

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Informações contábeis intermediárias em  
30 de junho de 2024

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

## Informações contábeis intermediárias

### Índice

RELATÓRIO SOBRE A REVISÃO DE INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS .....	1
BALANÇO PATRIMONIAL .....	3
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO .....	4
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE .....	5
DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO.....	6
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA - MÉTODO INDIRETO .....	7
DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO .....	8

### Notas explicativas

1	CONTEXTO OPERACIONAL .....	9
2	BASE DE PREPARAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES CONTÁBEIS INTERMEDIÁRIAS.....	10
3	POLÍTICAS CONTÁBEIS MATERIAIS E ESTIMATIVAS CRÍTICAS .....	11
4	CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA .....	12
5	APLICAÇÕES FINANCEIRAS.....	12
6	CONTAS A RECEBER DE CLIENTES.....	13
7	VALORES A RECEBER (DEVOLVER) DA PARCELA A E OUTROS ITENS FINANCEIROS.....	15
8	PARTES RELACIONADAS .....	17
9	ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO.....	20
10	INTANGÍVEL .....	20
11	ATIVOS DE CONTRATO .....	21
12	FORNECEDORES .....	22
13	EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS .....	23
14	DEBÊNTURES.....	25
15	IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL CORRENTE E DIFERIDOS.....	26
16	PROVISÃO PARA RISCOS JUDICIAIS E DEPÓSITOS VINCULADOS.....	29
17	VALORES A PAGAR DE ACORDO COM PLANO DE RECUPERAÇÃO JUDICIAL.....	31
18	PATRIMÔNIO LÍQUIDO.....	33
19	RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA.....	36
20	CUSTOS DO SERVIÇO E DESPESAS OPERACIONAIS.....	37
21	ENERGIA ELÉTRICA COMPRADA PARA REVENDA .....	39
22	RESULTADO FINANCEIRO .....	39
23	BENEFÍCIO PÓS-EMPREGO (ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA PRIVADA) .....	41
24	INSTRUMENTOS FINANCEIROS .....	41
25	DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA.....	45
26	COMPROMISSOS FUTUROS.....	46
27	EVENTOS SUBSEQUENTES .....	46

## Relatório sobre a revisão de informações trimestrais

Aos Administradores e Acionistas da  
**Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.**  
Belém - Pará

### Introdução

Revisamos as informações contábeis intermediárias da Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A. (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

## Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

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

(Em milhares de reais)

Ativo	Notas	30/06/2024	31/12/2023	Passivo	Notas	30/06/2024	31/12/2023
<b>Circulante</b>				<b>Circulante</b>			
Caixa e equivalentes de caixa	4	187.004	342.099	Fornecedores	12	924.190	1.064.062
Aplicações financeiras	5	1.786.053	949.132	Fornecedores - risco sacado	12.1	138.840	154.323
Contas a receber de clientes	6	2.134.153	2.103.484	Empréstimos e financiamentos	13	337.180	327.982
Almoxarifado		9.300	12.097	Debêntures	14	17.851	59.398
Serviços pedidos		172.304	161.798	Valores a pagar de acordos com plano de recuperação judicial	17	94.807	74.869
Aquisição de combustível - conta CCC		47.856	54.402	Instrumentos financeiros derivativos	24.4	-	650
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	7	-	20.234	Passivo de arrendamento		4.795	4.816
Instrumentos financeiros derivativos	24.4	46	-	Impostos e contribuições a recolher		250.668	222.362
Impostos e contribuições a recuperar		114.284	114.263	Impostos e contribuições sobre o lucro a recolher	15.3	90.802	2.650
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar		297.796	178.231	Obrigações e encargos sobre folha de pagamento		23.784	20.297
Outros créditos a receber		428.274	368.209	Valores a devolver da parcela A e outros itens financeiros	7	255.842	-
<b>Total do ativo circulante</b>		<b>5.177.070</b>	<b>4.303.949</b>	Contribuição de iluminação pública		50.886	49.666
<b>Não circulante</b>				Encargos setoriais		116.644	128.473
Aplicações financeiras	5	19.666	18.761	Participação nos lucros		18.666	37.384
Contas a receber de clientes	6	216.490	224.615	Provisões para riscos judiciais	16	10.114	9.305
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	7	3.273	-	PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores		9.654	9.654
Sub-rogação da CCC - valores aplicados		402.238	20.444	Dividendos a pagar	8	1.679.760	419.562
Serviços pedidos		13.958	13.958	Benefício pós-emprego	23	1.493	1.336
Instrumentos financeiros derivativos	24.4	9.526	-	Outras contas a pagar		341.838	338.310
Impostos e contribuições a recuperar		293.906	262.112	<b>Total do passivo circulante</b>		<b>4.367.814</b>	<b>2.925.099</b>
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar		126.568	123.530	<b>Não circulante</b>			
Depósitos vinculados	16	147.277	115.228	Empréstimos e financiamentos	13	3.178.693	3.148.356
Benefício pós-emprego	23	8.712	8.265	Debêntures	14	1.347.025	1.346.515
Outros créditos a receber		1.865	2.204	Valores a pagar de acordos com plano de recuperação judicial	17	1.006.326	1.005.699
Ativo financeiro da concessão	9	7.110.742	6.572.654	Instrumentos financeiros derivativos	24.4	-	129.131
Investimentos		8.336	9.358	Valores a devolver da parcela A e outros itens financeiros	7	-	78.871
Intangível	10	1.539.047	1.651.853	Passivo de arrendamento		14.249	16.487
Ativos de contrato	11	227.781	927.346	Impostos e contribuições a recolher		113.278	104.898
Direito de uso		16.683	19.042	Encargos setoriais		32.960	17.116
<b>Total do ativo não circulante</b>		<b>10.146.068</b>	<b>9.969.370</b>	Provisões para riscos judiciais	16	124.198	124.879
				Imposto de renda e contribuição social diferidos	15.1 e 15.2	724.114	619.427
				Benefício pós-emprego	23	81.099	78.566
				Outras contas a pagar		34.181	31.427
				<b>Total do passivo não circulante</b>		<b>6.656.123</b>	<b>6.701.372</b>
				<b>Patrimônio líquido</b>			
				Capital social	18.1	1.624.459	1.624.459
				Ajuste de avaliação patrimonial		(18.546)	(18.989)
				Reserva de capital		32.220	33.995
				Reserva de reavaliação	18.2	31.170	35.681
				Reservas de lucros		1.711.496	2.971.702
				Lucro acumulado		918.402	-
				<b>Total do patrimônio líquido</b>		<b>4.299.201</b>	<b>4.646.848</b>
<b>Total do ativo</b>		<b>15.323.138</b>	<b>14.273.319</b>	<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>		<b>15.323.138</b>	<b>14.273.319</b>

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

## Demonstração do resultado

Períodos findos em 30 de junho de 2024 e 2023

(Em milhares de reais)

	Nota	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>Receita operacional líquida</b>	19	<b>2.576.883</b>	<b>4.971.312</b>	2.409.930	4.743.886
Energia elétrica comprada para revenda	21	(946.141)	(1.812.782)	(872.447)	(1.725.753)
Custo de construção	20	(563.301)	(1.083.978)	(477.697)	(1.092.161)
Custo da operação	20	(181.386)	(375.776)	(185.623)	(380.453)
<b>Custos de energia elétrica, construção e operação</b>	20	<b>(1.690.828)</b>	<b>(3.272.536)</b>	(1.535.767)	(3.198.367)
<b>Lucro bruto</b>		<b>886.055</b>	<b>1.698.776</b>	874.163	1.545.519
<b>Despesas operacionais</b>					
Despesas com vendas	20	(81.844)	(136.896)	(54.235)	(104.926)
Despesas gerais e administrativas	20	(47.557)	(97.327)	(4.352)	(41.615)
Perda estimada em créditos de liquidação duvidosa	20	(48.387)	(105.142)	(25.639)	(57.500)
Outras despesas operacionais, líquidas	20.1	(44.932)	(74.365)	(50.712)	(25.714)
<b>Total de despesas operacionais</b>		<b>(222.720)</b>	<b>(413.730)</b>	(134.938)	(229.755)
<b>Resultado antes do resultado financeiro e impostos sobre lucro</b>		<b>663.335</b>	<b>1.285.046</b>	739.225	1.315.764
Receitas financeiras	22	236.124	343.067	285.564	432.645
Despesas financeiras	22	(314.099)	(518.156)	(395.328)	(645.703)
<b>Resultado financeiro, líquido</b>		<b>(77.975)</b>	<b>(175.089)</b>	(109.764)	(213.058)
<b>Lucro antes de imposto de renda e da contribuição social</b>		<b>585.360</b>	<b>1.109.957</b>	629.461	1.102.706
Imposto de renda e contribuição social - corrente	15.5	(30.080)	(91.608)	(129.416)	(212.243)
Imposto de renda e contribuição social - diferidos	15.5	(71.425)	(104.458)	19.211	53.765
<b>Impostos sobre o lucro</b>		<b>(101.505)</b>	<b>(196.066)</b>	(110.205)	(158.478)
<b>Lucro líquido do período</b>		<b>483.855</b>	<b>913.891</b>	519.256	944.228
<b>Lucro por ação básico e diluído - R\$</b>					
Ação ordinária		0,21903	0,41370	0,23506	0,42743
Ação preferencial nominal - A		0,21920	0,41347	0,23489	0,42732
Ação preferencial nominal - B		0,21935	0,41382	0,23502	0,42765
Ação preferencial nominal - C		0,21815	0,41382	0,23564	0,42714
<b>Quantidade de ações ordinárias no final do período (em milhares de ações)</b>		<b>2.204.621</b>	<b>2.204.621</b>	2.204.621	2.204.621

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

## Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

### Demonstração do resultado abrangente

Períodos 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				
Lucro líquido do período		<u>483.855</u>	<u>913.891</u>	519.256	944.228
Outros resultados abrangentes					
Perda em instrumentos financeiros derivativos	24.4	-	-	(17.587)	(36.665)
Resultado de <i>hedge accounting</i> de fluxo de caixa		4.821	672	-	-
Tributos diferidos sobre perda instrumentos financeiros derivativos		(1.639)	(228)	5.980	12.466
Tributos diferidos sobre ganho atuarial em obrigações com benefício pós-emprego		<u>(1)</u>	<u>(1)</u>	-	-
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado					
Realização da reserva de reavaliação	18.2	<u>3.002</u>	<u>4.511</u>	(11.127)	(9.500)
Outros resultados abrangentes do período, líquido de impostos		<u>6.183</u>	<u>4.954</u>	(22.734)	(33.699)
<b>Total resultados abrangentes</b>		<u><b>490.038</b></u>	<u><b>918.845</b></u>	<u>496.522</u>	<u>910.529</u>

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

## Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

### 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	Reserva de reavaliação	Ajuste de avaliação patrimonial	Reservas de lucros				Lucros acumulados	Total
					Legal	Incentivos fiscais	Reserva estatutária de reforço de capital de giro	Dividendos adicionais propostos		
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2022</b>	<u>1.624.459</u>	<u>28.343</u>	<u>60.828</u>	<u>(12.613)</u>	<u>209.724</u>	<u>929.711</u>	<u>-</u>	<u>49.622</u>	<u>-</u>	<u>2.890.074</u>
Valor justo das opções de compra - vesting period	-	2.556	-	-	-	-	-	-	-	2.556
Realização da reserva de reavaliação	-	-	(9.500)	-	-	-	-	-	9.500	-
<b>Resultado abrangente do período</b>										
Perda em instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	(36.665)	-	-	-	-	-	(36.665)
Tributos diferidos sobre perda instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	12.466	-	-	-	-	-	12.466
Lucro líquido do período	-	-	-	-	-	-	-	-	944.228	944.228
<b>Saldos em 30 de junho de 2023</b>	<u>1.624.459</u>	<u>30.899</u>	<u>51.328</u>	<u>(36.812)</u>	<u>209.724</u>	<u>929.711</u>	<u>-</u>	<u>49.622</u>	<u>953.728</u>	<u>3.812.659</u>
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2023</b>	<u>1.624.459</u>	<u>33.995</u>	<u>35.681</u>	<u>(18.989)</u>	<u>297.353</u>	<u>1.402.941</u>	<u>11.202</u>	<u>1.260.206</u>	<u>-</u>	<u>4.646.848</u>
Valor justo das opções de compra - vesting period	-	(1.775)	-	-	-	-	-	-	-	(1.775)
Realização da reserva de reavaliação	18.2	-	(4.511)	-	-	-	-	-	4.511	-
Dividendos adicionais de 2023 distribuídos	8	-	-	-	-	-	-	(1.260.206)	-	(1.260.206)
<b>Resultado abrangente do período</b>										
Resultado de <i>hedge accounting</i> de fluxo de caixa	24.4	-	-	672	-	-	-	-	-	672
Tributos diferidos sobre perda instrumentos financeiros derivativos	15.2	-	-	(228)	-	-	-	-	-	(228)
Tributos diferidos sobre ganho atuarial em obrigações com benefício pós-emprego	15.2	-	-	(1)	-	-	-	-	-	(1)
Lucro líquido do período	-	-	-	-	-	-	-	-	913.891	913.891
<b>Saldos em 30 de junho de 2024</b>	<u>1.624.459</u>	<u>32.220</u>	<u>31.170</u>	<u>(18.546)</u>	<u>297.353</u>	<u>1.402.941</u>	<u>11.202</u>	<u>-</u>	<u>918.402</u>	<u>4.299.201</u>

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.



# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

## Demonstração dos fluxos de caixa - método indireto

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>Fluxo de caixa das atividades operacionais</b>		
<b>Lucro líquido do período</b>	<b>913.891</b>	944.228
Ajustes para:		
Amortização	236.138	219.577
Baixa de intangível e ativo financeiro	21.909	22.875
Atualização do ativo financeiro	(209.419)	(54.256)
Encargos de dívidas, juros, variações monetárias e cambiais líquidas	374.976	210.818
Provisão e atualização para perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	106.839	56.883
Baixa de recebíveis incobráveis	21.066	15.047
Provisão e atualização de processos judiciais	13.385	8.579
Provisão e atualização de encargos setoriais	35.682	32.860
Provisão (reversão) para perdas de estoques	3.772	(80.598)
Perdas (ganhos) com instrumentos derivativos	(102.968)	152.931
Valor justo das opções de compra	(1.875)	(174)
Valores a (devolver) pagar de parcela A e outros itens financeiros	159.534	(408.925)
Imposto de renda e contribuição social correntes	91.608	212.243
Imposto de renda e contribuições sociais diferidas	104.458	(53.765)
Participação nos lucros	15.569	(13.645)
Plano de aposentadoria e pensão	9.161	2.456
Ajuste a valor presente	(181)	(11.223)
Rendimentos de aplicações financeiras	(81.735)	(101.911)
	<u>1.711.810</u>	<u>1.154.000</u>
<b>Variações nos ativos e passivos, circulante e não circulantes</b>		
Contas a receber de clientes	(139.983)	(148.458)
Serviços pedidos	2.024	(11.350)
Depósitos judiciais	(6.589)	(4.454)
Aquisição de Combustível CCC	6.546	24.544
Almoxarifado	2.797	27.384
Impostos e contribuições a recuperar	(31.815)	(66.157)
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar	(122.603)	(95.783)
Sub-rogação da CCC - valores aplicados	(381.794)	64.676
Outros créditos a receber	(53.884)	(26.968)
Fornecedores	(168.667)	(170.439)
Fornecedores risco sacado	(15.483)	(5.501)
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	(32.059)	36.441
Impostos e contribuições a recolher	11.226	(1.337)
Impostos e contribuições sobre o lucro a recolher	80.069	70.528
Valores a devolver da parcela A e outros itens financeiros	34.398	2.268
Contribuição de iluminação pública	1.220	(5.666)
Participação nos lucros	(34.287)	(5.693)
Encargos setoriais	(44.197)	(22.661)
Pagamento de processos judiciais	(13.257)	(11.245)
Plano de aposentadoria e pensão	(6.918)	-
Outras contas a pagar	663	150.244
<b>Caixa utilizado nas das atividades operacionais</b>	<u>(912.593)</u>	<u>(199.627)</u>
Imposto de renda e contribuição social pagos	(83.525)	(119.379)
Juros pagos	(210.811)	(277.596)
<b>Fluxo de caixa líquido proveniente das atividades operacionais</b>	<u>504.881</u>	<u>557.398</u>
<b>Fluxo de caixa de atividades de investimento</b>		
Aquisições no ativo contratual	(999.956)	(953.134)
Adições de obrigações especiais	1.313.239	411.443
Resgate (aplicação) das aplicações financeiras	(756.091)	347.598
<b>Fluxo de caixa líquido utilizado nas atividades de investimento</b>	<u>(442.808)</u>	<u>(194.093)</u>
<b>Fluxo de caixa de atividades de financiamento</b>		
Amortização de empréstimos e financiamentos	(161.817)	(429.296)
Amortização de debêntures	(39.132)	(37.437)
Recebimento de instrumentos financeiro derivativos	-	61.229
Amortização de valores pagos de acordos com plano de recuperação judicial	(13.727)	(15.921)
Amortização do passivo de arrendamento	(2.484)	(1.432)
Dividendos pagos	(8)	-
Dividendos intermediários pagos	-	(129)
<b>Fluxo de caixa líquido utilizado nas atividades de financiamento</b>	<u>(217.168)</u>	<u>(422.986)</u>
<b>Redução em caixa e equivalentes de caixa</b>	<u>(155.095)</u>	<u>(59.681)</u>
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	342.099	220.828
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	<u>187.004</u>	<u>161.147</u>
<b>Redução em caixa e equivalentes de caixa</b>	<u>(155.095)</u>	<u>(59.681)</u>

