of R\$ 8.5 million, while PECLD and contingencies increased by R\$ 4.5 million between quarters.

## CEA

Adjusted EBITDA showed a decrease of R\$ 8.0 million, or 11.5%, reaching R\$ 62 million in the quarter.

The gross margin of CEA grew by R\$ 6.5 million, resulting from the increase in billed energy during the period.

The adjusted PMSO, PECLD, and isolated systems showed variations of R\$ 1.4 million, R\$ 12.4 million, and R\$ 0.8 million, respectively.

## GOIÁS

Adjusted EBITDA for non-recurring effects and VNR in Equatorial Goiás reached R\$ 498 million.

The main impact on EBITDA growth is the increase in gross margin, which this quarter showed an increase of R\$ 290.1 million due to market growth (+R\$ 49.8 million), the increase in the fio-B tariff (+R\$ 227.5 million) due to the tariff review process, and the improvement in delta losses (+R\$ 15.8 million).

The PMSO for the period decreased by R\$ 1.6 million, while PECLD and provisions varied by R\$ 9 million, negatively impacting the result.

It is important to highlight that both this quarter and the upcoming quarters may present volatility in the results due to the turnaround process.

## NON-RECURRING EFFECTS - EBITDA

Non Recurring	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	2Q24 Total
<b>Operational Revenues</b>	-	-	-	-	-	(81)	-	<b>(81)</b>
Late Payment Fine	-	-	-	-	-	2	-	2
Tariff Review Recognition	-	-	-	-	-	(60)	-	(60)
Losses Flexibility via CCC	-	-	-	-	-	(24)	-	(24)
<b>Revenues Deductions</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>NOR</b>	-	-	-	-	-	(81)	-	<b>(81)</b>
<b>Costs of Energy Service</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Gross Margin</b>	-	-	-	-	-	<b>(81)</b>	-	<b>(81)</b>
<b>OPEX</b>	2	-	-	7	-	-	15	<b>24</b>
Pessoal	-	-	-	-	-	-	-	-
Materials	-	-	-	3	-	-	-	3
Third Party Services	2	-	-	4	-	-	15	22
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total Provisions</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Costs and Expenses</b>	<b>2</b>	-	-	<b>7</b>	-	-	<b>15</b>	<b>24</b>
<b>Other Operational Revenues/Expenses</b>	25	30	5	(8)	51	1	61	<b>165</b>
<b>VNR</b>	(26)	(109)	(2)	4	(4)	(16)	(16)	<b>(170)</b>
<b>EBITDA Adjustments</b>	<b>1</b>	<b>(78)</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>47</b>	<b>(97)</b>	<b>60</b>	<b>(62)</b>

## FINANCIAL RESULTS

Net Financial Results	2Q23									2Q24									Δ%
	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total			
R\$ million																			
(+) Financial Income	29	49	19	10	29	7	25	168	24	47	19	9	28	8	35	169	0,3%		
(+) Fines and Interest on Overdue Bills	18	28	10	10	20	3	19	108	21	33	12	10	23	3	16	118	9,4%		
(+) Debt Charges	(77)	(173)	(102)	(57)	(118)	(49)	(300)	(876)	(80)	(150)	(92)	(49)	(130)	(60)	(316)	(876)	0,0%		
(+) Charges and Fees	(3)	15	0	(0)	(11)	3	6	9	(9)	(1)	(3)	1	(8)	4	(13)	(30)	-438,4%		
(+) Interest and Present Value - Commercial	(3)	5	(5)	(0)	10	(1)	-	7	(1)	2	(5)	1	1	(4)	(2)	(8)	-211,3%		
(+) Contingencies	(3)	3	(3)	(4)	(35)	4	(309)	(347)	(4)	(2)	(2)	(3)	(28)	(3)	(22)	(63)	-81,7%		
(+) Other Financial Revenues / Expenses	(7)	(37)	(7)	4	(73)	(11)	52	(79)	(9)	(6)	(8)	(7)	(78)	(12)	(61)	(183)	132,3%		
<b>Net Financial Results</b>	<b>(45)</b>	<b>(110)</b>	<b>(88)</b>	<b>(37)</b>	<b>(178)</b>	<b>(45)</b>	<b>(507)</b>	<b>(1.009)</b>	<b>(59)</b>	<b>(78)</b>	<b>(78)</b>	<b>(39)</b>	<b>(193)</b>	<b>(65)</b>	<b>(362)</b>	<b>(874)</b>	<b>-13,4%</b>		
(+) Non Recurring Events	-	-	-	-	-	-	283	283	8	17	2	4	-	(2)	5	35			
<b>Adjusted Net Financial Results</b>	<b>(45)</b>	<b>(110)</b>	<b>(88)</b>	<b>(37)</b>	<b>(178)</b>	<b>(45)</b>	<b>(223)</b>	<b>(726)</b>	<b>(50)</b>	<b>(61)</b>	<b>(76)</b>	<b>(35)</b>	<b>(193)</b>	<b>(66)</b>	<b>(357)</b>	<b>(839)</b>	<b>15,5%</b>		
									11,4%	-44,4%	-13,6%	-5,2%	8,3%	47,6%	60,0%	15,5%			

In 2Q24, the distribution segment ended with a net financial result of negative R\$ 874 million.

The adjusted financial result for the quarter was R\$ 839 million, 15.5% worse compared to 2Q23. This outcome was mainly influenced by the following effects in Equatorial Goiás: (i) the establishment of a tax credit and interest on PIS/COFINS fines due to the exclusion of ICMS from the tax base, amounting to R\$ 78 million in 2023, which did not recur in 2024, and (ii) the guarantee fees on debt contracts, which began to be accounted for in 3Q23 and reached R\$ 25 million this quarter.