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

## 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	<b>6.619.991</b>	6.032.286
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	<b>(105.142)</b>	(57.500)
	<b>6.514.849</b>	5.974.786
<b>Insumos adquiridos de terceiros (inclui ICMS e IPI)</b>		
Custos dos produtos e dos serviços vendidos	<b>(2.896.760)</b>	(2.817.914)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros	<b>(294.526)</b>	(213.915)
Subvenção-CCC	<b>9.581</b>	(2.269)
Outras despesas	<b>(81.993)</b>	(37.200)
	<b>(3.263.698)</b>	(3.071.298)
<b>Valor adicionado bruto</b>	<b>3.251.151</b>	2.903.488
Amortização	<b>(236.138)</b>	(219.577)
<b>Valor adicionado líquido gerado pela Companhia</b>	<b>3.015.013</b>	2.683.911
<b>Valor adicionado recebido em transferência</b>		
Receitas financeiras	<b>363.041</b>	444.452
	<b>363.041</b>	444.452
<b>Valor adicionado total a distribuir</b>	<b>3.378.054</b>	3.128.363
<b>Distribuição do valor adicionado</b>		
Empregados		
Remuneração direta	<b>57.413</b>	55.936
Benefícios	<b>16.420</b>	17.429
FGTS	<b>5.473</b>	4.894
	<b>79.306</b>	78.259
Tributos		
Federais	<b>967.297</b>	828.622
Estaduais	<b>895.529</b>	626.994
Municipais	<b>783</b>	762
	<b>1.863.609</b>	1.456.378
Remuneração de capitais de terceiros		
Juros	<b>409.952</b>	537.504
Aluguéis	<b>3.092</b>	3.796
Encargos com partes relacionadas	<b>3.332</b>	3.361
Outros despesas financeiras	<b>104.872</b>	104.837
	<b>521.248</b>	649.498
Remuneração de capitais próprios		
Lucros retidos	<b>913.891</b>	944.228
	<b>913.891</b>	944.228
<b>Valor adicionado</b>	<b>3.378.054</b>	3.128.363

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

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

## 1 Contexto operacional

A Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A. (“Companhia” ou “Equatorial Pará”), sociedade anônima de capital aberto, com sede na cidade de Belém, no estado do Pará, controlada pela Equatorial Energia Distribuição S.A. tendo por controlada 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 área de concessão que abrange todo o estado do Pará, com 1.245.871 km<sup>2</sup> (\*), atendendo, em 30 de junho de 2024, 3.113.797 (\*) consumidores em 144 municípios, 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 unicamente no Mercado de Balcão Organizado do Brasil, Bolsa, Balcão S.A. (B3).

(\*) 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 182/1998 (Contrato de Concessão), assinado em 28 de julho de 1998, celebrado entre a ANEEL, a Companhia e o acionista controlador, o prazo de concessão é de 30 anos, com vencimento em 27 de julho de 2028, podendo ser renovado por igual período a critério do poder concedente.

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.

A Companhia, nos termos da legislação vigente, celebrou o referido aditivo em 10 de dezembro de 2014, com a aprovação de seu Conselho de Administração.

### 1.2 Fornecimento de energia elétrica aos sistemas isolados

Em licitação na modalidade de leilão (Leilão 02-2016 ANEEL), realizada pela ANEEL em abril de 2016, 23 usinas Termelétricas – UTE passaram a ser operadas pelo vencedor da licitação Consórcio Energia do Pará (CEPA) que desde fevereiro de 2017 tem a responsabilidade pela geração em todos os municípios que ainda não foram conectados ao Sistema Nacional Interligado (SIN), perdendo assim a validade do contrato 181/1998.

Os prazos previstos deste contrato eram, em sua maioria, de 5 anos, prorrogáveis por mais 12 meses. Entretanto, dado os prazos de interconexão ao SIN previstos nas Resoluções Autorizativas Aneel N<sup>a</sup> 9.536/2020 e 10.986/2021, foi permitido, via despacho Aneel N<sup>a</sup> 3.641/2020, aditamento do contrato por mais 2 anos.

O processo do leilão 02-2016 tornou o Consórcio Energia do Pará (CEPA) o novo PIE (Produtor Independente de Energia), cabendo à Companhia a distribuição de energia elétrica nos municípios supramencionados e manterá o mecanismo de reembolso de despesas inerentes ao processo do sistema isolado de energia elétrica, conforme REN 1.016/2022.

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

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

## 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*, emitidas 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 e (ii) 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 o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

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 convertidos 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.

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

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

## 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.

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

Norma	Descrição da alteração	Vigência
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 subtópicos definidos, incluindo o lucro operacional. A estrutura melhorada e os novos subtópicos 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

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

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

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

	30/06/2024	31/12/2023
<b>Caixa e depósitos bancários à vista</b>	<b>89.539</b>	45.945
<b>Equivalentes de caixa (a)</b>		
<b>Aplicação Direta</b>		
Certificado de Depósito Bancário – CDB	75.998	51.478
Operações compromissadas	-	107.784
Poupança	198	-
<b>Fundo de investimento</b>		
Operações compromissadas	-	725
Certificado de Depósito Bancário – CDB	10	23.398
<b>Fundo de investimento aberto (b)</b>	<b>21.259</b>	112.769
<b>Subtotal de equivalentes de caixa</b>	<b>97.465</b>	296.154
<b>Total</b>	<b>187.004</b>	342.099

- (a) O caixa e equivalentes de caixa se referem a CDB - Certificados de Depósitos Bancários, Operações Compromissadas e outros ativos de alta liquidez e com baixo risco de crédito. 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); e
- (b) Os fundos de investimentos abertos são compostos por ativos como operações compromissadas e títulos públicos. A variação do período é usual, conforme necessidade de caixa da Companhia.

A carteira da Companhia é remunerada pela variação do Certificado de Depósito Interbancário (CDI) e a rentabilidade média ponderada, no período findo em 30 de junho de 2024, equivale a 100,45% do CDI (91,70% do CDI em 31 de dezembro de 2023).

## 5 Aplicações financeiras

	30/06/2024	31/12/2023
<b>Circulante</b>		
<b>Fundos de investimentos (a)</b>		
Cotas de fundos de investimento	638.634	285.656
Cotas de fundos de investimento FIDC (b)	74.631	65.582
Títulos públicos	447	13.421
Letra financeira	70	2.959
<b>Recursos vinculados (d)</b>	<b>54.812</b>	40.562
<b>Fundo aberto (c)</b>	<b>1.017.459</b>	540.952
<b>Total circulante</b>	<b>1.786.053</b>	949.132
<b>Não circulante</b>		
<b>Recursos vinculados (d)</b>	<b>19.666</b>	18.761
<b>Total não circulante</b>	<b>19.666</b>	18.761
<b>Total</b>	<b>1.805.719</b>	967.893

- (a) Os Fundos de Investimentos representam operações de baixo risco em instituições financeiras de primeira linha e são compostos por diversos ativos visando melhor rentabilidade com o menor nível de risco, tais como: títulos de renda fixa, títulos públicos, operações compromissadas, debêntures, CDBs, entre outros, de acordo com a política de investimento da Companhia. Adicionalmente, a carteira de aplicações contém fundos exclusivos, que são investimentos em cotas (FIC), administrados por instituições financeiras responsáveis por alocar os recursos em cotas de diversos fundos abertos. Logo, a Companhia não possui gestão e controle direto, tampouco participação relevante nesses fundos abertos (limite máximo de 10% do Patrimônio Líquido) conforme CPC 36 (R3) / IFRS 10 – Demonstrações Consolidadas;
- (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 12.1 – Fornecedores – risco sacado;

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

## Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação

Período findo em 30 de junho de 2024

(Valores expressos em milhares de reais)

- (c) Os fundos de investimentos abertos são compostos por ativos como operações compromissadas, títulos públicos, CDBs, depósitos a prazo e outros títulos de instrumentos financeiros; e
- (d) Referem-se às aplicações restritas a garantias de empréstimos e financiamentos, aplicados em títulos públicos e fundos lastreados em títulos público, cuja classificação entre circulante e não circulante é definida de acordo com o prazo utilização do recurso.

A carteira da Companhia é remunerada pela variação do CDI, logo, a rentabilidade média ponderada da carteira no período findo em 30 de junho de 2024, equivale a 102,45% do CDI (102,33% do CDI em 31 de dezembro de 2023).

## 6 Contas a receber de clientes

### 6.1 Composição dos saldos

	30/06/2024				31/12/2023			
	Vencidos			Total	Vencidos			Total
	A vencer	Até 90 dias	Mais de 90 dias		A vencer	Até 90 dias	Mais de 90 dias	
Residencial	193.091	298.931	955.535	1.447.557	265.988	261.084	873.233	1.400.305
Industrial	66.213	8.479	87.384	162.076	69.996	11.128	85.145	166.269
Comercial	126.104	41.279	179.311	346.694	138.042	39.232	170.808	348.082
Rural	25.449	36.401	213.838	275.688	27.418	32.390	183.622	243.430
Poder público	81.177	23.539	31.467	136.183	69.000	21.983	36.397	127.380
Iluminação pública	2.744	452	14.233	17.429	8.405	1.646	8.969	19.020
Serviço público	19.429	30.464	46.706	96.599	18.495	7.642	23.690	49.827
Contas a receber de consumidores faturados	514.207	439.545	1.528.474	2.482.226	597.344	375.105	1.381.864	2.354.313
Residencial	350.803	33.849	510.992	895.644	380.568	32.861	482.265	895.694
Industrial	10.148	1.176	33.213	44.537	10.263	1.370	32.391	44.024
Comercial	28.041	3.223	72.912	104.176	29.635	3.469	70.642	103.746
Rural	21.654	2.759	41.232	65.645	20.888	2.486	38.876	62.250
Poder público	68.678	2.445	7.308	78.431	66.184	2.457	6.874	75.515
Iluminação pública	11.990	252	622	12.864	12.938	187	596	13.721
Serviço público	41.307	699	3.741	45.747	48.756	1.369	3.768	53.893
Parcelamentos (a)	532.621	44.403	670.020	1.247.044	569.232	44.199	635.412	1.248.843
Contas a receber de consumidores não faturados								
(b)	284.018	-	-	284.018	280.524	-	-	280.524
Baixa renda (c)	80.301	-	-	80.301	80.570	-	-	80.570
Outras (d)	145.299	-	-	145.299	145.132	-	-	145.132
<b>Subtotal</b>	<b>1.556.446</b>	<b>483.948</b>	<b>2.198.494</b>	<b>4.238.888</b>	<b>1.672.802</b>	<b>419.304</b>	<b>2.017.276</b>	<b>4.109.382</b>
(-) Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	(210.945)	(88.363)	(1.588.937)	(1.888.245)	(227.026)	(83.020)	(1.471.237)	(1.781.283)
<b>Total contas a receber clientes</b>	<b>1.345.501</b>	<b>395.585</b>	<b>609.557</b>	<b>2.350.643</b>	<b>1.445.776</b>	<b>336.284</b>	<b>546.039</b>	<b>2.328.099</b>
Circulante				2.134.153				2.103.484
Não circulante				216.490				224.615

- (a) 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 no montante de R\$ 16.290 em 30 de junho de 2024 (R\$ 26.879 em 31 de dezembro de 2023), resultando em uma variação no período de R\$ 10.588, vide nota explicativa nº 22 - Resultado financeiro;
- (b) Corresponde à energia elétrica distribuída, mas não faturada para os consumidores e o seu faturamento é efetuado tomando como base os ciclos de leitura, que em alguns casos, é após o período de encerramento contábil;
- (c) O Governo Federal, por meio das Leis nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010 e nº 10.438, de 26 de abril de 2002, 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
- (d) Corresponde aos saldos de juros moratórios, multas por auto religação, por inadimplências e atrasos.

## Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

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 créditos de liquidação duvidosa (PECLD)

	<u>31/12/2023</u>	<u>Provisões /Reversões</u>	<u>Baixas (c)</u>	<u>30/06/2024</u>
Contas a receber de consumidores faturados	(1.012.422)	<b>(95.338)</b>	<b>13.893</b>	<b>(1.093.867)</b>
Parcelamentos	(699.174)	<b>(26.086)</b>	<b>3.748</b>	<b>(721.512)</b>
Contas a receber de consumidores não faturados	(15.092)	<b>(188)</b>	-	<b>(15.280)</b>
Outras (a)	<u>(54.595)</u>	<u><b>(3.564)</b></u>	<u><b>573</b></u>	<u><b>(57.586)</b></u>
Total (b)	<u><u>(1.781.283)</u></u>	<u><u><b>(125.176)</b></u></u>	<u><u><b>18.214</b></u></u>	<u><u><b>(1.888.245)</b></u></u>

- (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 n° 456 de 29 de novembro de 2000;
- (b) A movimentação líquida do período, gerou um complemento de provisão no montante de R\$ 106.962, com impacto negativo no resultado operacional e financeiro de R\$ 105.265 e R\$ 1.697, respectivamente, conforme notas explicativas n° 20 – Custos do serviço e despesas operacionais e n° 22 – Resultado financeiro. A constituição de provisão aumentou em virtude do aumento do contas a receber vencidos há mais de 90 dias, e
- (c) Referente a reversão da PECLD dos títulos vencidos há mais de 10 anos que foram efetivamente baixados do contas a receber.



## Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

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

	<u>31/12/2023</u>	<u>Constituição</u>	<u>Amortização</u>	<u>Atualização</u>	<u>Constituições com efeito caixa</u>	<u>30/06/2024</u>
<b>Parcela A</b>						
CDE - Conta de desenvolvimento energético	19.589	<b>30.438</b>	<b>(13.972)</b>	<b>1.463</b>	-	<b>37.518</b>
PROINFA - Programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica	(4.384)	<b>(2.981)</b>	<b>3.596</b>	<b>(276)</b>	-	<b>(4.045)</b>
Rede básica	75.148	<b>29.996</b>	<b>(34.639)</b>	<b>3.652</b>	-	<b>74.157</b>
Compra de energia CVA (a)	18.785	<b>(113.670)</b>	<b>28.639</b>	<b>(3.384)</b>	-	<b>(69.630)</b>
ESS - Encargos do serviço do sistema (b)	208.393	<b>18.982</b>	<b>(58.095)</b>	<b>7.486</b>	-	<b>176.766</b>
(-) Repasses da Conta-Covid – Parcela A	(12.643)	-	<b>10.608</b>	-	-	<b>(2.035)</b>
	<u>304.888</u>	<u><b>(37.235)</b></u>	<u><b>(63.863)</b></u>	<u><b>8.941</b></u>	-	<u><b>212.731</b></u>
<b>Itens financeiros</b>						
Sobrecontratação de energia (c)	(22.313)	<b>6.482</b>	<b>(20.613)</b>	<b>(2.580)</b>	-	<b>(39.024)</b>
Neutralidade	(54.114)	<b>(14.507)</b>	<b>6.935</b>	<b>(2.641)</b>	-	<b>(64.327)</b>
Ultrapassagem de demanda e reativo excedente (d)	(119.561)	<b>(25.603)</b>	<b>11.644</b>	<b>(5.999)</b>	-	<b>(139.519)</b>
Risco hidrológico (e)	(163.204)	-	<b>(11.335)</b>	<b>(4.583)</b>	-	<b>(179.122)</b>
Compensação créditos PIS/COFINS (f)	7.900	-	<b>(6.628)</b>	-	-	<b>1.272</b>
Empréstimo escassez hídrica	(661)	-	<b>555</b>	-	-	<b>(106)</b>
CDE Modicidade Tarifária - Empréstimo (g)	(11.131)	-	<b>9.211</b>	<b>(824)</b>	<b>(31.399)</b>	<b>(34.143)</b>
Outros	(441)	<b>(2.834)</b>	<b>(4.229)</b>	<b>172</b>	<b>(2.999)</b>	<b>(10.331)</b>
	<u>(363.525)</u>	<u><b>(36.462)</b></u>	<u><b>(14.460)</b></u>	<u><b>(16.455)</b></u>	<u><b>(34.398)</b></u>	<u><b>(465.300)</b></u>
<b>Total</b>	<u>(58.637)</u>	<u><b>(73.697)</b></u>	<u><b>(78.323)</b></u>	<u><b>(7.514)</b></u>	<u><b>(34.398)</b></u>	<u><b>(252.569)</b></u>
<b>Circulante</b>						
Valores a receber	526.608					<b>476.313</b>
Valores a devolver	(506.374)					<b>(732.155)</b>
<b>Efeito líquido ativo (passivo)</b>	20.234					<b>(255.842)</b>
<b>Não circulante</b>						
Valores a receber	254.817					<b>86.110</b>
Valores a devolver	(333.688)					<b>(82.837)</b>
<b>Efeito líquido ativo (passivo)</b>	(78.871)					<b>3.273</b>
<b>Efeito líquido total</b>	<u>(58.637)</u>					<u><b>(252.569)</b></u>

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

## Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação

Período findo em 30 de junho de 2024

(Valores expressos em milhares de reais)

- (a) O saldo da CVA de energia teve como movimentação: (i) as constituições positivas dos custos com efeito disponibilidade, risco hidrológico e exposição financeira repassados às distribuidoras para atendimento do mercado, gerando uma CVA ativa no período de R\$ 60.054, e constituições negativas referente aos custos com os contratos de Energia Leilão cuja realização foi menor do que em relação a cobertura tarifária, gerando uma CVA passiva no período de R\$ 173.724, totalizando um movimento de constituição negativa de R\$ 113.670; (ii) o impacto positivo da amortização no período foi de R\$ 28.639;
- (b) O ESS (Encargo de Serviço de Sistema) está relacionado ao pagamento de usinas térmicas despachadas e 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 foi para cobrir as despesas com o ESS e o Encargo de Energia de Reserva, onde esse último tem se realizado acima da cobertura tarifária até o período findo em 30 de junho de 2024. Nesse sentido a conta de Encargos de Serviços de Sistema (ESS) resultou em uma constituição positiva de R\$ 18.982. O impacto negativo da amortização no período foi de R\$ 58.095;
- (c) Em relação à constituição, observa-se um saldo positivo de R\$ 6.482 referente ao resultado no Mercado de Curto Prazo (MCP), devido o preço PLD está em R\$ 66,60/MWh no período abaixo do preço médio de compra de R\$ 232,46/MWh. O impacto negativo da amortização no período foi de R\$ 20.613;
- (d) Ao longo do período, identificou-se um aumento de R\$ 25.603 na rubrica de ultrapassagem de demanda e consumo de energia reativa excedente, refletindo a efetiva gestão de demanda e a alocação de consumo dentro dos parâmetros estipulados. A amortização positiva registrada em R\$ 11.644, corresponde aos custos efetivamente incorridos e reconhecidos no período em questão para atender à demanda e ao consumo além dos limites contratados. Essas movimentações são contabilizadas em conformidade com as diretrizes do PRORET e têm impacto direto no cálculo dos Reajustes Tarifários Periódicos;
- (e) Reconhecimento antecipado dos custos de compra de energia elétrica associados aos riscos hidrológicos, conforme previsto no PRORET Submódulo 4.4 - Demais Componentes Financeiros, item 5.11. A previsão de risco hidrológico definida no processo tarifário será revertida no processo tarifário subsequente, devidamente atualizada e uma amortização negativa de R\$ 11.335;
- (f) O saldo de PIS/COFINS a compensar foi reconhecido pela ANEEL na última RTP. O impacto negativo da amortização no período foi de R\$ 6.628; e
- (g) Refere-se a parcela compensada na tarifa, de valores a devolver para consumidores, conforme determinação do § 7º, da Resolução Normativa nº 714, de 10 de maio de 2016. O impacto positivo da amortização no período foi de R\$ 9.211.