## NET PROFIT

Net Income	2Q23									2Q24									Δ%
	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total			
R\$ million																			
(+) Net Income	169	519	74	78	(159)	(11)	(423)	247	151	484	66	100	(216)	96	(94)	588	138%		
(+) EBITDA Adjustments (Net of Taxes)	7	(43)	(27)	21	-	-	184	143	2	-	-	7	-	(81)	15	(57)	-139,9%		
(+) IR and CSLL Effect	1	8	(3)	(4)	-	-	(148)	(147)	(3)	(4)	(1)	(3)	-	-	-	(11)	-92,6%		
(+) Financial Results Adjustments	-	-	-	-	-	-	283	283	8	17	2	4	-	(2)	5	35	-87,7%		
VNR	(7)	(55)	(1)	(1)	3	(0)	(3)	(64)	(17)	(72)	(1)	3	(3)	(11)	(11)	(112)	76,2%		
<b>(=) Adjusted Net Income</b>	<b>170</b>	<b>430</b>	<b>43</b>	<b>94</b>	<b>(156)</b>	<b>(11)</b>	<b>(107)</b>	<b>462</b>	<b>141</b>	<b>425</b>	<b>66</b>	<b>111</b>	<b>(219)</b>	<b>(9)</b>	<b>(84)</b>	<b>431</b>	<b>-7%</b>		
									-17,0%	-1,2%	56,4%	17,8%	39,8%	-16,9%	-21,3%	-6,7%			

## INVESTMENTS

Investment on Distribution	2Q23								2Q24								Δ%
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	
R\$ million																	
Electrical Assets	197	319	219	153	188	132	418	1,626	262	316	160	113	175	55	442	1,523	-6,3%
Special Obligations	21	134	49	3	1	12	24	197	6	216	20	0	2	17	41	220	11,9%
Non-Electrical Assets	14	25	7	12	21	5	82	166	22	32	16	19	36	11	38	174	4,6%
<b>Total</b>	<b>232</b>	<b>478</b>	<b>275</b>	<b>168</b>	<b>211</b>	<b>150</b>	<b>475</b>	<b>1,989</b>	<b>290</b>	<b>563</b>	<b>197</b>	<b>132</b>	<b>213</b>	<b>84</b>	<b>439</b>	<b>1,918</b>	<b>-4%</b>
									25,1%	17,9%	-28,5%	-21,8%	0,9%	-44,0%	-7,6%	-3,6%	

To return to summary, click [here](#).

**TRANSMISSION****FINANCIAL PERFORMANCE**

Financial Statement - R\$ million	2Q23	2Q24	Δ%
Net Revenues	292	298	1.9%
OPEX	(18)	(18)	-0.7%
Infrastructure Costs	-	-	N/A
<b>Regulatory EBITDA</b>	<b>275</b>	<b>280</b>	<b>2.1%</b>
<b>EBITDA Margin</b>	<b>93.9%</b>	<b>94.0%</b>	<b>0.2%</b>
Depreciation / Amortization	(125)	(110)	-11.8%
<b>EBIT</b>	<b>150</b>	<b>170</b>	<b>13.6%</b>
Financial Results	(123)	(79)	-35.8%
Taxes	(11)	(13)	19.6%
<b>Net Revenues</b>	<b>16</b>	<b>78</b>	<b>400.3%</b>
Debt	2Q23	2Q24	Δ%
Net Debt	5,057	3,548	-29.8%
Debt Volume (Loans + Debentures)	5,905	5,126	-13.2%
Cash and Cash Equivalents	848	1,578	86.1%

*\*Subtracted of Construction Revenues*

## EQUATORIAL TRANSMISSÃO

The regulatory result for 2Q24 generated net revenue of R\$ 298.0 million, a 1.9% increase compared to 2Q23, due to the 3.94% adjustment of RAP for the 23/24 cycle for SPEs 1 to 8. This effect was partially offset by a higher Variable Parcel in the quarter amounting to R\$ 6.7 million.

Operating costs and expenses totaled R\$ 17.8 million, in line with the previous year. The regulatory EBITDA reached R\$ 280.2 million, with a margin of 94.0%.

The table below presents the income statement for the transmission segment, from corporate to regulatory, for the SPEs consolidated by Equatorial Transmissão.

Income Statement (R\$ '000)	2Q23 Regulatory	Adjustments	2Q23 IFRS	2Q24 Regulatory	Adjustments	2Q24 IFRS
<b>Operating Revenues</b>	<b>324,295</b>	<b>(292,400)</b>	<b>375,852</b>	<b>333,630</b>	<b>45,139</b>	<b>378,768</b>
Energy Transmission	324,291	(324,291)	-	333,629	(333,629)	-
Maintenance and Operation Revenues	-	24,659	24,659	-	27,495	27,495
Construction Revenues	-	7,232	7,232	-	1,430	1,430
Financial Revenues - IRR Update	-	-	-	-	-	-
Contract Asset Update	-	-	343,957	-	349,842	349,842
Contract Asset Revenues	-	-	-	-	-	-
Contract Asset - Realization Gains	-	-	-	-	-	-
Other Revenues	3	0	4	0	0	0
<b>Deductions from Operating Revenues</b>	<b>(31,824)</b>	<b>10,681</b>	<b>(21,143)</b>	<b>(35,643)</b>	<b>(133)</b>	<b>(35,777)</b>
<b>Net Operating Revenues</b>	<b>292,470</b>	<b>62,239</b>	<b>354,709</b>	<b>297,986</b>	<b>45,006</b>	<b>342,992</b>
<b>Electricity Costs</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Operational Gross Margin</b>	<b>292,470</b>	<b>62,239</b>	<b>354,709</b>	<b>297,986</b>	<b>45,006</b>	<b>342,992</b>
<b>Operating Expenses</b>	<b>(17,876)</b>	<b>(14,895)</b>	<b>(32,770)</b>	<b>(17,755)</b>	<b>(1,799)</b>	<b>(19,554)</b>
Personnel	(9,472)	552	(8,920)	(8,747)	(0)	(8,748)
Material	(14,139)	13,499	(640)	(57)	0	(57)
Third Party Services	6,313	(13,579)	(7,266)	(8,913)	(90)	(9,003)
Provisions	-	(15,417)	(15,417)	-	(1,708)	(1,708)
Other	(578)	51	(527)	(39)	(0)	(39)
PDA	-	-	-	-	-	-
<b>EBITDA</b>	<b>274,594</b>	<b>47,344</b>	<b>321,938</b>	<b>280,231</b>	<b>43,207</b>	<b>323,438</b>
Depreciation and Amortization	(124,638)	61,370	(63,268)	(109,949)	38,604	(71,345)
Equity Equivalence	-	-	-	-	-	605
<b>Operating Income</b>	<b>149,957</b>	<b>108,714</b>	<b>258,670</b>	<b>170,282</b>	<b>81,811</b>	<b>252,698</b>
<b>Net Financial Results</b>	<b>(123,186)</b>	<b>4</b>	<b>(123,181)</b>	<b>(79,036)</b>	<b>(0)</b>	<b>(79,036)</b>
Financial Revenues	39,384	0	39,384	44,896	(0)	44,896
Financial Expenses	(162,569)	4	(162,565)	(123,933)	(0)	(123,933)
<b>Income Before Taxes</b>	<b>26,771</b>	<b>108,718</b>	<b>135,489</b>	<b>91,246</b>	<b>82,416</b>	<b>173,662</b>
Social Contribution	(11,214)	(31,389)	(42,603)	(13,414)	(36,902)	(50,316)
Income Tax	-	31,389	31,389	-	36,902	36,902
Deferred Taxes	-	(34,167)	(34,167)	-	(35,001)	(35,001)
<b>Net Income</b>	<b>15,557</b>	<b>74,551</b>	<b>90,108</b>	<b>77,832</b>	<b>47,415</b>	<b>125,247</b>

## RENEWABLES

### OPERATING PERFORMANCE

#### GENERATION

Operational Data	2Q23	2Q24	2T24 Ex Curtailment and Solar	$\Delta\%$ 2Q23 vs 2Q24	$\Delta\%$ 2Q23 vs 2Q24 Ex Curtailment and Solar
Wind Speed (m/s)	6,70	6,84	6,84	2,1%	2,1%
Net Energy Generated (GWh)*	897,3	877,6	914,2	-2,2%	0,8%
Adjusted Technical Availability <sup>1</sup> (12 months)**	96,2%	96,2%	96,2%	0,0%	0,0%

\* Values measured at the center of gravity

\*\* The adjustment is applied to the indicator because the periods of unavailability that are subject to penalties from O & M contracts are considered as available periods.

In 2Q24, net wind generation was 773.6 GWh, while solar generation for the period reached 104.0 GWh, totaling 877.6 GWh for the quarter, a 2.2% reduction compared to the same period last year. The total constrained-off effect for the period was 151.5 GWh.

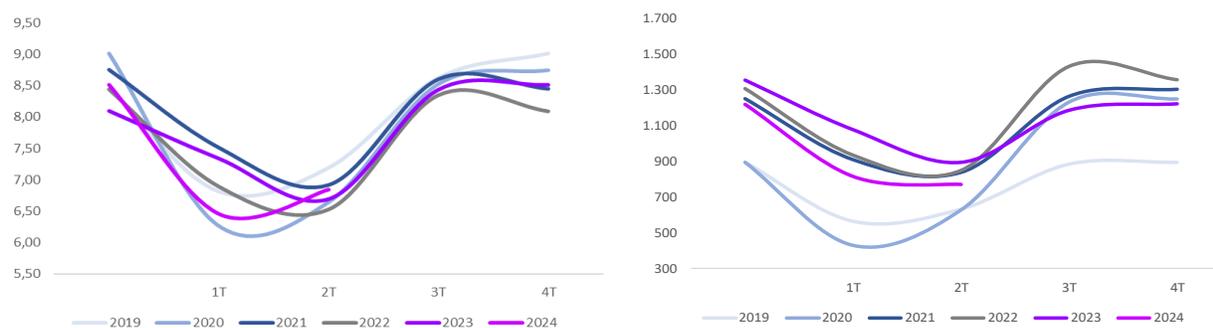
Below, we highlight the main variations between periods for the wind farms:

Wind Clusters	Generation (GWh)				Wind (m/s)			
	2Q23	2Q24	$\Delta\%$	$\Delta$	2Q23	2Q24	$\Delta\%$	$\Delta$
Ventos de Tianguá	92.5	98.0	5.9%	5.5	6.2	6.5	4.2%	0.3
Serra do Mel 1 e 2	350.1	237.9	-32.1%	-112.2	6.4	6.7	4.6%	0.3
Echo 1, 2, 4 e 5	297.0	295.1	-0.6%	-1.9	7.5	7.7	2.3%	0.2
Ventos de São Clemente	157.6	142.6	-9.5%	-15.0	6.2	6.0	-3.4%	-0.2
<b>Portfólio</b>	<b>897.3</b>	<b>773.6</b>	<b>-13.8%</b>	<b>-123.7</b>	<b>6.46</b>	<b>6.65</b>	<b>33.8%</b>	<b>2.2</b>