No mês de agosto de 2023, a ANEEL apurou o novo índice do reposicionamento tarifário da Companhia no processo de Revisão Tarifária Periódica (RTP) adequando suas despesas da Parcela A (custo não gerenciáveis, como compra de energia, encargos setoriais, encargos de transmissão) e reposicionando a Parcela B. As tarifas de aplicação da Companhia, constantes da Resolução Homologatória nº 3.243, de 15 de agosto de 2023, foram reajustadas em 11,07%, correspondendo ao efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores, usuários e agentes supridos da distribuidora.

Neste processo, as CVA contabilizadas pela Companhia são validadas, devendo ser feita a baixa das diferenças apuradas entre o valor apurado pela Companhia e o concedido pela ANEEL no mesmo exercício. A apuração das diferenças desses diversos pontos é chamada de efeito do reajuste na Companhia.

No período findo em 30 de junho de 2024 a Companhia reconheceu o montante de R\$ 12.552 (R\$ 11.495 em 30 de junho de 2023) de bandeira tarifária, sendo que R\$ 44 negativos (R\$ 354 negativos em 30 de junho de 2023) obtidos por meio de bandeira tarifária via faturamento junto aos clientes, e R\$ 12.597 (R\$ 11.848 em 30 de junho de 2023) recebendo via CCRBT.

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

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

## 8 Partes relacionadas

Em 30 de junho de 2024, a Companhia possui transações com partes relacionadas, principalmente dos contratos de compartilhamentos, dividendos, empréstimos, entre outros, com as Companhias descritas abaixo:

	Notas	30/06/2024		31/12/2023		30/06/2023	
		Ativo (passivo)	Efeito no resultado receita (despesa)	Ativo (passivo)	Efeito no resultado receita (despesa)	Ativo (passivo)	Efeito no resultado receita (despesa)
<b>Outros créditos a receber – (bens materiais)</b>							
<b>Entidade é membro do mesmo grupo econômico</b>							
Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA)	(a)	834	-	89	-	-	-
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(a)	43	-	232	-	-	-
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	(a)	-	-	217	-	-	-
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	(a)	1.023	-	576	-	-	-
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D)	(a)	-	-	80	-	-	-
Equatorial Goiás Distribuidora de Energia S.A.	(a)	-	-	5.570	-	-	-
E-Nova Geração Distribuída S.A.	(b)	6	4	3	-	-	-
<b>Total</b>		<b>1.906</b>	<b>4</b>	<b>6.767</b>			
<b>Outros créditos a receber</b>							
<b>Entidade é membro do mesmo grupo econômico</b>							
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	(c)	2.850	5.613	1.199	8.456	-	-
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	(c)	1.087	2.178	501	3.535	-	-
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(c)	1.789	3.596	836	5.896	-	-
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE)	(c)	1.878	3.606	683	4.813	-	-
Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA)	(c)	332	614	93	655	-	-
Equatorial Transmissora 1 SPE S.A.	(c)	28	49	11	94	-	-
Equatorial Transmissora 2 SPE S.A.	(c)	28	49	11	92	-	-
Equatorial Transmissora 3 SPE S.A.	(c)	41	72	16	137	-	-
Equatorial Transmissora 4 SPE S.A.	(c)	67	119	26	224	-	-
Equatorial Transmissora 5 SPE S.A.	(c)	30	54	12	101	-	-
Equatorial Transmissora 6 SPE S.A.	(c)	34	60	13	114	-	-
Equatorial Transmissora 7 SPE S.A.	(c)	35	62	14	120	-	-
Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.	(c)	53	91	18	158	-	-
Integração Transmissora de Energia S.A. (INTESA)	(c)	-	-	18	150	-	-
<b>Total</b>		<b>8.252</b>	<b>16.163</b>	<b>3.451</b>	<b>24.545</b>		
<b>Fornecedores</b>							
<b>Entidade é membro do mesmo grupo econômico</b>							
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	(d)	-	-	(585)	-	-	-
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	(d)	(244)	-	-	-	-	-
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(d)	(38)	-	(53)	-	-	-
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D)	(d)	(319)	-	(3.810)	-	-	-
Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA)	(d)	-	-	(1.572)	-	-	-
Equatorial Telecomunicações Ltda.	(e)	(628)	(3.029)	(1.490)	(2.956)	-	-
Equatorial Serviços S.A.	(f)	(7.871)	(22.290)	(12.977)	(16.477)	-	-
Instituto de Ciência e Tecnologia Grupo Equatorial (ICT)	(g)	(1.234)	(774)	(4.247)	-	-	-
Equatorial Transmissora 1 SPE S.A.	(h)	(118)	(77)	(193)	(816)	-	-
Equatorial Transmissora 2 SPE S.A.	(h)	(178)	(809)	(175)	(737)	-	-
Equatorial Transmissora 3 SPE S.A.	(h)	(265)	(1.200)	(268)	(1.043)	-	-
Equatorial Transmissora 4 SPE S.A.	(h)	(466)	(2.116)	(457)	(1.946)	-	-
Equatorial Transmissora 5 SPE S.A.	(h)	(217)	(982)	(213)	(897)	-	-
Equatorial Transmissora 6 SPE S.A.	(h)	(269)	(1.218)	(264)	(1.107)	-	-
Equatorial Transmissora 7 SPE S.A.	(h)	(3.106)	(14.018)	(3.355)	(14.505)	-	-
Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.	(h)	(2.318)	(9.622)	(2.319)	(12.398)	-	-
Integração Transmissora de Energia S.A. – INTESA	(h)	-	-	(189)	(1.417)	-	-
<b>Controladora indireta</b>							
Equatorial Energia	(c)	-	-	(1.018)	-	-	-
<b>Total</b>		<b>(17.271)</b>	<b>(57.485)</b>	<b>(33.185)</b>	<b>(54.299)</b>		
<b>Outras contas a pagar – passivo circulante</b>							
<b>Entidade é membro do mesmo grupo econômico</b>							
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	(c)	(8.708)	(16.958)	(15.920)	(21.169)	-	-
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	(c)	(1.021)	(2.727)	(2.243)	(4.002)	-	-
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(c)	(1.187)	(2.658)	(2.887)	(3.024)	-	-
Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA)	(c)	(193)	(533)	(523)	(128)	-	-
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D)	(c)	(754)	(2.032)	(3.080)	(4.900)	-	-
Equatorial Transmissora 1 SPE S.A.	(c)	(3)	(11)	(59)	-	-	-
Equatorial Transmissora 2 SPE S.A.	(c)	(12)	(33)	(66)	(19)	-	-
Equatorial Transmissora 3 SPE S.A.	(c)	(2)	(4)	(78)	-	-	-
Equatorial Transmissora 4 SPE S.A.	(c)	(214)	(531)	(460)	(182)	-	-
Equatorial Transmissora 5 SPE S.A.	(c)	(5)	(13)	(66)	-	-	-
Equatorial Transmissora 6 SPE S.A.	(c)	(2)	(4)	(66)	-	-	-
Equatorial Transmissora 7 SPE S.A.	(c)	(3)	(19)	(88)	(3)	-	-
Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.	(c)	(13)	(27)	(102)	-	-	-
Integração Transmissora de Energia S.A. – INTESA	(c)	-	-	(146)	(25)	-	-
<b>Controladora indireta</b>							
Equatorial Energia	(i)	(19.559)	(12.261)	(7.789)	(13.885)	-	-
<b>Entidade é plano de benefício pós-emprego</b>							
Equatorial Energia Fundação de Previdência	(l)	-	(1.647)	-	-	-	-
<b>Total</b>		<b>(31.676)</b>	<b>(39.458)</b>	<b>(33.573)</b>	<b>(47.337)</b>		
<b>Valores a pagar de acordo com plano de recuperação judicial</b>							
<b>Controladora indireta</b>							
Equatorial Energia S.A.	(j)	(131.208)	(3.544)	(129.055)	2.872	-	-
<b>Outros tipos de partes relacionadas</b>							
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras	(k)	(570.973)	(25.807)	(545.166)	(24.825)	-	-
<b>Total</b>		<b>(702.181)</b>	<b>(29.351)</b>	<b>(674.221)</b>	<b>(21.953)</b>		
<b>Dividendos a pagar</b>							
<b>Controladora direta</b>							
Equatorial Energia Distribuição S.A.		(1.619.766)	-	(403.678)	-	-	-
<b>Outros tipos de partes relacionadas</b>							
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras		(16.623)	-	(4.152)	-	-	-
Outros (minoritários)		(43.371)	-	(11.732)	-	-	-
<b>Total</b>		<b>(1.679.760)</b>	<b>-</b>	<b>(419.562)</b>	<b>-</b>		
<b>Investimentos em serviço – (bens em comodato)</b>							
<b>Entidade é membro do mesmo grupo econômico</b>							
Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA)	(m)	5	(5)	-	-	-	-
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(m)	-	-	168	(168)	-	-
<b>Total</b>		<b>5</b>	<b>(5)</b>	<b>168</b>	<b>(168)</b>		

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

## Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação

Período findo em 30 de junho de 2024

(Valores expressos em milhares de reais)

- a) Os valores entre *intercompany* são provenientes das vendas de bens materiais
- b) O saldo é referente ao contrato de arrendamento de terrenos, no qual a Companhia atua como arrendador e a E-Nova como arrendatária;
- c) Refere-se ao contrato de compartilhamento de Recursos Humanos e Infraestrutura administrativa cujo reembolso resulta do compartilhamento das despesas condominial, de informática e telecomunicações e, de despesas de recursos humanos, pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo nº 12 do módulo V da Resolução Normativa da ANEEL nº 948/2021. De acordo com a Nota Técnica nº 182/2022-SFF/ANEEL, processo nº 48500.007194/2022-83, as despesas líquidas para a Companhia estão limitadas ao montante de R\$ 42.051 mil ao ano, por um período de 60 meses;
- d) Os valores entre *intercompany* são provenientes de compra de bens materiais;
- e) A contratação de serviço é proveniente a serviços de telefonia, integração de telecomunicações de internet que usa os serviços de fibra ótica, serviços de recursos humanos, administrativos e despesas incorridas, durante tempo indeterminado;
- f) Os valores com a Equatorial Serviços S.A. são provenientes do contrato de *call center*, administrativos e despesas incorridas, com prazo de duração indeterminados;
- g) Os valores com o Instituto de Ciência e Tecnologia Grupo Equatorial referem-se a projetos de P&D e PEE, de gestão corporativa;
- h) Os valores com as transmissoras são provenientes da prestação de serviços de construção de iluminação e subestações;
- i) Em 16 de setembro de 2022, foi assinado Instrumento Particular de Remuneração pela Prestação de Garantia Corporativa (aval), entre Companhia (contratante) e a (contratada) Equatorial Energia S.A., com o objetivo de remunerar as garantias prestadas sob forma de aval em contratos. A prestação da garantia, terá uma remuneração equivalente a 1% a.a. (um por cento), *pro rata*, incidente sobre o saldo devedor do título ou contrato garantido;
- j) Valores provenientes da aquisição direta ou indireta dos créditos constantes no Plano de Recuperação Judicial da Companhia;
- k) Em 1º de dezembro de 2014, o Juiz da 13ª Vara Civil de Belém decretou, com fundamento no que dispõe os arts. 61 e 63 da Lei nº 11.102/05, após manifestação do Administrador Judicial e do Ministério Público, como encerrada a recuperação judicial da Companhia. Essas obrigações só se encerram com seu cumprimento integral, a Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- Eletrobrás, é detentora de créditos homologados no valor de R\$ 423.463, que serão quitada da seguinte forma: (i) carência para pagamento de principal e juros até agosto de 2019, com juros capitalizados; (ii) juros de 6% a.a. e pagos semestralmente a partir do último dia de setembro de 2019, e incidentes sobre o valor do saldo do principal; e (iii) pagamento do principal: (iii.a) de março de 2027 a setembro de 2030, inclusive, amortizações correspondentes a 5% a.a. do principal em parcelas semestrais; (iii.b) de março de 2031 a setembro de 2033, inclusive, amortizações correspondentes a 10% a.a. do principal ao ano, em parcelas semestrais; (iii.c) em setembro de 2034, o saldo de 50% (cinquenta por cento) do principal;
- l) Os valores são provenientes das contribuições da patrocinadora da Companhia com sua Fundação de Previdência Complementar. As condições do plano de previdência da Companhia com a EQTPREV; e
- m) Relação de ativos cedidos em comodato no exercício de 2022, da Equatorial Pará Distribuição de Energia S.A para à Companhia de Eletricidade do Amapá de forma não onerosa pelo prazo de 12 (doze) meses conforme descrito no Termo de Comodato, prorrogado até 29 de novembro de 2024 conforme Termo Aditivo de Comodato, podendo sua devolução acontecer antes a critério das partes.

## Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

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

### 8.1 Remuneração de pessoal-chave da Administração

O pessoal-chave da Administração inclui o Comitê de Auditoria Estatutário, Conselho de Administração e Fiscal, o Presidente e Diretores. A remuneração anual total foi fixada em até R\$ 29.800, conforme Assembleia Geral Extraordinária e Ordinária realizada em 29 de abril de 2024 (R\$ 26.329 em 31 de dezembro de 2023, conforme rerratificação do valor de remuneração do exercício de 2023 realizada na Assembleia Geral Extraordinária e Ordinária do dia 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 na categoria de benefícios de rescisão de contrato de trabalho.

Os benefícios pós-empregos estão descritos na nota explicativa nº 23 - Benefício pós-emprego (Entidade de previdência privada) 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 opção de compra de 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 18.3 – Planos 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>3.826</b>	<b>26%</b>
Salário ou pró-labore	3.534	24%
Benefícios diretos e indiretos	292	2%
<b>Benefícios pós emprego</b>	<b>75</b>	<b>1%</b>
<b>Remuneração variável</b>	<b>8.816</b>	<b>61%</b>
Remuneração baseada em ações	1.783	12%
<b>Valor total da remuneração</b>	<b>14.500</b>	<b>100%</b>

### 8.2 Garantias

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

Instituição	Valor contratado	% do aval	Início	Término	Valor liberado	Saldo em 30/06/2024 (a)
CEF415.877-81/2015	32.671	100	02/09/2015	30/06/2027	32.671	11.735
CEF469.587-04/2016	35.703	100	20/12/2018	07/09/2028	35.703	16.211
BNDES 18/19/20	1.341.576	100	20/02/2019	15/04/2028	1.261.025	871.622
BNDES 21/22/23	1.360.868	100	30/03/2021	15/09/2040	1.360.868	1.506.337
Apólices de seguros	210.635	100	05/11/2019	29/04/2029	N/A	N/A
<b>Total</b>	<b>2.981.453</b>				<b>2.690.267</b>	<b>2.405.905</b>

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

<sup>(c)</sup> Referente a remuneração dos avalistas em 1% a.a. sobre o saldo devedor.

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

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

## 9 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	8.943.054	244.638	718.382	(12.649)	9.893.425
Obrigações especiais (c)	(2.370.400)	(35.219)	(377.064)	-	(2.782.683)
Total ativo financeiro da concessão	<u>6.572.654</u>	<u>209.419</u>	<u>341.318</u>	<u>(12.649)</u>	<u>7.110.742</u>

- (a) Visando a melhor estimativa da indenização ao final da concessão, o valor justo do ativo financeiro é revisado mensalmente, considerando a atualização do IPCA, por ser este um dos principais critérios de atualização anual utilizados pelo regulador nos processos de reajuste tarifário. Conforme previsto no contrato de concessão, regido pelo submódulo 2.3 do PRORET (Base de Remuneração Regulatória), nos processos de RTP – Revisão Tarifária Periódica - os ativos são valorados considerando a metodologia de VNR – Valor Novo de Reposição;
- (b) Correspondem às transferências dos ativos de contrato para o ativo financeiro da concessão;
- (c) 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
- (d) Valores correspondem às baixas dos ativos vinculados à infraestrutura.