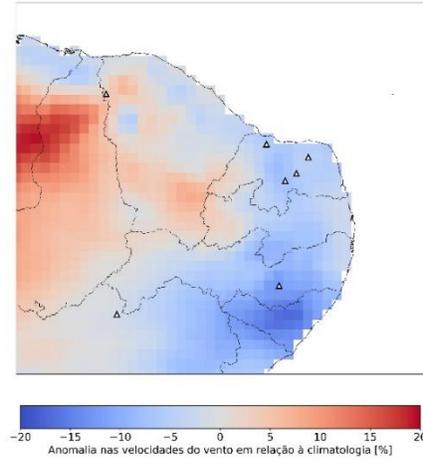
Solar Clusters	Generation (GWh)				Average Irradiance (W/m2)			
	2Q23	2Q24	$\Delta\%$	$\Delta$	2Q23	2Q24	$\Delta\%$	$\Delta$
<b>Portfólio</b>	-	<b>104.0</b>	-	<b>104.0</b>	-	<b>306.21</b>	-	-

#### AVERAGE WIND SPEED – PORTFOLIO (m/s) TOTAL GENERATION – PORTFOLIO (GWh)



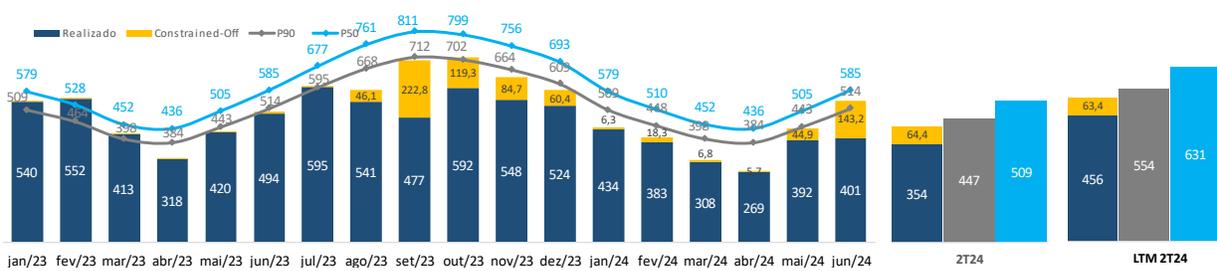
<sup>4</sup> As of 1Q24, adjusted technical availability is calculated considering energy and non temporal values. This form of calculation is more representative of the impact of availability on energy generation.

2Q24 presented atypical weather conditions that impacted the availability of wind resources in Echoenergia's parks. The temperature difference between the North Tropical Atlantic (TNA) and the South Tropical Atlantic (TSA) caused the waters near the Northeast coast to warm, increasing humidity and rainfall, which weakened the winds. Additionally, the temperature difference between tropical and subtropical waters resulted in more cold fronts and cyclones, further reducing wind speeds between April and May. In June, changes in water temperature shifted weather systems to the northern hemisphere, reducing rainfall and intensifying winds in the region, bringing positive prospects for the coming months. As a consolidated result, the average wind speed in Echoenergia's complexes increased by 2.1% compared to the second quarter of 2023 but remained below the climatological<sup>5</sup> average. The figure next to this text illustrates the wind anomaly in 2Q24 compared to the long-term climatological average, highlighting significant negative anomalies in all Echoenergia complexes, except Tianguá.



The following graph shows Echoenergia's wind energy generation in recent months and the outlook for 2Q24, comparing it with the P50 and P90 annual values revised by the company at the beginning of 2024. It is worth noting that these energy production estimates are considered robust, as the studies were conducted using well-established market methodologies and are based on operational data for all complexes.

Ativos Eólicos Echoenergia - Geração realizada e variabilidade do recurso para P50 e P90 de 1 ano (MWh)



### CONSTRAINED-OFF

After the event on August 15, 2023, which resulted in the partial shutdown of the National Interconnected System (SIN), the National System Operator (ONS) implemented changes to the system's operation mode that caused significant generation restrictions (known as "constrained-off") for renewable energy generation agents in the Northeast. Among the changes, the reduction of export limits for energy from the Northeast to the Southeast/Central-West and the North stands out. Historically, until the date of the occurrence, Echoenergia had experienced limited and negligible impacts due to constrained-offs. However, after the occurrence, the company was mainly affected in its Serra do Mel and Tianguá projects.

In 2Q24, energy losses totaled 151.5 GWh (13.5%), with the most significant impact in Serra do Mel with 120.6 GWh. This impact is greater than reported in 1Q24 and is directly related to the improvement in wind conditions at the end of the quarter. However, it is relevant to note that the ONS is expected to reduce restrictions with the entry of new transmission lines into the system and the delivery of RAP requirements by the agents. Additionally, Echoenergia has been actively working in collaboration with industry associations to minimize the impact of constrained-off on its portfolio.

<sup>5</sup> Data from the ERA5 model (European Center for Medium-Range Weather Forecasts Reanalysis v5), considering the period from 1980 to 2024 as climatology.

## SOLAR COMPLEXES

In the context of project pipeline development, Echoenergia, through its subsidiary Echo Crescimento, announced on May 23, 2024, the commercial operation, according to the scheduled timeline, of its new solar complex in Ribeiro Gonçalves, located in Piauí, with an installed capacity of 283.7 MWp.

The Barreiras I solar complex, located in Bahia, with an installed capacity of 449.2 MWp, fully commenced operations on July 27, 2024. With the commissioning of these two solar complexes, Equatorial's total installed capacity in its portfolio now totals 1.8 GW.

Further information on these two projects is shown in the table below.



## TECHNICAL DATA

Solar Clusters	Ribeiro Gonçalves	Barreiras I
<b>Overview</b>		
Source	Solar	Solar
Location	PI	BA
Instaled Capacity (MWac)	223.2	351.1
Instaled Capacity (MWp)	283.7	449.2
P50	68.0	117.5
Capacity Factor P50 (%)	30.5%	33.4%
Authorization period	aug/2055	may/2056
<b>Technical Data</b>		
Number of panels	468,376	725,760
Substation	SE Ribeiro Gonçalves	SE Barreiras II
<b>Regulatory Data</b>		
Wire Discount	Sim, 50%	Sim, 50%
Signed CUST/CCT	14/04/2021 - 30/06/2022	26/11/2021 - 03/06/2022
<b>Estimated timeline</b>		
UFV Construction	1T24	3T24
Substation Construction	1T24	2T24
Line Construction	1T24	2T24
COD <sup>1</sup>	5/23/2024	Data limite: abr/25
Completion %	100.0%	98.3%
<b>Financial Data</b>		
Hard CAPEX <sup>2</sup> (R\$ Million)	954.6	1,497.0
CAPEX (R\$ Million)/MWp	3.4	3.3
R\$ Invested (R\$ Million)	983.3	1,498.2

## LONG TERM FINANCING

Funding	Source	R\$ Million Hired	R\$ Million Disbursed	% Disbursed	Cost	Due
Ribeiro Gonçalves	BNDES - Subcrédito A	510.0	347.0	68.0%	IPCA + 7,57%	24 years
	BNDES - Subcrédito B	195.0	0.0	0.0%	IPCA + 8,37%	15 years
	BNB	200.0	0.0	0.0%	IPCA + 4,54%	24 years
	<b>Total</b>	<b>905.0</b>	<b>347.0</b>	<b>38.3%</b>	<b>N/A</b>	<b>N/A</b>
Barreiras I	BNB/AFD	380.0	323.0	85.0%	IPCA + 5,11%	24 years
	Debêntures	950.0	950.0	100.0%	IPCA + 6,84%	21 years
	<b>Total</b>	<b>1330.0</b>	<b>1273.0</b>	<b>95.7%</b>	<b>N/A</b>	<b>N/A</b>

Subcredit B of BNDES financing for Ribeiro Gonçalves was contracted only as insurance, but the company's intention is to replace it with lower-cost long-term lines.

## FINANCIAL PERFORMANCE

Income Statement	Echo Participações				Echo Crescimento			
	2Q23	2Q24	Δ%	Δ	2Q23	2Q24	Δ%	Δ
<b>Net Revenues</b>	<b>209.4</b>	<b>205.6</b>	<b>-1.8%</b>	<b>(3.8)</b>	-	<b>13.6</b>	<b>N/A</b>	<b>13.6</b>
Energy Costs	(8.6)	(4.4)	-49.4%	4.3	-	(4.2)	N/A	(4.2)
(+/-) MtM (Gains and Losses)	(0.0)	-	-100.0%	0.0	-	(0.0)	N/A	(0.0)
<b>Deductions from Operating Revenues</b>	<b>200.7</b>	<b>201.2</b>	<b>0.3%</b>	<b>0.5</b>	-	<b>9.3</b>	<b>N/A</b>	<b>9.3</b>
Costs	(76.0)	(91.9)	20.8%	(15.8)	-	(2.5)	N/A	(2.5)
Expenses	(68.7)	(73.4)	6.8%	(4.7)	-	(1.7)	N/A	(1.7)
EBITDA	(7.3)	(18.4)	153.3%	(11.2)	-	(0.8)	N/A	(0.8)
<b>EBITDA</b>	<b>124.7</b>	<b>109.4</b>	<b>-12.3%</b>	<b>(15.3)</b>	-	<b>6.8</b>	<b>N/A</b>	<b>6.8</b>
EBITDA Margin (%)	59.5%	53.2%	-6.3p.p.	N/A	N/A	50.2%	N/A	N/A
Non Recurring	-	-	N/A	-	-	-	N/A	-
(+/-) MtM (Gains and Losses)	0.0	-	-100.0%	(0.0)	-	0.0	N/A	0.0
<b>Adjusted EBITDA</b>	<b>124.7</b>	<b>109.4</b>	<b>-12.3%</b>	<b>(15.4)</b>	-	<b>6.9</b>	<b>N/A</b>	<b>6.9</b>
Taxes	59.6%	53.2%	-6.4p.p.	N/A	N/A	50.5%	N/A	N/A
D&A	(75.3)	(64.7)	-14.0%	10.5	-	(0.2)	N/A	(0.2)
Financial Results	(85.9)	(66.9)	-22.1%	19.0	-	(29.8)	N/A	(29.8)
Taxes	(12.5)	(9.5)	-24.0%	3.0	-	(0.1)	N/A	(0.1)
<b>Net Revenues</b>	<b>(49.0)</b>	<b>(31.8)</b>	<b>-35.1%</b>	<b>17.2</b>	-	<b>(23.3)</b>	<b>N/A</b>	<b>(23.3)</b>
Net Margin (%)	-23.4%	-15.4%	7.9p.p.	N/A	N/A	-171.2%	N/A	N/A