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

## 10 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	4,23%	6.844.901	(4.647.745)	(658.109)	1.539.047
Total		<u>6.844.901</u>	<u>(4.647.745)</u>	<u>(658.109)</u>	<u>1.539.047</u>
		31/12/2023			
Taxas anuais médias ponderadas de amortização (%)	Custo	Amortização	(-) Obrigações vinculadas à concessão	Valor líquido	
Em serviço	4,23%	6.745.816	(4.426.630)	(667.333)	1.651.853
Total		<u>6.745.816</u>	<u>(4.426.630)</u>	<u>(667.333)</u>	<u>1.651.853</u>

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 limitado à data do contrato de concessão até julho de 2028, conforme ICPC 01 (R1)/ IFRIC 12 – Contratos de Concessão.

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

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

## Movimentação do ativo intangível

	31/12/2023	Adições	Baixas (a)	Transferências (b) Ativos de contrato	30/06/2024
Em serviço	6.745.816	-	(78.523)	177.608	6.844.901
(-) Amortização	(4.426.630)	(290.737)	69.622	-	(4.647.745)
Total em serviço	2.319.186	(290.737)	(8.901)	177.608	2.197.156
Obrigações especiais em serviço (c)	(1.867.632)	-	-	(48.622)	(1.916.254)
(-) Amortização	1.200.299	57.846	-	-	1.258.145
Total em obrigações especiais	(667.333)	57.846	-	(48.622)	(658.109)
Total	1.651.853	(232.891)	(8.901)	128.986	1.539.047

- (a) O montante baixado de R\$ 78.523 é fruto da desativação de bens que em virtude do encerramento da sua vida útil, onde não fazem mais parte do patrimônio da empresa e não possuem expectativa de benefícios econômicos futuros com a sua utilização ou alienação;
- (b) Correspondem às transferências dos ativos de contrato para o intangível em serviço; e
- (c) 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.

A Companhia avaliou e concluiu não haver indicativo de que o valor contábil dos bens exceda seu valor recuperável para os períodos findos em 30 de junho de 2024 e 31 de dezembro de 2023.

## 11 Ativos de contrato

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

	31/12/2023	Adições (c)	Transferências (a)		30/06/2024
			Ativo intangível	Ativo financeiro	
Ativos de contrato	1.959.345	1.083.978	(177.608)	(718.382)	2.147.333
Obrigações especiais (b)	(1.031.999)	(1.313.239)	48.622	377.064	(1.919.552)
Total	927.346	(229.261)	(128.986)	(341.318)	227.781

- (a) Correspondem às transferências 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\$ 1.083.978 refere-se às adições líquidas dos ativos de contrato reconhecidas no período, em que R\$ 999.956 impactou o caixa da Companhia, R\$ 28.795 refere-se às adições em contrapartida de fornecedores, R\$ 35.546 refere-se às adições em contrapartida de obrigações sociais e trabalhistas, conforme nota explicativa nº 25.1 – Transações que não afetam caixa, R\$ 3.772 sendo saldo de provisão para perda de estoque após reversões, conforme nota explicativa nº 20.1 – Outras receitas (despesas) operacionais e R\$ 23.453 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 13 – Empréstimos e financiamentos.

A Companhia avaliou o impacto 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 indicativo de perda ao valor recuperável do ativo, e, conseqüentemente, nenhuma provisão foi constituída períodos findos em 30 de junho de 2024 e 31 de dezembro de 2023. Os valores dos bens em construção estão sujeitos a fiscalização da ANEEL.

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

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

## 12 Fornecedores

	<u>30/06/2024</u>	<u>31/12/2023</u>
Suprimento de energia elétrica (a)	<b>476.390</b>	514.467
Encargos de uso da rede elétrica	<b>17.540</b>	16.518
Materiais e serviços (b)	<b>412.989</b>	499.892
Partes relacionadas – nota explicativa nº 8	<b>17.271</b>	33.185
<b>Total fornecedores</b>	<b><u>924.190</u></b>	<b><u>1.064.062</u></b>

- (a) O saldo de 30 de junho de 2024 teve um redução em relação a 31 de dezembro de 2023 em resumo tem-se R\$ 34.112 devido aos 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 e R\$ 2.109 tendo como principal motivo rescisão com os contratos antigos de Compra de Energia e redução na despesa do pagamento do PIE Sistema Isolado em R\$ 1.856, totalizando uma redução em R\$ 38.077; e
- (b) A composição deve-se, substancialmente, a despesas de fornecedores de materiais e serviços, atinentes ao custeio da Companhia no decorrer do período em referência. A variação do período concentra-se em serviços técnicos comerciais, fornecimento de materiais para obras.

### 12.1 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 12) 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\$ 138.840 e R\$ 154.323, respectivamente, em valores de fornecedores – risco sacado, os quais possuem prazo médio de liquidação de 87 dias.



# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

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

## 13 Empréstimos e financiamentos

### 13.1 Composição do saldo

	Custo da dívida (% a.a)	Garantias	30/06/2024		
			Circulante	Não circulante	Total
<b>Moeda estrangeira (US\$)</b>					
Scotiabank (a)	CDI + 1,35%	-	5.388	1.104.580	1.109.968
<b>Total moeda estrangeira US\$</b>			<b>5.388</b>	<b>1.104.580</b>	<b>1.109.968</b>
<b>Moeda nacional</b>					
BNDES	IPCA+4,11% a 4,81%	Aval/Fiança + Conta Reserva + Recebíveis	324.531	2.059.827	2.384.358
Caixa Econômica Federal	6,00%	Aval/Fiança + Conta Reserva + Recebíveis	7.697	20.249	27.946
<b>Subtotal</b>			<b>332.228</b>	<b>2.080.076</b>	<b>2.412.304</b>
(-) Custo de captação			(436)	(5.963)	(6.399)
<b>Total moeda nacional</b>			<b>331.792</b>	<b>2.074.113</b>	<b>2.405.905</b>
<b>Total</b>			<b>337.180</b>	<b>3.178.693</b>	<b>3.515.873</b>
	Custo da dívida (% a.a)	Garantias	31/12/2023		
			Circulante	Não circulante	Total
<b>Moeda estrangeira (US\$)</b>					
Scotiabank (a)	CDI + 1,35%	-	4.876	968.260	973.136
<b>Total moeda estrangeira US\$</b>			<b>4.876</b>	<b>968.260</b>	<b>973.136</b>
<b>Moeda nacional</b>					
BNDES	IPCA+4,11% a 4,81%	Aval/Fiança + Conta Reserva + Recebíveis	315.829	2.161.902	2.477.731
Caixa Econômica Federal	6,00%	Aval/Fiança + Conta Reserva + Recebíveis	7.713	24.044	31.757
<b>Subtotal</b>			<b>323.542</b>	<b>2.185.946</b>	<b>2.509.488</b>
(-) Custo de captação			(436)	(5.850)	(6.286)
<b>Total moeda nacional</b>			<b>323.106</b>	<b>2.180.096</b>	<b>2.503.202</b>
<b>Total</b>			<b>327.982</b>	<b>3.148.356</b>	<b>3.476.338</b>

(a) Considera-se no custo da dívida do Scotiabank, o custo da ponta passiva do swap, para mais detalhes, vide nota explicativa nº 24.4 – Instrumentos financeiros derivativos.

### 13.2 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>	323.106	2.180.096	4.876	968.260	3.476.338
Encargos	52.017	-	30.291	-	82.308
Variação monetária e cambial (a)	40.281	24.943	-	136.320	201.544
Transferências	130.375	(130.375)	-	-	-
Amortizações de principal	(161.817)	-	-	-	(161.817)
Pagamentos de juros	(52.608)	-	(29.779)	-	(82.387)
Custo de captação (b)	438	(551)	-	-	(113)
<b>Saldos em 30 de junho de 2024</b>	<b>331.792</b>	<b>2.074.113</b>	<b>5.388</b>	<b>1.104.580</b>	<b>3.515.873</b>

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

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

(a) Para maiores informações, consultar nota explicativa nº 22 - Resultado financeiro; e

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

## 13.3 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	%
Circulante	337.180	10%
2025	1.268.272	36%
2026	327.383	9%
2027	325.803	9%
2028	171.421	5%
Até 2040	1.091.777	31%
Subtotal	3.184.656	91%
(-) Custo de captação (não circulante)	(5.963)	-1%
Não circulante	3.178.693	90%
<b>Total</b>	<b>3.515.873</b>	<b>100%</b>

## 13.4 Covenants e garantias dos empréstimos e financiamentos

Os empréstimos e financiamentos contratados pela Companhia possuem garantias fidejussórias, recebíveis e *covenants* não financeiros e financeiros, 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:

### Covenants Empréstimos

1ª Dívida líquida/EBITDA:  $\leq 4,5$

Scotiabank

0,9

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.

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.

Adicionalmente aos indicadores mencionados acima, a Companhia possui *covenants* financeiros junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) cuja apuração é anual e conforme descritas na nota explicativa nº 14.4 – *Covenants* e garantias dos empréstimos e financiamentos, das demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2023, a Companhia manteve-se em cumprimento de todas as obrigações e dentro dos limites estipulados nos contratos.

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

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

## 14 Debêntures

### 14.1 Movimentação de debêntures

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

	Passivo Circulante	Passivo não Circulante	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2023	59.398	1.346.515	1.405.913
Encargos	80.356	-	80.356
Transferências	(510)	510	-
Amortizações de principal	(39.132)	-	(39.132)
Pagamento de juros	(82.947)	-	(82.947)
Variação monetária	170	-	170
Custo de captação (a)	516	-	516
Saldos em 30 de junho de 2024	17.851	1.347.025	1.364.876

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

### 14.2 Características das debêntures

									30/06/2024		
Emissão	Característica	Garantias	Série	Valor da emissão	Custo nominal	Data da emissão	Vencimento	Saldo líquido circulante	Saldo líquido não circulante	Total	
6ª	(1)/(3)/(4)	N/A	Única	1.350.000	CDI + 1,40% a.a.	jun/22	mai/28	17.851	1.347.025	1.364.876	
<b>Total</b>								<b>17.851</b>	<b>1.347.025</b>	<b>1.364.876</b>	

- (1) Emissão pública de debêntures simples
- (3) Não conversíveis em ações
- (4) Espécie quirografia

### 14.3 Cronograma de amortização da dívida

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

	30/06/2024	
	Valor	%
Vencimento		
Circulante	17.851	1%
2026	450.000	33%
2027	450.000	33%
2028	450.000	33%
Subtotal	1.350.000	99%
(-) Custo de captação (não circulante)	(2.975)	0%
Não circulante	1.347.025	99%
<b>Total</b>	<b>1.364.876</b>	<b>100%</b>

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

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

## 14.4 Covenants das debêntures

As debêntures contratadas pela Companhia possuem garantias reais e *covenants* não financeiros e financeiros, 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:

### Covenants debêntures

1ª Dívida líquida/EBITDA ajustado: <= 4,5

6ª debêntures

0,9

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.

## 15 Imposto de renda e contribuição social corrente e diferidos

### 15.1 Composição do imposto de renda e contribuição social diferidos

	<u>30/06/2024</u>	<u>31/12/2023</u>
<b>Ativos de:</b>		
<b>Diferenças temporárias:</b>		
Provisão para riscos judiciais	45.626	45.622
PECLD	32.164	38.142
Receita – CPC 47 / IFRS 15	684	103
Variação <i>Swap</i>	-	44.126
Arrendamentos - CPC 06 (R2) / IFRS 16	803	769
Provisão para participação nos lucros	7.733	11.327
Provisão atuarial	27.960	27.318
Provisão para perda de estoque	1.282	-
<b>Subtotal</b>	<u>116.252</u>	<u>167.407</u>
<b>Passivos de:</b>		
<b>Diferenças temporárias:</b>		
Depreciação acelerada	(200.524)	(207.285)
Atualização do ativo financeiro VNR	(550.702)	(479.501)
IRPJ/CSLL sobre reserva de reavaliação	(13.494)	(15.818)
Variação <i>Swap</i>	(3.253)	-
Ajuste a valor presente	(60.695)	(60.634)
Outras despesas não dedutíveis	(11.698)	(23.596)
<b>Total</b>	<u>(840.366)</u>	<u>(786.834)</u>
<b>Total tributos diferidos</b>	<u>(724.114)</u>	<u>(619.427)</u>

## Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

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

### 15.2 Movimentação do imposto de renda e contribuição social diferidos

	30/06/2024					
	31/12/2023	Reconhecimento no resultado	Resultado abrangente	Valor líquido	Ativo fiscal diferido	Passivo fiscal diferido
Provisão para riscos judiciais	45.622	4	-	45.626	45.626	-
PECLD	38.142	(5.978)	-	32.164	32.164	-
Ajuste a valor presente	(60.634)	(61)	-	(60.695)	-	(60.695)
Valor novo de reposição – VNR	(479.501)	(71.201)	-	(550.702)	-	(550.702)
Receitas/Custos– CPC 47/IFRS15	103	581	-	684	684	-
Arrendamentos – IFRS 16/CPC 06	769	34	-	803	803	-
Depreciação acelerada	(207.285)	6.761	-	(200.524)	-	(200.524)
Varição <i>Swap</i>	44.126	(47.151)	(228)	(3.253)	-	(3.253)
Provisão para participação nos lucros	11.327	(3.594)	-	7.733	7.733	-
Provisão atuariais	27.318	643	(1)	27.960	27.960	-
Provisão para perda de estoque	-	1.282	-	1.282	1.282	-
Outras despesas não dedutíveis	(23.596)	11.898	-	(11.698)	-	(11.698)
IRPJ/CSLL sobre reserva de reavaliação	(15.818)	2.324	-	(13.494)	-	(13.494)
<b>Total</b>	<b>(619.427)</b>	<b>(104.458)</b>	<b>(229)</b>	<b>(724.114)</b>	<b>116.252</b>	<b>(840.366)</b>

### 15.3 Movimentação dos impostos e contribuições sobre o lucro a recolher

Saldo em 31 de dezembro de 2023	2.650
IRPJ e CSLL correntes do período	91.608
Pagamentos de IRPJ e CSLL	(83.525)
Tributos retidos/antecipações IR/CS	80.069
<b>Saldo em 30 de junho de 2024</b>	<b>90.802</b>

### 15.4 Expectativa de realização – Ativo fiscal diferido

Com base nos estudos técnicos de viabilidade considerando a projeção de lucros tributáveis futuros, a Administração estima que a realização dos créditos fiscais diferidos, no montante de R\$ 116.252, ocorrerá em sua totalidade até o final do exercício de 2025.

## Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação

Período findo em 30 de junho de 2024

(Valores expressos em milhares de reais)

### 15.5 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
Lucro contábil antes do IRPJ e da CSLL	<b>1.109.957</b>	<b>1.109.957</b>	1.102.706	1.102.706
Alíquota fiscal	<b>25%</b>	<b>9%</b>	25%	9%
<b>Pela alíquota fiscal</b>	<b>277.489</b>	<b>99.896</b>	275.677	99.244
<b>Adições:</b>				
Provisão para riscos judiciais	4.786	1.723	-	-
PECLD	27.155	9.776	14.387	5.179
Ajuste a valor presente	3.402	1.225	4.611	1.660
Atualização do ativo financeiro VNR	8.805	3.170	42.129	15.166
Variação <i>Swap</i>	-	-	40.335	14.520
IRPJ/CSLL sobre reserva de reavaliação	1.709	615	3.598	1.295
Arrendamentos - CPC 06 (R2) / IFRS 16	25	9	22	8
Custo de construção - CPC 47 / IFRS 15	873	314	37	13
Depreciação acelerada	6.761	-	7.784	-
Provisão para perda de estoque	943	339	12.349	4.446
Provisões atuariais	473	170	-	-
Outras provisões	8.734	3.164	638	366
Outras provisões permanentes	629	85	1.609	-
<b>Total adições</b>	<b>64.295</b>	<b>20.590</b>	127.499	42.653
<b>Exclusões:</b>				
Reversão de provisão para riscos judiciais	(4.782)	(1.723)	(666)	(240)
Reversão de PECLD	(31.551)	(11.358)	(8.906)	(3.206)
Atualização do ativo financeiro VNR	(61.159)	(22.017)	(55.693)	(20.049)
Receitas - CPC 47 / IFRS 15	(446)	(160)	(12)	(4)
Reversão de provisão para participação nos lucros	(2.643)	(951)	(3.527)	(1.270)
Reversão de provisão para fundo de pensão	-	-	(233)	(84)
Variação <i>Swap</i>	(34.670)	(12.481)	-	-
Ajuste a valor presente	(3.447)	(1.241)	(7.417)	(2.670)
Reversão para perda de estoque	-	-	(7.942)	(2.859)
Outras exclusões permanentes	(3.610)	(1.299)	(2.903)	(1.084)
<b>Total exclusões</b>	<b>(142.308)</b>	<b>(51.230)</b>	(87.299)	(31.466)
<b>Compensações:</b>				
Incentivo PAT	(980)	-	(1.008)	-
Incentivo prorrogação licença maternidade	(18)	-	(26)	-
<b>Total compensações</b>	<b>(998)</b>	<b>-</b>	(1.034)	-
<b>Deduções:</b>				
(+) IRPJ Subvenção Governamental	(176.126)	-	(213.031)	-
<b>Total deduções</b>	<b>(176.126)</b>	<b>-</b>	(213.031)	-
IRPJ e CSLL corrente no resultado do período	<b>(22.352)</b>	<b>(69.256)</b>	(101.812)	(110.431)
IRPJ e CSLL diferido no resultado do período	<b>(75.032)</b>	<b>(29.426)</b>	41.494	12.271
<b>IRPJ e CSLL corrente e diferido do período</b>	<b>(97.384)</b>	<b>(98.682)</b>	(60.318)	(98.160)
<b>Alíquota efetiva</b>	<b>9%</b>	<b>9%</b>	5%	9%

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

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

## 16 Provisão para riscos judiciais e depósitos vinculados

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 vinculados	Provisão	Depósitos vinculados
Cíveis (a)	96.941	78.158	96.010	76.118
Fiscais (b)	385	25.592	375	125
Trabalhistas	36.986	43.527	37.799	38.985
<b>Total</b>	<b>134.312</b>	<b>147.277</b>	<b>134.184</b>	<b>115.228</b>
Circulante	10.114	-	9.305	-
Não circulante	124.198	147.277	124.879	115.228

- (a) Dos valores de depósitos judiciais cíveis, R\$ 8.239 se referem a fluxos de contratos de cédulas bancárias que estão sendo depositados no âmbito do processo de recuperação judicial. Esses créditos foram listados no plano de recuperação judicial e foram impugnados pelas instituições financeiras credoras. Os valores permanecerão depositados em juízo até que seja proferida pela justiça uma decisão final de mérito sobre a sujeição ou não dos créditos ao regime recuperacional; e
- (b) A variação de depósitos vinculados é decorrente ao saldo de PIS e COFINS no valor de R\$ 25.460, que foram recolhidos via depósito judicial.