Income Statement	Echoenergia (Part. + Cresc.)			
	2Q23	2Q24	Δ%	Δ
<b>Net Revenues</b>	<b>209.4</b>	<b>219.2</b>	<b>4.7%</b>	<b>9.8</b>
Energy Costs	(8.6)	(8.6)	-0.1%	0.0
(+/-) MtM (Gains and Losses)	(0.0)	(0.0)	-2.8%	0.0
<b>Deductions from Operating Revenues</b>	<b>200.7</b>	<b>210.6</b>	<b>4.9%</b>	<b>9.8</b>
Costs	(76.0)	(94.3)	24.1%	(18.3)
Expenses	(68.7)	(75.1)	9.3%	(6.4)
EBITDA	(7.3)	(19.2)	163.9%	(11.9)
<b>EBITDA</b>	<b>124.7</b>	<b>116.2</b>	<b>-6.8%</b>	<b>(8.5)</b>
EBITDA Margin (%)	59.5%	53.0%	-6.5p.p.	N/A
Non Recurring	-	-	N/A	-
(+/-) MtM (Gains and Losses)	0.0	0.0	-2.8%	(0.0)
<b>Adjusted EBITDA</b>	<b>124.7</b>	<b>116.3</b>	<b>-6.8%</b>	<b>(8.5)</b>
Taxes	59.6%	53.0%	-6.5p.p.	N/A
D&A	(75.3)	(64.9)	-13.8%	10.4
Financial Results	(85.9)	(96.7)	12.6%	(10.8)
Taxes	(12.5)	(9.6)	-22.9%	2.9
<b>Net Revenues</b>	<b>(49.0)</b>	<b>(55.1)</b>	<b>12.4%</b>	<b>(6.1)</b>
Net Margin (%)	-23.4%	-25.1%	-1.7p.p.	N/A

## GROSS ENERGY PROFIT - ECHOENERGIA

Echoenergia's Gross Energy Profit reached R\$ 210.6 million in 2Q24, an increase of 4.9% compared to the same period last year, or R\$ 9.3 million. This growth is primarily attributed to the start of operations of Echo Crescimento, which added R\$ 9.8 million in revenue, partially offsetting the effects of the period's constrained-off.

## OPERATING COSTS AND EXPENSES - ECHOENERGIA

Operating costs and expenses for Echoenergia totaled R\$ 94.3 million during the period, a 24.1% increase, or R\$ 18.3 million, compared to 2Q23. This rise is mainly due to higher Personnel and Services expenses. The Personnel line (R\$ 6.9 million) reflects the increased headcount related to solar projects, while the Services line (R\$ 14.7 million) primarily reflects higher O&M expenses and the hiring of specialized consultancies and services related to solar projects.

## FINANCIAL RESULTS - ECHOENERGIA

Echoenergia's net financial result for the period was negative R\$ 96.7 million, R\$ 10.8 million worse than the negative R\$ 85.9 million in 2Q23. This result was mainly impacted by the increase in the IPCA during the period (which indexes 70% of Echoenergia's debt) and the rise in debt between periods.

## PROFORMA – ECHOENERGIA + EQTL RENOVÁVEIS

Below, we present the economic-financial performance of Echoenergia on a pro forma basis, combining the results of Equatorial Renováveis S.A. (formerly Solenergias), the group's trading vehicle, which is currently consolidated, from a corporate perspective, under Equatorial Serviços.

Income Statement	Echoenergia (Part. + Cresc.)				EQTL Renováveis			
	2Q23	2Q24	Δ%	Δ	2Q23	2Q24	Δ%	Δ
<b>Net Revenues</b>	<b>209.4</b>	<b>219.2</b>	<b>4.7%</b>	<b>9.8</b>	<b>57.0</b>	<b>79.9</b>	<b>40.2%</b>	<b>22.9</b>
Energy Costs	(8.6)	(8.6)	-0.1%	0.0	(49.0)	(70.8)	44.4%	(21.7)
(+/-) MtM (Gains and Losses)	(0.0)	(0.0)	-2.8%	0.0	37.4	(0.4)	-101.1%	(37.8)
<b>Deductions from Operating Revenues</b>	<b>200.7</b>	<b>210.6</b>	<b>4.9%</b>	<b>9.8</b>	<b>45.3</b>	<b>8.7</b>	<b>-80.8%</b>	<b>(36.6)</b>
Costs	(76.0)	(94.3)	24.1%	(18.3)	(4.1)	(6.1)	48.2%	(2.0)
Expenses	(68.7)	(75.1)	9.3%	(6.4)	0.3	(0.6)	-326.5%	(0.9)
EBITDA	(7.3)	(19.2)	163.9%	(11.9)	(4.4)	(5.4)	24.7%	(1.1)
<b>EBITDA</b>	<b>124.7</b>	<b>116.2</b>	<b>-6.8%</b>	<b>(8.5)</b>	<b>41.2</b>	<b>2.6</b>	<b>-93.6%</b>	<b>(38.6)</b>
EBITDA Margin (%)	59.5%	53.0%	-6.5p.p.	N/A	72.3%	3.3%	-69p.p.	N/A
Non Recurring	-	-	N/A	-	-	-	N/A	-
(+/-) MtM (Gains and Losses)	0.0	0.0	-2.8%	(0.0)	(37.4)	0.4	-101.1%	37.8
<b>Adjusted EBITDA</b>	<b>124.7</b>	<b>116.3</b>	<b>-6.8%</b>	<b>(8.5)</b>	<b>3.8</b>	<b>3.0</b>	<b>-21.4%</b>	<b>(0.8)</b>
Taxes	59.6%	53.0%	-6.5p.p.	N/A	6.8%	3.8%	-3p.p.	N/A
D&A	(75.3)	(64.9)	-13.8%	10.4	(0.0)	(0.1)	1250.7%	(0.1)
Financial Results	(85.9)	(96.7)	12.6%	(10.8)	1.2	0.7	-43.8%	(0.5)
Taxes	(12.5)	(9.6)	-22.9%	2.9	(11.1)	(1.1)	-90.1%	10.0
<b>Net Revenues</b>	<b>(49.0)</b>	<b>(55.1)</b>	<b>12.4%</b>	<b>(6.1)</b>	<b>31.2</b>	<b>2.1</b>	<b>-93.4%</b>	<b>(29.1)</b>
Net Margin (%)	-23.4%	-25.1%	-1.7p.p.	N/A	54.8%	2.6%	-52.2p.p.	N/A