### 16.1 Movimentação dos processos no período

	31/12/2023		30/06/2024			
	Saldo inicial	Adições	Utilização (1)	Reversão de provisão (2)	Atualização (3)	Saldo final
Cíveis	96.010	11.075	(11.151)	(3.909)	4.916	96.941
Fiscais	375	1	-	-	9	385
Trabalhistas	37.799	2.312	(2.106)	(1.851)	832	36.986
<b>Total contingências</b>	<b>134.184</b>	<b>13.388</b>	<b>(13.257)</b>	<b>(5.760)</b>	<b>5.757</b>	<b>134.312</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, bem como a avaliação dos advogados internos.

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 de natureza trabalhista, cível e fiscal 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	505.922	393.275
Fiscais	23	23
Trabalhistas	64.784	53.874
<b>Total</b>	<b>570.729</b>	<b>447.172</b>

## **Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.**

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

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

### **a) Cíveis**

A Companhia figura como ré em 12.626 processos cíveis em 30 de junho de 2024 (12.474 em 31 de dezembro de 2023), sendo 7.240 tramitam em Juizados Especiais (5.175 em 31 de dezembro de 2023), com probabilidade de perda provável, no montante de R\$ 96.941 (R\$ 96.010 em 31 de dezembro de 2023). Do total, R\$ 58.226 referem-se ações indenizatórias questionando acidentes com a rede de distribuição, cobrança indevida, falha no fornecimento, morte por descarga elétrica (eletroplessão) ou questionamento de fraude.

Além dos processos provisionados, existem outros processos cíveis cuja possibilidade de perda, em 30 de junho de 2024, é avaliada como possível pela Administração, no montante de R\$ 505.922 (R\$ 393.275 em 31 de dezembro de 2023), sendo R\$ 476.495 referente a ações relacionadas a quebra de contrato, regulatório e falha de fornecimento.

Os processos mais relevantes referem-se ao: (i) processo nº 0026675-52.2013.8.14.0301 relacionado a ação indenizatória coletiva movida pela *Cred New* Recuperação de Ativos e Serviços Ltda. por quebra de contrato, no montante de R\$ 192.792 (R\$ 192.792 em 31 de dezembro de 2023); e (ii) processo nº 0031306-39.2012.4.01.3900 relacionado a ação civil pública movida pelo Ministério Público Federal, em face da Equatorial Pará, ANEEL e Rede Energia, requerendo a anulação da resolução normativa 3.371/2012 e por consequência determinado a compensação aos consumidores no montante de R\$ 88.000 (R\$ 88.000 em 31 de dezembro de 2023).

### **b) Fiscais**

A Companhia figura como ré em 192 processos fiscais em 30 de junho de 2024 (182 processos em 31 de dezembro de 2023) os quais versam sobre repasse de PIS, COFINS, ICMS, taxa de uso de ocupação do solo, dentre outros assuntos relativos a lançamentos e autuações fiscais.

Existem processos fiscais cuja possibilidade de perda em 30 de junho de 2024 avaliada pela Administração, com base na análise da gerência jurídica da Companhia com subsídio das atualizações processuais fornecidas por seus assessores legais externos, como possível, no montante de R\$ 23 (R\$ 23 em 31 de dezembro de 2023) para as quais não foi constituída provisão.

### **c) Trabalhistas**

O passivo trabalhista em 30 de junho de 2024 é composto por 929 reclamações ajuizadas (829 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.

Dentre as provisões constituídas para processos com expectativa de perda provável de 36.986 (R\$ 37.799 em 31 de dezembro de 2023), os processos mais relevantes destacam-se as:

Ações movidas por ex-empregados contra a Companhia, envolvendo a cobrança de horas-extras, adicional de periculosidade, plano de cargos e salários, verbas rescisórias, desligamento voluntário, diferença salarial, cujo montante provisionado é de R\$ 16.516 (R\$ 17.954 em 31 de dezembro de 2023).



# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

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 outras contingências trabalhistas cuja possibilidade de perda, em 30 de junho de 2024, é avaliada pela Administração, com base na avaliação da gerência jurídica, como possíveis, no montante de 64.784 (R\$ 53.874 em 31 de dezembro de 2023).

## 17 Valores a pagar de acordo com plano de recuperação judicial

Em 1º de dezembro de 2014, o Juiz da 13ª Vara Civil de Belém decretou, com fundamento no que dispõe os Arts. 61 e 63 da Lei nº 11.102/05, após manifestação do Administrador Judicial e do Ministério Público, encerrada a recuperação judicial da Companhia. Esta sentença encerra a fase de acompanhamento judicial do cumprimento do plano e retira as restrições legais da recuperação. O plano de recuperação negociado e aprovado pelos credores durante o processo permanece inteiramente válido e exigível, o que significa que as condições especiais para as dívidas que foram pactuadas continuam em vigor. Essas obrigações só se encerram com seu cumprimento integral.

A decisão de encerramento está produzindo efeitos normalmente, mas ainda não transitou em julgado por ter sido alvo de duas apelações, movidas pelos credores Petróleo Brasileiro S/A e Pine S/A. Em novembro de 2017, a Companhia firmou acordo com o Banco Pine, que culminou com a desistência de sua apelação a sentença de encerramento. A outra apelação versa exclusivamente sobre pagamento de juros e correção no cumprimento das obrigações do plano.

Em função da matéria, acredita-se que as chances de êxito deste recurso são remotas, o que é respaldado em *Legal Opinion* do escritório que conduz o processo. Espera-se que a matéria será apreciada em um cenário de 24 a 36 meses, quando então o encerramento da recuperação judicial estará devidamente transitado em julgado.

### 17.1 Composição

	<u>30/06/2024</u>	<u>31/12/2023</u>
<b>Circulante</b>		
Outras concessionárias	5.695	5.695
Credores financeiros (a)	30.477	30.560
Partes relacionadas	58.635	38.614
Total circulante	<u>94.807</u>	<u>74.869</u>
<b>Não circulante</b>		
Outras concessionárias	83.853	83.853
Credores financeiros (a)	334.363	344.819
Partes relacionadas	783.111	782.436
(-) Ajuste a valor presente (b)	(195.001)	(205.409)
Total não circulante	<u>1.006.326</u>	<u>1.005.699</u>
<b>Total</b>	<u><u>1.101.133</u></u>	<u><u>1.080.568</u></u>

(a) Grupo de credores dentre os quais estão: (i) instituições financeiras públicas ou privadas; (ii) titulares de créditos decorrentes de operações financeiras ou bancárias, inclusive, mas sem se limitar a *Bonds* e créditos decorrentes de operações de derivativos, com ou sem vinculação de recebíveis; e

(b) Em 30 de junho de 2024, o saldo é composto por: R\$ 39.933 de empréstimos e financiamentos, R\$ 15.503 de outras concessionárias e R\$ 139.565 de partes relacionadas (R\$ 42.320 de empréstimos e financiamentos, R\$ 16.260 de outras concessionárias e R\$ 146.828 de partes relacionadas em 31 de dezembro de 2023).

## Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

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

### 17.2 Cronograma de amortização

O cronograma de pagamento das parcelas relativas aos valores a pagar de acordos com plano de recuperação judicial é o seguinte:

Vencimento	30/06/2024	
	Valor	%
Circulante	<u>94.807</u>	<u>9%</u>
2025	13.728	1%
2026	27.076	2%
2027	66.697	6%
2028	90.682	8%
Até 2034	<u>1.003.144</u>	<u>92%</u>
Subtotal	<u>1.201.327</u>	<u>109%</u>
(-) Ajuste a valor presente (não circulante)	<u>(195.001)</u>	<u>(18%)</u>
Não circulante	<u>1.006.326</u>	<u>91%</u>
<b>Total</b>	<u><u>1.101.133</u></u>	<u><u>100%</u></u>

### 17.3 Movimentação dos valores a pagar de acordo com plano de recuperação judicial

	Saldo em 31/12/2023	Juros e encargos	Variação monetária	Amortização	Juros pagos	AVP	Saldo em 30/06/2024
Outras concessionárias	73.288	2.507	-	-	(2.507)	757	74.045
Partes relacionadas – nota explicativa nº 8	674.221	20.844	1.243	(567)	(823)	7.263	702.181
Credores financeiros	333.059	5.492	2.703	(13.160)	(5.575)	2.388	324.907
Total	<u>1.080.568</u>	<u>28.843</u>	<u>3.946</u>	<u>(13.727)</u>	<u>(8.905)</u>	<u>10.408</u>	<u>1.101.133</u>

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

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

## 18 Patrimônio líquido

### 18.1 Capital social

O capital social subscrito e integralizado no período findo em 30 de junho de 2024 é de R\$ 1.624.459 (R\$ 1.624.459 em 31 de dezembro de 2023) e o capital autorizado é de R\$ 2.500.000 (R\$ 2.500.000 em 31 de dezembro de 2023), sem valor nominal, e sua composição por classe de ações e principais acionistas está demonstrada conforme a seguir:

Acionistas	Ações ordinárias	Ações preferenciais nominativas Classe A	Ações preferenciais nominativas Classe B	Ações preferenciais nominativas Classe C	Total	%
Equatorial Energia Distribuição S.A.	2.131.276.838	346.012	2	115.903	2.131.738.755	96,50%
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras	20.664.721	121.339	1.074.634	-	21.860.694	0,99%
Outros (minoritários)	52.679.010	1.699.465	10.737	1.085.346	55.474.558	2,51%
Total	2.204.620.569	2.166.816	1.085.373	1.201.249	2.209.074.007	100%

Dentro do limite do capital autorizado, o Conselho de Administração será competente para deliberar sobre a emissão de ações, debêntures simples, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição, estabelecendo se o aumento se dará por subscrição pública ou particular, as condições de integralização e o preço da emissão, podendo, ainda, excluir o direito de preferência ou reduzir o prazo para exercício nas emissões cuja colocação seja feita mediante venda em bolsa ou por subscrição pública, ou em oferta pública de aquisição de controle, nos termos estabelecidos do art.172 da lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

As ações preferenciais, com exceção das emitidas até 31 de dezembro de 1996, não são conversíveis em ações ordinárias, gozando de prioridade de reembolso de capital, pelo valor de patrimônio líquido, no caso de liquidação da Companhia, tendo prioridade no recebimento de dividendos mínimos de 6% (seis por cento) a.a. para as de classe "A" e 10% (dez por cento) a.a. para as de classe "B", calculados sobre o seu valor patrimonial antes da apropriação do resultado do exercício a que se referir o dividendo. Não há outros direitos, restrições na distribuição de dividendos ou em reembolso de capital. As ações preferenciais classe C terão direito a dividendo mínimo de 3% (três por cento) a.a. sobre o valor do capital representado por essa classe de ações.

### 18.2 Reserva de reavaliação

Procedimento admitido pela Lei das Sociedades por Ações (Lei 6.404/76) até 1º de janeiro de 2008, pelo qual a Companhia decidiu adotar a reavaliação dos bens componentes do ativo imobilizado a valores de mercado, obedecendo os dispositivos legais pertinentes. As diferenças entre valores de mercado e valores contábeis deram origem ao saldo credor da reserva de reavaliação no patrimônio líquido. A movimentação da reserva de reavaliação está conforme demonstrada a seguir:

	31/12/2023	Quota de reavaliação	Amortização	30/06/2024
Reserva de reavaliação	47.161	(6.836)	-	40.325
Encargo tributário	(11.480)	-	2.325	(9.155)
Total	35.681	(6.836)	2.325	31.170

## Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação

Período findo em 30 de junho de 2024

(Valores expressos em milhares de reais)

### 18.3 Planos de opção de compra de ações

A Companhia instituiu Planos de Opção de Compra de 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 do 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 21.4 – Planos de opção de compra de ações, das demonstrações contábeis individuais e consolidadas de 31 de dezembro de 2023.

#### 18.3.1 Forma de determinação da volatilidade esperada

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

	Número de opções		Valor justo ponderado do preço do período	
	30/06/2024	30/06/2024	31/12/2023	31/12/2023
Em opções				
Existentes em 1º de janeiro	4.438.200	-	4.038.200	-
Outorgadas durante o período	-	-	400.000	26,38
Encerrados ao fim do período/exercício 1ª Outorga	(3.220.000)	-	-	-
Encerramento ao fim do período 1ª Outorga	-	-	3.220.000	18,62
Encerramento ao fim do período 3ª Outorga	548.200	23,90	548.200	23,89
Encerramento ao fim do período 4ª Outorga	210.000	23,00	210.000	23,28
Encerramento ao fim do período 5ª Outorga	60.000	23,27	60.000	23,27
Encerramento ao fim do período 6ª Outorga	400.000	26,04	400.000	26,38
<b>Total existentes ao fim do período</b>	<b>1.218.200</b>	<b>-</b>	<b>4.438.200</b>	<b>-</b>

A despesa reconhecida no período findo em 30 de junho de 2024 foi de R\$ 2.153 (R\$ 5.652 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 houve o encerramento da 1ª outorga referente a 3.220.000 ações outorgadas existentes em 31 de dezembro de 2023.

#### 18.3.2 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 Opções		Valor justo ponderado do preço	
	30/06/2024	30/06/2024	31/12/2023	31/12/2023
Em opções				
Existentes em 1º de janeiro	340.000	33,35	415.000	24,77
Cancelamento durante o período	-	-	(75.000)	-
Existentes ao fim do período	340.000	34,25	340.000	33,35

## Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

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 de R\$ 1.307 (R\$ 2.730 em 30 de junho de 2023) e refere-se ao valor justo ponderado do preço que é avaliado em cada data-base.

Ressalta-se que este plano de opção é classificado como instrumento financeiro passivo liquidável em caixa. As quantidades acima podem variar conforme a performance e serem multiplicadas por um percentual entre 90 e 110%.

O plano de “*Phantom shares*” está atrelado ao percentual efetivo da quantidade de ações que os beneficiários terão direito de receber pelo plano, que depende da Taxa Interna de Retorno (TIR) obtida no projeto, ao qual suas metas de *performance* estão vinculadas.

### 18.3.3 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 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	311.475	33,28	311.475	33,28
Cancelamento durante o período (a)	(15.241)	-	-	-
Existentes ao fim do período	296.234	34,25	311.475	33,28

(a) Trata-se de transferências das ações entre partes relacionadas, sendo as entidades membro do mesmo grupo econômico Equatorial Maranhão, Equatorial Pará, Equatorial Alagoas, Equatorial Piauí, CEEE-D, Equatorial Goiás, Equatorial Serviços, CEA, CSA, Echo Energia e Equatorial Controladora.

Reconhecida reversão dos valores previamente provisionados para o plano de “*Phantom shares*” no período findo em 30 de junho de 2024 foi de R\$ 1.407 negativos (R\$ 0 em 30 de junho de 2023) e refere-se ao valor justo ponderado do preço que é avaliado em cada data-base.

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

As quantidades acima podem variar conforme a performance e serem multiplicadas por um percentual entre 0% (zero por cento) e 150% (cento e cinquenta por cento) da Quantidade Alvo.

### 18.4 Lucro por ação

Conforme requerido pelo CPC 41 e IAS 33 (*Earnings per Share*), a tabela a seguir reconcilia o lucro líquido do período com os montantes usados para calcular o lucro por ação básico e diluído.

	30/06/2024				
	Ações ordinárias	Ações preferenciais nominativas A	Ações preferenciais nominativas B	Ações preferenciais nominativas C	Total
<b>Numerador</b>					
Lucro líquido do período	912.049	896	449	497	913.891
<b>Denominador</b>					
Média ponderada por classe de ações	2.204.621	2.167	1.085	1.201	2.209.074
Lucro básico e diluído por ação	0,41370	0,41347	0,41382	0,41382	0,41370

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação

Período findo em 30 de junho de 2024

(Valores expressos em milhares de reais)

	30/06/2023				Total
	Ações ordinárias	Ações preferenciais nominativas A	Ações preferenciais nominativas B	Ações preferenciais nominativas C	
<b>Numerador</b>					
Lucro líquido do período	942.325	926	464	513	944.228
<b>Denominador</b>					
Média ponderada por classe de ações	2.204.621	2.167	1.085	1.201	2.209.074
Lucro básico e diluído por ação	<u>0,42743</u>	<u>0,42732</u>	<u>0,42765</u>	<u>0,42714</u>	<u>0,42743</u>

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.

## 19 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 (a)	2.158.361	4.262.862	1.946.522	3.627.527
Remuneração financeira WACC	248.936	472.770	85.951	279.505
Valores a receber/devolver de parcela A e outros itens financeiros (b)	(64.231)	(152.020)	171.753	378.868
Subvenção CDE – Outros	162.032	301.892	131.864	246.259
<b>Fornecimento de energia elétrica</b>	<u>2.505.098</u>	<u>4.885.504</u>	2.336.090	4.532.159
Suprimento de energia elétrica (c)	8.502	9.255	3.437	16.073
Receita pela disponibilidade – uso da rede	148.672	283.404	96.805	217.637
Receita de construção	563.301	1.083.978	477.697	1.092.161
Atualização do ativo financeiro (d)	108.587	209.419	82.859	54.256
Outras receitas	76.543	148.431	65.417	119.999
<b>Receita operacional bruta</b>	<u>3.410.703</u>	<u>6.619.991</u>	3.062.305	6.032.285
<b>Deduções da receita</b>				
ICMS sobre venda de energia elétrica (e)	(457.485)	(895.529)	(335.532)	(626.994)
PIS e COFINS	(193.627)	(387.803)	(163.966)	(356.095)
Encargos do consumidor	(21.237)	(40.395)	(19.614)	(38.453)
ISS	(362)	(783)	(398)	(762)
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	(152.761)	(305.522)	(124.365)	(249.109)
Penalidades DIF/FIC e outras	(8.348)	(18.647)	(8.500)	(16.986)
<b>Deduções da receita operacional</b>	<u>(833.820)</u>	<u>(1.648.679)</u>	(652.375)	(1.288.399)
<b>Receita operacional líquida</b>	<u>2.576.883</u>	<u>4.971.312</u>	2.409.930	4.743.886

- (a) A variação se deve principalmente pelo aumento no número de consumidores e, conseqüentemente, na distribuição de energia injetada no período;
- (b) A variação negativa de R\$ 530.888 dos ativos e passivos regulatórios deve-se principalmente por: (i) a variação negativa entre os valores amortizados do último reajuste no montante de R\$ 445.453 em relação ao período anterior; (ii) efeito negativo da CVA da Bandeira Faturada em R\$ 310 em relação ao período anterior; (iii) variação positiva pelo reconhecimento de despesa na tarifa dos recursos recebidos a título de repasse da Conta-Covid no montante de R\$ 1.022; (iv) previsão dos custos de energia e encargos concedido pela ANEEL no reajuste foram superiores aos custos efetivamente pagos, diferente do ocorrido no período anterior, gerando variação negativa de Parcela A de R\$ 63.680 e; (v) variação negativa entre os valores da receita de ultrapassagem da demanda e reativo excedente pertencente a distribuidora no montante de R\$ 22.468;
- (c) A receita de suprimento de energia elétrica foi menor em comparação com o período de 01 de janeiro a 30 de junho de 2023, devido ao aumento do consumo, houve uma diminuição da disponibilidade de suprimento para a venda no mercado de curto prazo da CCEE;
- (d) O considerável número de obras encerradas que impactaram o saldo a ser transferido/bifurcado para o ativo financeiro e sua conseqüente atualização cujo índice de inflação adotado (IPCA) acumulou variação positiva no período comparativo de R\$ 155.163; e
- (e) A variação se deve principalmente pelo aumento na receita de fornecimento, resultando em contrapartida no aumento proporcional do ICMS. Ademais, a partir de 16 de março de 2023, a alíquota do ICMS Energia, passou de 17% para 19%, conforme Lei Estadual nº 9.755/2022.

## Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação

Período findo em 30 de junho de 2024

(Valores expressos em milhares de reais)

### 20 Custos 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	Despesa com vendas	Despesas administrativas	PECLD	Total	Custo do serviço de energia elétrica	Despesa com vendas	Despesas administrativas	PECLD	Total
Pessoal	(9.848)	(12.523)	(26.629)	-	(49.000)	(23.914)	(19.936)	(52.993)	-	(96.843)
Material	(453)	(3.899)	579	-	(3.773)	(2.123)	(7.769)	1.143	-	(8.749)
Serviços de terceiros	(64.599)	(63.843)	(9.930)	-	(138.372)	(144.360)	(108.591)	(16.184)	-	(269.135)
Energia elétrica comprada para revenda (a)	(946.141)	-	-	-	(946.141)	(1.812.782)	-	-	-	(1.812.782)
Custo de construção (b)	(563.301)	-	-	-	(563.301)	(1.083.978)	-	-	-	(1.083.978)
PECLD do contas a receber de clientes	-	-	-	(48.333)	(48.333)	-	-	-	(105.265)	(105.265)
Provisão para riscos judiciais	-	-	(2.696)	-	(2.696)	-	-	(7.628)	-	(7.628)
Amortização	(110.063)	-	(10.585)	-	(120.648)	(214.715)	-	(21.423)	-	(236.138)
Arrendamentos e aluguéis	(1.201)	(2.129)	238	-	(3,092)	(1.201)	(2.129)	238	-	(3,092)
Subvenção CCC	3.649	-	-	-	3.649	9.581	-	-	-	9.581
Outros	1.129	550	1.466	(54)	3.091	956	1.529	(480)	123	2.128
<b>Total</b>	<b>(1.690.828)</b>	<b>(81.844)</b>	<b>(47.557)</b>	<b>(48.387)</b>	<b>(1.868.616)</b>	<b>(3.272.536)</b>	<b>(136.896)</b>	<b>(97.327)</b>	<b>(105.142)</b>	<b>(3.611.901)</b>

	01/04/2023 a 30/06/2023					01/01/2023 a 30/06/2023				
	Custo do serviço de energia elétrica	Despesa com vendas	Despesas administrativas	PECLD	Total	Custo do serviço de energia elétrica	Despesa com vendas	Despesas administrativas	PECLD	Total
Pessoal	(13.376)	(6.659)	(25.024)	-	(45.059)	(26.965)	(13.213)	(52.759)	-	(92.937)
Material	(2.244)	(2.712)	1.372	-	(3.584)	(6.540)	(5.082)	1.475	-	(10.147)
Serviços de terceiros	(78.574)	(42.478)	33.746	-	(87.306)	(145.914)	(84.106)	41.535	-	(188.485)
Energia elétrica comprada para revenda (a)	(872.447)	-	-	-	(872.447)	(1.725.753)	-	-	-	(1.725.753)
Custo de construção (b)	(477.697)	-	-	-	(477.697)	(1.092.161)	-	-	-	(1.092.161)
PECLD do contas a receber de clientes	-	-	-	(23.171)	(23.171)	-	-	-	(55.033)	(55.033)
Provisão para riscos judiciais	-	-	(5.856)	-	(5.856)	-	-	(11.486)	-	(11.486)
Amortização	(93.666)	-	(11.016)	-	(104.682)	(198.164)	-	(21.413)	-	(219.577)
Subvenção CCC	2.499	-	-	-	2.499	(2.269)	-	-	-	(2,269)
Outros	(262)	(2.386)	2.426	(2,468)	(2,690)	(601)	(2,525)	1,033	(2,467)	(4,560)
<b>Total</b>	<b>(1.535.767)</b>	<b>(54.235)</b>	<b>(4.352)</b>	<b>(25.639)</b>	<b>(1.619.993)</b>	<b>(3.198.367)</b>	<b>(104.926)</b>	<b>(41.615)</b>	<b>(57.500)</b>	<b>(3.402.408)</b>

(a) Para maior detalhamento, vide a abertura dos custos da energia elétrica comprada para revenda, conforme nota explicativa nº 21 – Energia elétrica comprada para revenda; e

(b) A Companhia reconhece o custo 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;

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

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

## 20.1 Outras despesas operacionais, líquidas

	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	-	-	(21.304)	-
Reversão de provisão para perda de estoque (a)	698	5.305	-	113.722
Outras receitas operacionais	410	1.200	1.772	2.138
<b>Total de outras receitas operacionais</b>	<b>1.108</b>	<b>6.505</b>	<b>(19.532)</b>	<b>115.860</b>
<b>Outras despesas operacionais</b>				
Perdas pela desativação de bens e direitos	(27.104)	(40.463)	19.610	(87.518)
Indenização por danos a terceiros	(544)	(1.308)	(520)	(936)
Provisão para perda de estoque (a)	(3.980)	(9.077)	(33.124)	(33.124)
Baixa de recebíveis incobráveis	(10.856)	(21.066)	(15.047)	(15.047)
Outras despesas operacionais	(3.556)	(8.956)	(2.099)	(4.949)
<b>Total de outras despesas operacionais</b>	<b>(46.040)</b>	<b>(80.870)</b>	<b>(31.180)</b>	<b>(141.574)</b>
<b>Total outras despesas operacionais, líquidas</b>	<b>(44.932)</b>	<b>(74.365)</b>	<b>(50.712)</b>	<b>(25.714)</b>

- (a) No exercício de 2022 a Companhia reconheceu uma provisão que tinha como objetivo absorver uma futura perda dos custos de materiais ou serviços nas obras para resultado, entretanto, em 2023, em função do processo de Revisão Tarifária todas as obras energizadas foram devidamente encerradas fisicamente, conciliadas e capitalizadas contabilmente. O resultado dessa conciliação resultou em sobras contábeis, logo reconhecidas como perdas e, conseqüentemente, a provisão foi revertida. Este processo foi finalizado em 2023, não impactando os saldos de 2024, motivo pelo qual, os montantes reconhecidos no período atual são menores em relação ao mesmo período do ano anterior.



## Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação

Período findo em 30 de junho de 2024

(Valores expressos em milhares de reais)

### 21 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	2.638	(551.865)	5.000	(1.030.022)	2.345	(474.999)	4.608	(950.973)
Contratos Eletronuclear	81	(27.929)	161	(54.313)	81	(26.746)	162	(53.141)
Contratos cotas de garantias	367	(68.401)	714	(131.074)	408	(72.099)	791	(137.873)
Encargo de Serviço do Sistema – ESS/Energia reserva	-	(69.076)	-	(137.827)	-	(71.610)	-	(141.614)
Energia bilateral	56	(22.615)	112	(46.235)	56	(24.139)	112	(48.338)
Energia de curto prazo – CCEE (a)	-	(36.692)	-	(76.822)	-	(49.369)	-	(99.223)
Programa incentivo fontes alternativas energia – PROINFA	43	(22.138)	85	(44.275)	83	(23.627)	83	(47.255)
(-) Parcela a compensar crédito PIS/COFINS não cumulativo (b)	-	90.986	-	183.143	-	87.085	-	174.630
Outros custos	-	(8.072)	-	(13.791)	(41)	-	-	-
<b>Subtotal</b>	<b>3.185</b>	<b>(715.802)</b>	<b>6.072</b>	<b>(1.351.216)</b>	<b>2.932</b>	<b>(655.504)</b>	<b>5.756</b>	<b>(1.303.787)</b>
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição (c)	-	(230.339)	-	(461.566)	-	(216.943)	-	(421.966)
<b>Total</b>	<b>3.185</b>	<b>(946.141)</b>	<b>6.072</b>	<b>(1.812.782)</b>	<b>2.932</b>	<b>(872.447)</b>	<b>5.756</b>	<b>(1.725.753)</b>

(a) A energia de curto prazo apresentou uma variação positiva de R\$ 22.401, no período findo em 30 de junho de 2024 em virtude da redução da despesa do efeito da contratação por disponibilidade e efeito de contratação de cotas de garantia física em relação ao período findo de 30 de junho de 2023;

(b) Saldo decorre do diferimento do crédito do PIS/COFINS sobre a CVA realizado pela companhia (regime caixa); e

(c) Contempla os custos com encargos de uso e conexão do sistema de transmissão, os quais possuem tarifas ajustadas pela resolução Receita Anual Permitida (RAP). As tarifas vigentes foram aprovadas na Resolução Homologatória nº 3.217 de 04 de julho de 2023, com vigência a partir de julho/2023 até junho/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.

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação

Período findo em 30 de junho de 2024

(Valores expressos em milhares de reais)

## 22 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 (a)	46.894	81.735	49.176	101.911
Valores a receber/devolver parcela A	12.166	24.098	26.118	53.529
Operações com instrumentos financeiros derivativos (b)	127.694	138.681	61.229	61.229
Acréscimo moratório de energia vendida	33.157	66.795	29.111	54.488
Receita financeira de AVP	4.975	13.788	13.213	29.668
PIS/COFINS sobre receita financeira	(4.773)	(8.850)	(5.500)	(11.807)
Variação monetária e cambial da dívida (c)	-	3.532	99.034	117.495
Reversão de atualização de contingências	-	-	2.702	2.907
Juros de mora sobre PECLD	-	-	(928)	(1.850)
Outras receitas financeiras	16.011	23.288	11.409	25.075
<b>Total de receitas financeiras</b>	<b>236.124</b>	<b>343.067</b>	<b>285.564</b>	<b>432.645</b>
<b>Despesas financeiras</b>				
Encargos da dívida (d)	(84.597)	(167.554)	(106.147)	(215.928)
Operações com instrumentos financeiros derivativos (b)	(35.713)	(35.713)	(153.762)	(214.160)
Valores a receber/devolver parcela A	(16.323)	(31.612)	(13.855)	(23.472)
Variação monetária e cambial da dívida (c)	(141.128)	(209.192)	(63.953)	(109.909)
Despesa financeira de AVP	(8.403)	(13.607)	(13.229)	(18.443)
Atualização de contingências	(2.048)	(5.757)	-	-
Multas	(22)	(55)	(30)	(41)
Juros, multas s/ operação de energia	(4)	(26)	(450)	(545)
Descontos concedidos	(12.208)	(26.945)	(33.657)	(41.249)
Encargos com partes relacionadas	(409)	(825)	(133)	(868)
Juros de mora sobre PECLD	(711)	(1.697)	-	-
Outras despesas financeiras	(12.533)	(25.173)	(10.112)	(21.088)
<b>Total de despesas financeiras</b>	<b>(314.099)</b>	<b>(518.156)</b>	<b>(395.328)</b>	<b>(645.703)</b>
<b>Resultado financeiro líquido</b>	<b>(77.975)</b>	<b>(175.089)</b>	<b>(109.764)</b>	<b>(213.058)</b>

- (a) A redução nos rendimentos financeiros, deu-se principalmente em função da queda do CDI, que acumulado até junho 2023, fechou em 6,50% e acumulado até junho 2024, fechou em 5,22%;
- (b) Refere-se à contratação de operação de swap, designada como hedge de fluxo de caixa, que troca Dólar+spread por CDI+spread, onde 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;
- (c) O principal efeito foi originado pela variação cambial, que gerou despesa 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; e
- (d) O principal impacto na redução dos encargos da dívida foi devido à queda do CDI, indexador com 41,4% de participação na dívida, que passou de 6,50%, acumulado até 30 de junho de 2023, para 5,22%, acumulado até 30 de junho de 2024.

## Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

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

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

#### 23.1 Características do plano de aposentadoria

O saldo de benefício pós-emprego está constituído conforme a seguir demonstrado:

	<u>30/06/2024</u>	<u>31/12/2023</u>
<b>Ativo:</b>		
Equatorial CD	7.650	7.252
CELPA OP	1.062	1.013
<b>Total ativo não circulante</b>	<u>8.712</u>	<u>8.265</u>
<b>Passivo:</b>		
Resolução nº 10/1989	1.493	1.336
<b>Total passivo circulante</b>	<u>1.493</u>	<u>1.336</u>
CELPA R	5.203	5.272
Resolução nº 10/1989	16.782	15.847
Planos de Saúde	59.114	57.447
<b>Total passivo não circulante</b>	<u>81.099</u>	<u>78.566</u>
<b>Total passivo</b>	<u>82.592</u>	<u>79.902</u>

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

### 24 Instrumentos financeiros

#### 24.1 Considerações gerais

A Companhia efetuou análise dos instrumentos financeiros, que incluem caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, contas a receber de clientes, sub-rogação da CCC, ativos financeiros da concessão, fornecedores, empréstimos e financiamentos, valores a receber (devolver) parcela A e outros itens financeiros, debêntures e 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 e 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 13.4 *Covenants* dos empréstimos e financiamentos e 14.4 *Covenants* das debêntures.

#### 24.2 Política de utilização de derivativos

A Companhia poderá utilizar-se de operações com derivativos, 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 31 de dezembro de 2023 a Companhia possuía operações de instrumentos financeiros derivativos contratados.

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação

Período findo em 30 de junho de 2024

(Valores expressos em milhares de reais)

## 24.3 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 período findo em 30 de junho de 2024, conforme descrito no item a seguir.