Income Statement	Proforma (Echoenergia + EQTL Renováveis)			
	2Q23	2Q24	Δ%	Δ
<b>Net Revenues</b>	<b>266.4</b>	<b>299.1</b>	<b>12.3%</b>	<b>32.7</b>
Energy Costs	(57.7)	(79.4)	37.7%	(21.7)
(+/-) MtM (Gains and Losses)	37.3	(0.4)	-101.2%	(37.8)
<b>Deductions from Operating Revenues</b>	<b>246.0</b>	<b>219.2</b>	<b>-10.9%</b>	<b>(26.8)</b>
Costs	(80.1)	(100.4)	25.3%	(20.3)
Expenses	(68.5)	(75.7)	10.6%	(7.3)
EBITDA	(11.6)	(24.7)	111.8%	(13.0)
<b>EBITDA</b>	<b>165.9</b>	<b>118.8</b>	<b>-28.4%</b>	<b>(47.1)</b>
EBITDA Margin (%)	62.3%	39.7%	-22.5p.p.	N/A
Non Recurring	-	-	N/A	-
(+/-) MtM (Gains and Losses)	(37.3)	0.4	-101.2%	37.8
<b>Adjusted EBITDA</b>	<b>128.6</b>	<b>119.3</b>	<b>-7.2%</b>	<b>(9.3)</b>
Taxes	48.3%	39.9%	-8.4p.p.	N/A
D&A	(75.3)	(65.0)	-13.6%	10.3
Financial Results	(84.7)	(96.1)	13.4%	(11.4)
Taxes	(23.6)	(10.7)	-54.6%	12.9
<b>Net Revenues</b>	<b>(17.8)</b>	<b>(53.0)</b>	<b>198.4%</b>	<b>(35.2)</b>

To return to summary, click [here](#).

**SANITATION****OPERACIONAL AND COMMERCIAL PERFORMANCE**

Operational Data - Water	2Q23	1Q24	2Q24	Δ% vs 2Q23	Δ% vs 1Q24
Billed savings (thousand)	79.8	80.7	82.3	3.1%	1.9%
Billed Volume (thousand m <sup>3</sup> )	5,515.4	4,964.7	5,047.4	-8.5%	1.7%
Coverage ratio (%)	42.0%	42.0%	56.0%	14 p.p.	14 p.p.
Distribution Loss Index (%)	61.6%	60.2%	61.2%	-0.3 p.p.	1 p.p.
Operational Data - Sewage	2Q23	1Q24	2Q24	Δ% vs 2Q23	Δ% vs 1Q24
Billed savings (thousand)	10.8	10.9	13.7	26.3%	25.3%
Billed Volume (thousand m <sup>3</sup> )	702.0	589.2	813.7	15.9%	38.1%
Coverage ratio (%)	8.0%	8.0%	14.8%	6.8 p.p.	6.8 p.p.

The operational information was disclosed in the company's operational release. To access the document click [here](#).

**FINANCIAL PERFORMANCE**

Financial Statement	2Q23	2Q24	Δ%	Δ
<b>R\$ million</b>				
<b>Gross Operating Revenue</b>	<b>46.0</b>	<b>61.4</b>	<b>33%</b>	<b>15.4</b>
Water and Sewage Services	20.6	22.8	11%	2.2
Construction Revenue	24.6	37.8	54%	13.2
Other revenue	0.8	0.8	3%	0.0
<b>Deductions</b>	<b>(2.0)</b>	<b>(2.2)</b>	<b>10%</b>	<b>-0.2</b>
<b>Net Operating Revenue</b>	<b>44.0</b>	<b>59.2</b>	<b>35%</b>	<b>15.2</b>
Construction Costs	(24.6)	(37.8)	54%	-13.2
<b>Operating Costs</b>	<b>(28.3)</b>	<b>(25.1)</b>	<b>-11%</b>	<b>3.2</b>
Personnel	(7.1)	(5.2)	-26%	1.8
Material	(3.8)	(2.5)	-35%	1.3
Third Party Services	(3.3)	(3.8)	14%	-0.4
PDA	(9.7)	(9.2)	-5%	0.5
Others	(4.4)	(4.5)	2%	-0.1
Other Operational Revenues and Expenses	-	0.1		
<b>EBITDA</b>	<b>(8.9)</b>	<b>(3.7)</b>	<b>-59%</b>	<b>5.2</b>
Depreciation and Amortization	(6.9)	(7.4)	7%	-0.5
<b>Financial Result</b>	<b>(41.2)</b>	<b>(38.1)</b>	<b>-8%</b>	<b>3.1</b>
Financial Revenues	0.7	3.4	403%	2.7
Financial Expenses	(41.8)	(41.4)	-1%	0.4
Taxes	-	-	N/A	0.0
<b>Net Income</b>	<b>(56.9)</b>	<b>(49.1)</b>	<b>-14%</b>	<b>7.9</b>

**NET OPERATING REVENUE**

In 2Q24, CSA's net operating revenue reached R\$ 59.2 million, a 35% increase compared to 2Q23, driven by (i) an increase in construction revenue of R\$ 13.2 million and (ii) an increase of R\$ 2.2 million from water supply and sewage services, reflecting higher water and sewage tariffs.