### a) 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 incluídos 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 depósitos bancários à vista	-	Custo amortizado	89.539	89.539	45.945	45.945
Equivalentes de caixa	2	Valor justo por meio do resultado	97.465	97.465	296.154	296.154
Aplicações financeiras	2	Valor justo por meio do resultado	1.805.719	1.805.719	967.893	967.893
Contas a receber de clientes	-	Custo amortizado	2.350.643	2.350.643	2.328.099	2.328.099
Sub-rogação da CCC – valores aplicados	-	Custo amortizado	402.238	402.238	20.444	20.444
Instrumentos financeiros derivativos	2	Financeiro ao valor justo	9.572	9.572	-	-
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	-	Custo amortizado	3.273	3.273	20.234	20.234
Ativo financeiro de concessão	2	Valor justo por meio do resultado	7.110.742	7.110.742	6.572.654	6.572.654
Total do ativo			<u>11.869.191</u>	<u>11.869.191</u>	<u>10.251.423</u>	<u>10.251.423</u>

Passivo	Níveis	Categoria dos instrumentos financeiros	30/06/2024		31/12/2023	
			Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Fornecedor	-	Custo amortizado	924.190	924.190	1.064.062	1.064.062
Fornecedor - risco sacado	-	Custo amortizado	138.840	138.840	154.323	154.323
Empréstimos e financiamentos	-	Custo amortizado	3.515.873	3.525.871	3.476.338	3.491.841
Debêntures	-	Custo amortizado	1.364.876	1.377.660	1.405.913	1.389.836
Valores a pagar de acordo com o plano de recuperação judicial	-	Custo amortizado	1.101.133	1.296.134	1.080.568	1.285.977
Passivo de arrendamento	-	Custo amortizado	19.044	19.044	21.303	21.303
Instrumentos financeiros derivativos	2	Valor justo por meio do resultado	-	-	129.781	129.781
Valores a pagar de parcela A e outros itens financeiros	-	Custo amortizado	255.842	255.842	78.871	78.871
Total do passivo			<u>7.319.798</u>	<u>7.537.581</u>	<u>7.411.159</u>	<u>7.615.994</u>

**Caixa e equivalentes de caixa** - são classificados como custo amortizado e estão registrados pelos seus valores originais (custo amortizado). Para equivalentes de caixa, são classificados como de valor justo por meio do resultado. Nível 2 na hierarquia de valor justo.

## Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação

Período findo em 30 de junho de 2024

(Valores expressos em milhares de reais)

**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.

**Sub-rogação da CCC - valores aplicados:** são classificados como custo amortizado e estão contabilizados pelos seus valores amortizados, possuem o propósito de financiar o subsídio da interligação de municípios isolados ao SIN.

**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** - decorrem diretamente da operação da Companhia e são classificados como passivo ao custo amortizado.

**Fornecedores - risco sacado** - decorrem de transações entre a Companhia e seus fornecedores de materiais e serviços 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 e estão contabilizados pelo seu valor amortizado. Para fins de divulgação, as debêntures tiveram seus valores de mercado calculados com base em taxas de mercado, divulgadas pela B3 e ANBIMA.

**Valores a pagar de acordos com plano de recuperação judicial** - decorrente do plano de recuperação judicial da Companhia que são classificados como passivo ao custo amortizado.

**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.

**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 *swaps*, a determinação do valor de mercado foi realizada utilizando as informações de mercado disponíveis. Nível 2 na hierarquia de valor justo.

## Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação

Período findo em 30 de junho de 2024

(Valores expressos em milhares de reais)

### 24.4 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
Scotiabank	25/11/2022	25/11/2025	186.237	1.000.000	Bullet	Câmbio	Semestral	US\$ + 5,67% a.a./CDI + 1,35% a.a.	1.036.937	(1.028.024)	8.913	914.752	(1.035.602)	(120.850)
Scotiabank	25/11/2022	25/11/2025	13.763	73.900	Bullet	Câmbio	Semestral	US\$ + 5,67% a.a./CDI + 1,35% a.a.	76.630	(75.971)	659	67.600	(76.531)	(8.931)
<b>Total</b>									<b>1.113.567</b>	<b>(1.103.995)</b>	<b>9.572</b>	<b>982.352</b>	<b>(1.112.133)</b>	<b>(129.781)</b>
								Ativo circulante			46			-
								Ativo não circulante			9.526			-
								Passivo circulante			-			(650)
								Passivo não circulante			-			(129.131)
								<b>Efeito líquido total</b>			<b>9.572</b>			<b>(129.781)</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*, na Companhia, foram os seguintes:

Risco Cambial	Rubrica no balanço patrimonial em que instrumento de <i>hedge</i> está incluído	Valor contábil							
		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>Swap Hedge</i> para empréstimos em moeda estrangeira	Instrumentos financeiros derivativos	1.073.900	9.572	1.073.900	(129.781)	(672)	(36.665)		

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

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

## 24.5 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 anterior, findo em 31 de dezembro de 2023.

## 25 Demonstrações dos fluxos de caixa

### 25.1 Transações não envolvendo 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>	
Transferências entre ativo contratual e intangível (a)	128.986
Transferências entre ativo financeiro e ativo contratual (a)	341.318
Adição de ativo contratual em contrapartida de fornecedor (b)	28.795
Adição de ativo contratual em contrapartida de obrigações sociais e trabalhistas (b)	35.546
Compensação do saldo de encargos setoriais com serviços pedidos	12.530
<b>Total de atividades de investimento</b>	<b>547.175</b>
<b>Atividades de financiamento</b>	
Capitalização de juros de empréstimos (c)	23.453
Hedge accounting de fluxo de caixa (d)	672
Dividendos adicionais distribuídos 2023	1.260.206
Reconhecimento de ativo e passivo de arrendamento	225
<b>Total de atividades de financiamento</b>	<b>1.284.556</b>
<b>Total</b>	<b>1.831.731</b>

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

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

- (a) Correspondem às transferências (bifurcação) de ativos de contrato para o intangível em serviço e ativo financeiro da concessão;
- (b) Referem-se as adições de ativos de contratos em contrapartida de fornecedores e obrigações trabalhistas, mais detalhes na nota explicativa nº 11 - Ativos de contrato;
- (c) Capitalização de juros de empréstimos ligados à aquisição ou construção de ativos qualificáveis registrados no ativo contratual de acordo com as regras do CPC 20 (R1) – Custos de Empréstimos; e
- (d) 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.

## 25.2 Mudanças nos passivos de atividades de financiamento

	31/12/2023	Fluxos de caixa	Pagamento de juros (a)	Novos arrendamentos	Mudanças no valor justo	Outros (b)	30/06/2024
Empréstimos e financiamentos	3.476.338	(161.817)	(82.387)	-	-	283.739	3.515.873
Debêntures	1.405.913	(39.132)	(82.947)	-	-	81.042	1.364.876
Valores a pagar de acordo com plano de recuperação judicial	1.080.568	(13.727)	(8.905)	-	10.408	32.789	1.101.133
Passivos de arrendamento	21.303	(2.484)	(859)	225	-	859	19.044
Dividendos a pagar	419.562	(8)	-	-	-	1.260.206	1.679.760
Instrumentos financeiros derivativos	129.781	-	(35.713)	-	-	(94.068)	-
<b>Totais</b>	<b>6.533.465</b>	<b>(217.168)</b>	<b>(210.811)</b>	<b>225</b>	<b>10.408</b>	<b>1.564.567</b>	<b>7.680.686</b>

- (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, variações monetárias e cambiais líquidas, capitalização de juros e o reconhecimento de dividendos a pagar.

## 26 Compromissos futuros

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

	Vigência	2024	2025	2026	Após 2026 <sup>(*)</sup>
Energia contratada (R\$ Mil)	2024 a 2035	1.539.911	3.301.872	3.458.687	39.189.273
Energia contratada (MWh)	2024 a 2035	6.970.241	13.279.794	13.442.702	133.262.204

(\*) estimado 9 anos após 2026.

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 CCEAR, e foram homologados pela ANEEL.

	Vigência	2024	2025	2026	Após 2026 <sup>(**)</sup>
Arrendamentos e alugueis	2024 a 2028	2.459	4.585	4.461	7.539
Sistemas isolados (R\$ Mil)	2024 a 2027	447.909	166.939	49.711	19.138
Sistemas isolados (MWh)	2024 a 2027	284.814	192.072	53.678	23.704

(\*\*) estimado até a data de interligação ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

## 27 Eventos subsequentes

### Reajuste tarifário

O Reajuste Tarifário Anual (RTA) da Equatorial Pará foi homologado em 06 de agosto de 2024 em reunião de Diretoria da ANEEL. O Efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de -3,56%. O reajuste tarifário a terá efeito com aplicação a partir de 07 de agosto de 2024.



## **Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.**

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação

Período findo em 30 de junho de 2024

(Valores expressos em milhares de reais)

### **Liberação de recurso da 7ª (Sétima) Emissão de Debêntures**

Em 09 de agosto de 2024, ocorreu a liberação de recursos da 7ª Emissão de Debêntures Simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única, no montante de R\$ 1.000.000, com a taxa de CDI + 0,95% 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)

Armando de Souza Nascimento

Marcos Antônio Souza de Almeida

João Alberto da Silva Neto

## **Conselho Fiscal**

### *Titulares*

Cristiane do Amaral Mendonça

Saulo de Tarso Alves de Lara

Paulo Roberto Franceschi

Vanderlei Dominguez da Rosa

Maria Salete Garcia Pinheiro

### *Suplentes*

Eduardo Ramos da Silva

Moacir Gibur

Claudia Luciana Ceccatto de Trotta

Ricardo Bertucci

Adilson Celestino de Lima

## **Comitê de Auditoria Estatutário**

Carlos Augusto Leone Piani  
Coordenador

João Alberto da Silva Neto

Tiago de Almeida Noel

### **Diretoria Executiva**

Márcio Caires Vasconcelos  
Diretor Presidente

Tatiana Queiroga Vasques  
Diretora de Relações com Investidores

Leonardo da Silva Lucas Tavares de Lima  
Diretor

Marcos Antônio Souza de Almeida  
Diretor

Rubens Jose de Figueiredo Briseno  
Diretor

Alexandre Joaquim Santos Cardoso  
Diretor


Ênio Cunha Leal  
Diretor

Bruno Cavalcanti Coelho  
Diretor

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

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:

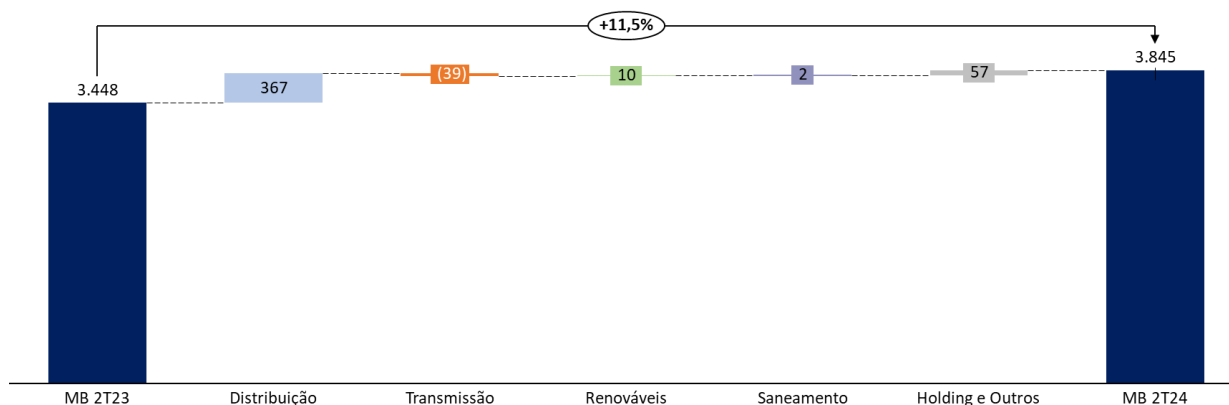
As informações estão apresentadas na forma consolidada e de acordo com os critérios da legislação societária brasileira, a partir de informações financeiras revisadas. As informações financeiras consolidadas apresentadas neste relatório representam 100% do resultado de suas controladas diretas e indiretas 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>
<b>IPCA (12 meses)</b>				<b>4,23%</b>				
<b>IGPM (12 meses)</b>				<b>2,45%</b>				

\*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	-	-	-	-	<b>3</b>
Serviços de Terceiros	22	-	-	-	-	<b>22</b>
<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*

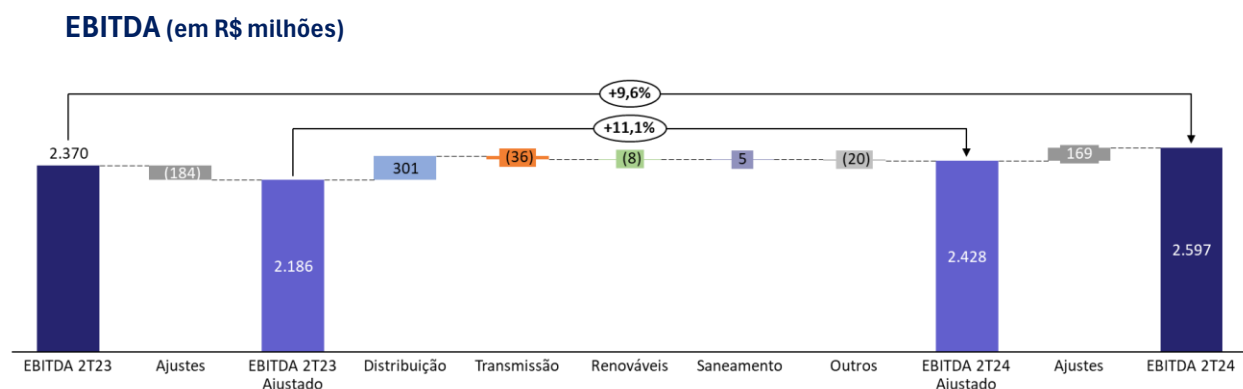
- (i) *Despesas com processo de primarização (Alagoas): Ajuste em função da aquisição de equipamentos de proteção individual e coletiva decorrente do processo de primarização na Equatorial Alagoas.*

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:

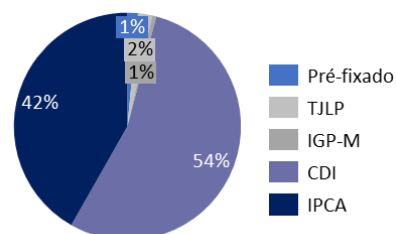
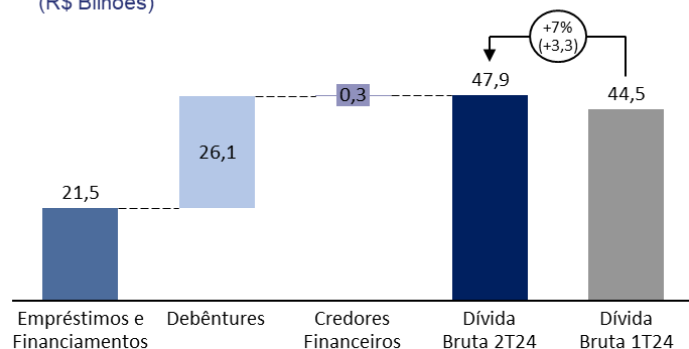
<b>Não Recorrentes</b>	<b>Distribuição</b>	<b>Transmissão</b>	<b>Renováveis</b>	<b>Saneamento</b>	<b>Outros</b>	<b>2T24 Total</b>
Ajustes EBITDA	(58)	-	-	-	-	(58)
Depreciação	(12)	-	-	-	-	(12)
Resultado Financeiro	35	-	-	-	-	35
Impostos	(12)	-	-	-	-	(12)
PPAs	-	-	-	-	(105)	(105)
Ajuste PNs - Não caixa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

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

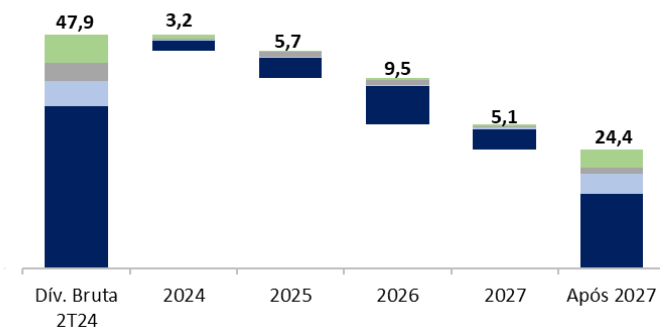
Build-up - Covenants	
Dívida Bruta	47,9
(-) Ajustes Covenants	- 0,7
(-) Disponibilidades	12,6
<b>Dívida Líquida</b>	<b>35,9</b>
<b>EBITDA Covenants</b>	<b>11,1</b>
<b>Dívida líquida / EBITDA</b>	<b>3,2</b>

### Prazo e Custo Médio

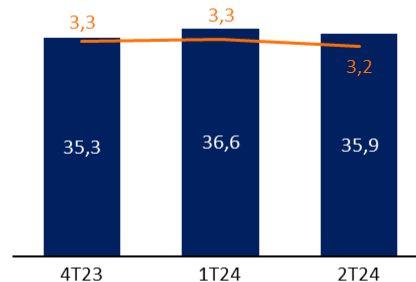
**5,4 anos / 11,36% a.a.**

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	<b>177</b>	<b>128</b>	<b>67</b>	<b>61</b>	<b>146</b>	<b>32</b>	<b>213</b>	<b>824</b>	<b>187</b>	<b>177</b>	<b>92</b>	<b>74</b>	<b>138</b>	<b>33</b>	<b>299</b>	<b>999</b>	<b>21%</b>	
Ajustes	(7)	43	27	4	-	-	75	141	(2)	-	-	(7)	-	-	(15)	(24)	-117%	
PMSO Ajustado	<b>169</b>	<b>171</b>	<b>94</b>	<b>65</b>	<b>146</b>	<b>32</b>	<b>288</b>	<b>965</b>	<b>184</b>	<b>177</b>	<b>92</b>	<b>67</b>	<b>138</b>	<b>33</b>	<b>284</b>	<b>975</b>	<b>1%</b>	
PECLD e perdas	<b>24</b>	<b>41</b>	<b>19</b>	<b>3</b>	<b>30</b>	<b>(2)</b>	<b>21</b>	<b>136</b>	<b>28</b>	<b>59</b>	<b>18</b>	<b>7</b>	<b>42</b>	<b>3</b>	<b>18</b>	<b>174</b>	<b>28%</b>	
% 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	<b>28</b>	<b>47</b>	<b>20</b>	<b>6</b>	<b>47</b>	<b>(9)</b>	<b>210</b>	<b>349</b>	<b>32</b>	<b>62</b>	<b>19</b>	<b>10</b>	<b>51</b>	<b>4</b>	<b>70</b>	<b>248</b>	<b>-29%</b>	
(+) 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	<b>272</b>	<b>321</b>	<b>136</b>	<b>86</b>	<b>230</b>	<b>58</b>	<b>578</b>	<b>1.680</b>	<b>316</b>	<b>404</b>	<b>157</b>	<b>107</b>	<b>276</b>	<b>39</b>	<b>587</b>	<b>1.886</b>	<b>12%</b>	
PMSO Ajustado/Consumidor (12m)	<b>223</b>	<b>242</b>	<b>232</b>	<b>207</b>	<b>298</b>	<b>658</b>	<b>376</b>	<b>280</b>	<b>252</b>	<b>227</b>	<b>241</b>	<b>206</b>	<b>338</b>	<b>598</b>	<b>345</b>	<b>279</b>		
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>	
									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>	2	-	-	7	-	-	15	<b>24</b>
Material	-	-	-	3	-	-	-	<b>3</b>
Serviços de Terceiros	2	-	-	4	-	-	15	<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>	25	30	5	(8)	51	1	61	<b>165</b>
<b>VNR</b>	(26)	(109)	(2)	4	(4)	(16)	(16)	<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**

Demonstração de Resultado - Regulatório - R\$ milhões	2T23	2T24	Δ%
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>
Endividamento	2T23	2T24	Δ%
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.

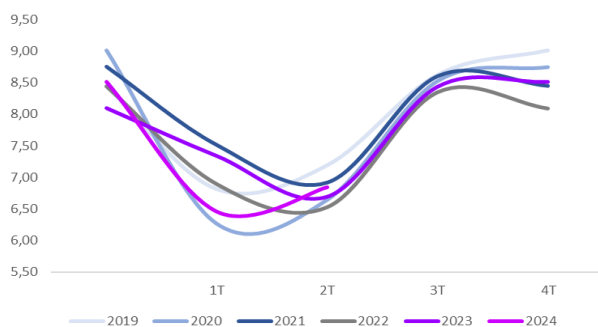
Abaixo, destacamos as principais variações entre os períodos para os parques eólicos:

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>

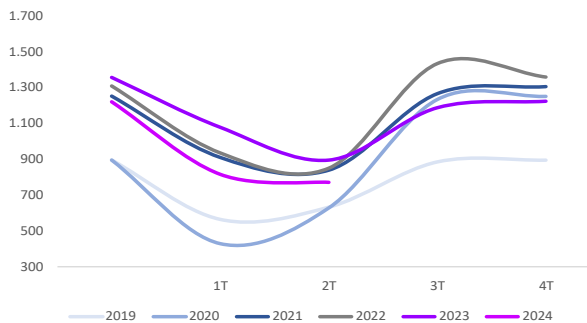
  

Complexos Eólicos	Geração (GWh)				Irradiância Média (W/m2)			
	2T23	2T24	Δ%	Δ	2T23	2T24	Δ%	Δ
<b>Portfólio</b>	-	<b>104,0</b>	-	<b>104,0</b>	-	<b>306,21</b>	-	-

MÉDIA DOS VENTOS – PORTFÓLIO EÓLICO (m/s)

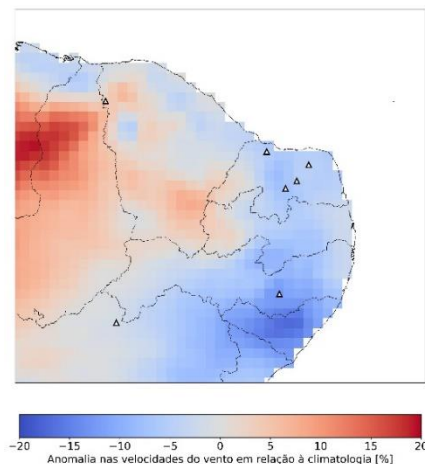


GERAÇÃO TOTAL – PORTFÓLIO EÓLICO (GWh)



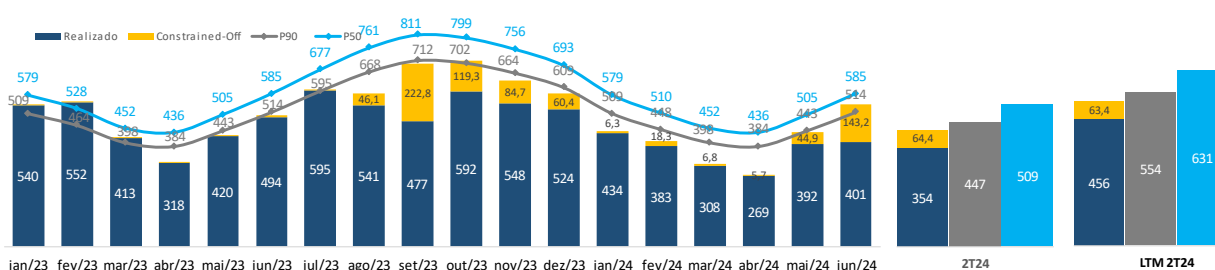
<sup>4</sup> A partir do 1T24 a disponibilidade técnica ajustada é calculada considerando valores energéticos e não temporais. Tal forma de cálculo é mais representativa do impacto da disponibilidade na geração de energia.

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.

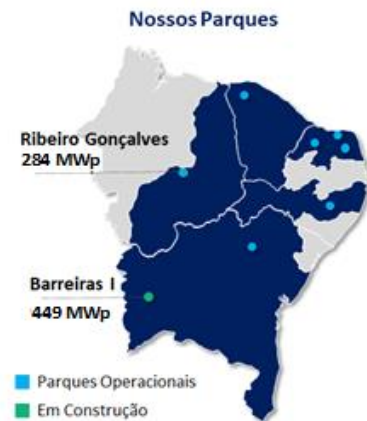
No 2T24, as perdas de energia totalizaram 151,5 GWh (13,5%), com maior relevância para Serra do Mel com 120,6 GWh. Tal impacto é superior ao reportado no 1T24 e tem relação direta com a melhora no regime de ventos no final do trimestre. No entanto, é relevante destacar que é esperado que o ONS reduza 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>
<i>Margem EBITDA</i>	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 monts)</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.

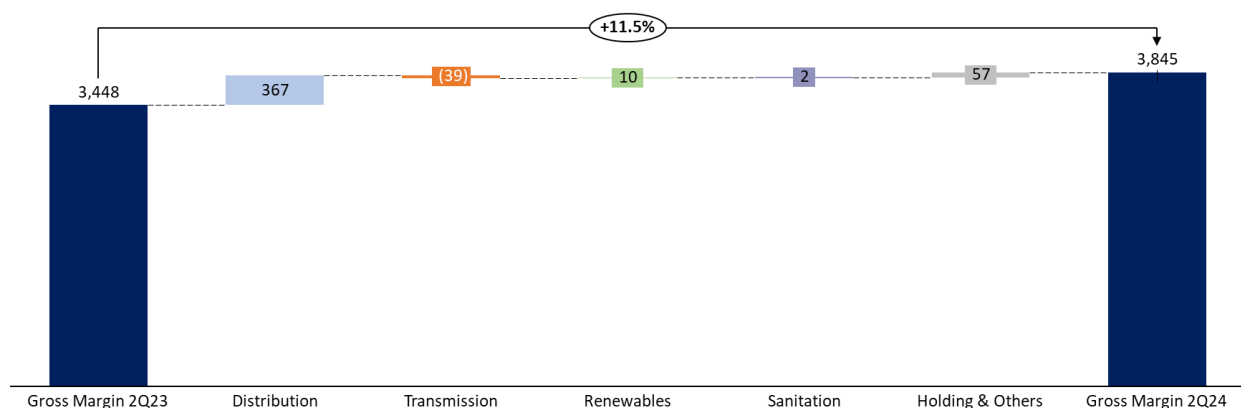
The consolidated operating information represents 100% of the results of direct and indirect subsidiaries.



## 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	-	-	-	-	2
Tariff Review Recognition	(60)	-	-	-	-	(60)
Losses Flexibility via CCC	(24)	-	-	-	-	(24)
<b>Revenues Deductions</b>	-	-	-	-	-	-
<b>NOR</b>	<b>(81)</b>	-	-	-	-	<b>(81)</b>
<b>Costs of Energy Service</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>24</b>

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

#### Operating Costs and Expenses:

##### Materials

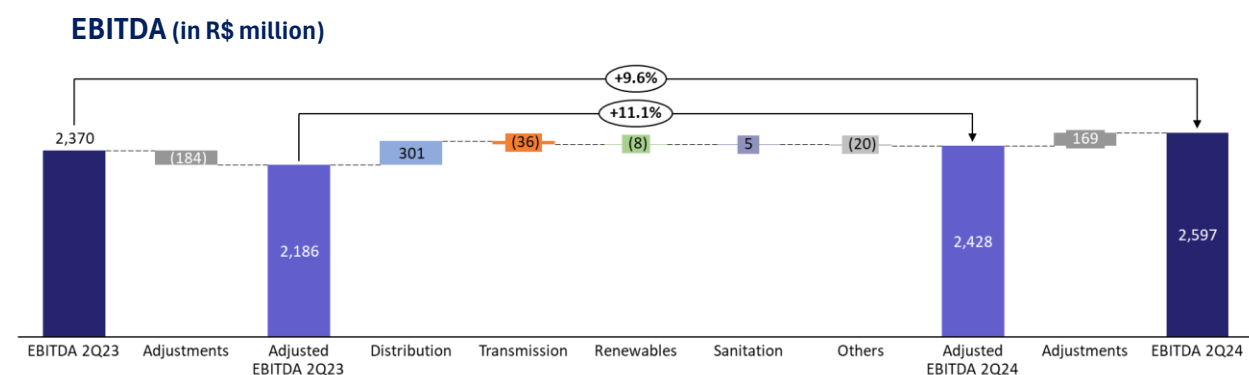
- (i) Expenses related to the primarization process (Alagoas): Adjustment due to the acquisition of individual and collective protective equipment as part of the primarization process at Equatorial Alagoas.

##### 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:

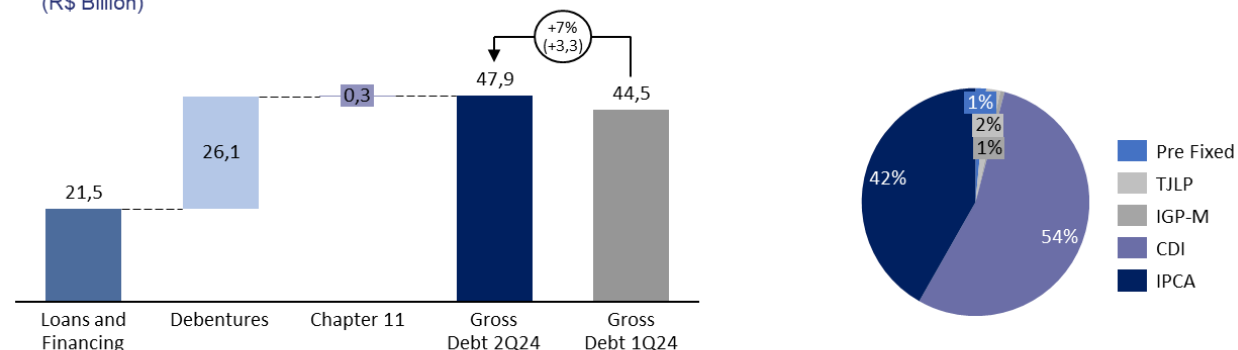
Non - Recurring	Distribution	Transmission	Renewables	Sanitation	Others	2Q24 Total
EBITDA Adjustments (Margin + Costs)	(57)	-	-	-	-	(57)
Depreciation	(12)	-	-	-	-	(12)
Financial Result	35	-	-	-	-	35
Taxes	(12)	-	-	-	-	(12)
PPAs	-	-	-	-	(105)	(105)
Priority Shares Adjustment - Non-cash	-	-	-	-	(76)	(76)
<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

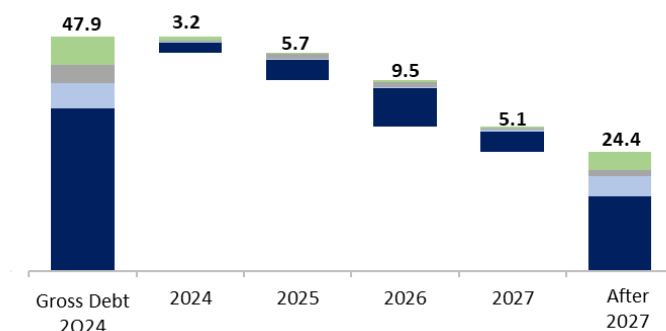
Build-up - Covenants	
Gross Debt	47.9
(-) Covenants Adjustments	- 0.7
(-) Cash	12.6
<b>Net Debt</b>	<b>35.9</b>
<b>Covenants EBITDA</b>	<b>11.1</b>
<b>Net Debt / EBITDA</b>	<b>3.2</b>

### Due and Average Cost

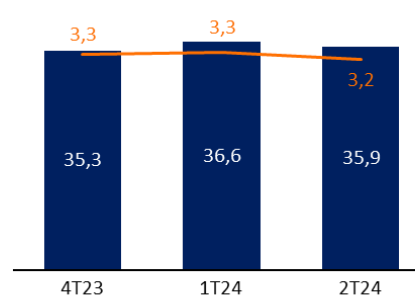
**5.4 years / 11.36% p.a.**

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>	-	-	-	-	-	(81)	-	<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.

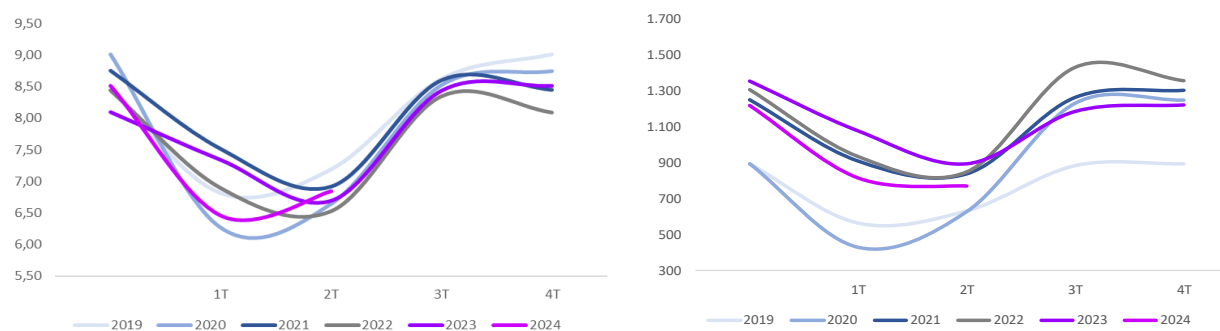
Below, we highlight the main variations between periods for the wind farms:

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>

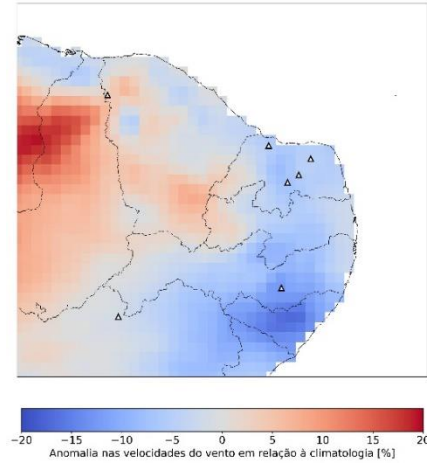
Solar Clusters	Generation (GWh)				Average Irradiance (W/m2)			
	2Q23	2Q24	$\Delta\%$	$\Delta$	2Q23	2Q24	$\Delta\%$	$\Delta$
<b>Portfólio</b>	-	<b>104.0</b>	-	<b>104.0</b>	-	<b>306.21</b>	-	-

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



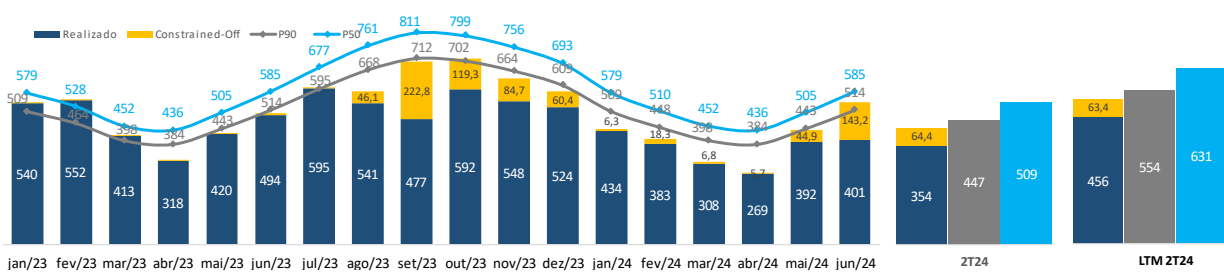
<sup>4</sup> As of 1Q24, adjusted technical availability is calculated considering energy and non temporal values. This form of calculation is more representative of the impact of availability on energy generation.

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](#).