## OPERATING COSTS AND EXPENSES

Operating costs and expenses (excluding depreciation and amortization) totaled R\$ 15.9 million, a reduction of R\$ 2.7 million or 15% compared to 2Q23, mainly reflecting a reduction in the Personnel line, which in the quarter presented greater activation of expenses related to new connections, and in the Materials line, which reflects lower costs with chemicals and savings from in-house chlorine production.

The improvement in the PDD/Provisions line reflects a higher collection rate.

## FINANCIAL RESULT

In 2Q24, the net financial result was R\$ 38.1 million, an improvement of 7.5% (R\$ 3.1 million) compared to 2Q23, reflecting the lower CDI during the period and higher returns on invested cash (2.53% in 2Q24 vs 3.15% in 2Q23).

To return to summary, click [here](#).

## EQUATORIAL SERVIÇOS

### FINANCIAL PERFORMANCE

Financial Statement	2Q23	$\Delta$ Telecom	$\Delta$ Serviços	$\Delta$ Enova	$\Delta$ EQTL Renováveis	2Q24	$\Delta$ %	$\Delta$
R\$ million								
<b>Operational Revenues</b>	<b>149.2</b>	<b>8.9</b>	<b>24.0</b>	<b>5.4</b>	<b>(4.2)</b>	<b>183.3</b>	<b>22.9%</b>	<b>34.1</b>
Deductions	(13.7)	(1.3)	(3.2)	(0.1)	(9.7)	(28.0)	104.1%	(14.3)
<b>Net Operational Revenues</b>	<b>135.5</b>	<b>7.7</b>	<b>20.9</b>	<b>5.2</b>	<b>(13.9)</b>	<b>155.3</b>	<b>14.6%</b>	<b>19.8</b>
Energy Costs	(45.8)	-	-	-	(39.1)	(85.0)	85.4%	(39.1)
Expenses	(47.3)	(13.0)	(20.2)	5.3	14.0	(61.9)	30.7%	(14.5)
Other Revenues/Expenses	(0.3)	-	-	1.0	-	0.7	-345.9%	1.0
<b>EBITDA</b>	<b>42.0</b>	<b>(5.3)</b>	<b>0.7</b>	<b>11.5</b>	<b>(39.0)</b>	<b>9.2</b>	<b>-78.2%</b>	<b>(32.9)</b>
<i>EBITDA Margin</i>	28.2%					5.0%	-82.3%	
(-/+) MtM (Gains and Losses)	(37.4)	-	-	-	37.8	0.4	-101.2%	37.8
<b>Adjusted EBITDA</b>	<b>4.7</b>	<b>(5.3)</b>	<b>0.7</b>	<b>11.5</b>	<b>(1.2)</b>	<b>9.6</b>	<b>105.1%</b>	<b>4.9</b>
D&A	(1.8)	(0.5)	(0.1)	(0.2)	0.0	(3.3)	80.3%	(1.5)
<b>EBIT</b>	<b>40.2</b>	<b>(5.9)</b>	<b>0.6</b>	<b>11.2</b>	<b>(39.0)</b>	<b>5.8</b>	<b>-85.5%</b>	<b>(34.4)</b>
Financial Results	(0.4)	(4.2)	(0.8)	(3.8)	(0.1)	(9.3)	2360.6%	(8.9)
Taxes	(17.3)	-	(2.4)	2.0	10.1	(7.7)	-55.5%	9.6
<b>Net Profits</b>	<b>22.5</b>	<b>(10.1)</b>	<b>(2.6)</b>	<b>9.4</b>	<b>(29.1)</b>	<b>(11.1)</b>	<b>-149.4%</b>	<b>(33.6)</b>

The gross operating revenue increased by R\$ 34.1 million between quarters, primarily due to the company's call center services, which did not serve Equatorial Goiás in 2Q23.

The nominal variation in costs and expenses between quarters was similar to the variation observed in revenue, explained by the inclusion of Equatorial Goiás in the service contract within the group.

The company's EBITDA for the quarter was R\$ 9.8 million, while Adjusted EBITDA reached R\$ 10.3 million.

To return to summary, click [here](#).

## **SERVICES PROVIDED BY THE INDEPENDENT AUDITOR**

The Company did not hire Ernst & Young Auditores Independentes S/S Ltda., its external auditor, for services other than the independent audit and services required by ANEEL. The hiring policy adopted by the Company complies with the principles that preserve the independence of the auditor, in accordance with current regulations, which mainly determine that the auditor must not audit his own work, nor exercise managerial functions in his client or promote his interests.

The following information was not reviewed by the independent auditors: i) operational data; ii) pro forma financial information, as well as the comparison of this information with the corporate results for the period; and iii) management's expectations regarding the future performance of the companies.

To return to summary, click [here](#).