

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

**Informações contábeis intermediárias em  
31 de março de 2025**

# 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.....	13
6	CONTAS A RECEBER DE CLIENTES.....	14
7	VALORES A RECEBER (DEVOLVER) DA PARCELA A E OUTROS ITENS FINANCEIROS.....	15
8	PARTES RELACIONADAS.....	17
9	ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO.....	19
10	INTANGÍVEL.....	20
11	ATIVOS DE CONTRATO.....	21
12	FORNECEDORES.....	21
13	EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS.....	22
14	DEBÊNTURES.....	24
15	IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL CORRENTE E DIFERIDOS.....	26
16	PROVISÃO PARA RISCOS JUDICIAIS E DEPÓSITOS VINCULADOS.....	27
17	VALORES A PAGAR DE ACORDO COM PLANO DE RECUPERAÇÃO JUDICIAL.....	29
18	PATRIMÔNIO LÍQUIDO.....	31
19	RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA.....	35
20	CUSTOS DO SERVIÇO E DESPESAS OPERACIONAIS.....	36
21	RESULTADO FINANCEIRO.....	38
22	BENEFÍCIO PÓS-EMPREGO (ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA PRIVADA).....	38
23	INSTRUMENTOS FINANCEIROS.....	39
24	DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA.....	43
25	COMPROMISSOS FUTUROS.....	44
26	EVENTOS SUBSEQUENTES.....	44



Shape the future  
with confidence

Centro Empresarial Iguatemi  
Av. Washington Soares, 55  
5º andar - sala 506 a 509 - Bairro Cocó  
60811-341 - Fortaleza - CE - Brasil  
Tel: +55 85 3392-5600  
ey.com.br

## Relatório sobre a revisão de informações trimestrais

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

### 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 31 de março de 2025, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de março de 2025 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de três meses findos naquela data, incluindo as notas explicativas.

A diretoria é responsável pela elaboração das informações contábeis intermediárias de acordo com a o Pronunciamento Técnico CPC 21 Demonstração Intermediária e com a norma internacional IAS 34 *Interim Financial Reporting*, emitida pelo *International Accounting Standards Board* (IASB) (atualmente denominadas pela Fundação IFRS como “normas contábeis IFRS”), 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 o Pronunciamento Técnico CPC 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.



**Shape the future  
with confidence**

**Outros assuntos**

*Demonstração do valor adicionado*

As informações trimestrais acima referidas incluem a demonstração do valor adicionado (DVA), referente ao período de três meses findo em 31 de março de 2025, 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 no Pronunciamento Técnico CPC 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 maio de 2025.

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

*Nathália Araújo Domingues*

Nathália Araújo Domingues  
Contadora CRC CE-020833/O

## Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

### Balço patrimonial em 31 de março de 2025 e 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais)

Ativo	Notas	31/03/2025	31/12/2024
<b>Circulante</b>			
Caixa e equivalentes de caixa	4	274.728	1.318.174
Aplicações financeiras	5	2.288.139	2.295.368
Contas a receber de clientes	6	1.933.191	2.069.354
Almoxarifado		21.732	19.267
Serviços pedidos		175.811	161.927
Subvenção CCC		51.666	60.200
Depósitos vinculados	16	-	196
Impostos e contribuições a recuperar		224.286	223.039
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar		182.274	191.411
Outros créditos a receber		535.117	499.572
<b>Total do ativo circulante</b>		<b>5.686.944</b>	<b>6.838.508</b>
<b>Não circulante</b>			
Aplicações financeiras	5	21.257	20.556
Contas a receber de clientes	6	229.599	243.931
Sub-rogação da CCC - valores aplicados	23.3	349.930	349.930
Serviços pedidos		23.447	23.447
Impostos e contribuições a recuperar		394.209	336.240
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar		91.947	91.054
Instrumentos financeiros derivativos	23.4	-	110.126
Depósitos vinculados	16	165.209	157.701
Benefício pós-emprego	22	10.202	9.872
Outros créditos a receber		1.474	1.586
Ativo financeiro da concessão	9	7.980.150	7.716.194
Investimentos		6.856	7.283
Intangível	10	1.386.596	1.464.478
Ativos de contrato	11	936.729	439.194
Direito de uso		14.312	14.799
<b>Total do ativo não circulante</b>		<b>11.611.917</b>	<b>10.986.391</b>
<b>Total do ativo</b>		<b>17.298.861</b>	<b>17.824.899</b>

Passivo	Notas	31/03/2025	31/12/2024
<b>Circulante</b>			
Fornecedores	12	970.162	1.140.554
Fornecedores - risco sacado	12.1	113.942	129.586
Empréstimos e financiamentos	13	1.523.791	1.584.144
Debêntures	14	73.679	60.967
Valores a pagar de acordos com plano de recuperação judicial	17	121.285	112.764
Instrumentos financeiros derivativos	23.4	796	51
Passivo de arrendamento		4.996	4.872
Impostos e contribuições a recolher		215.087	245.474
Impostos e contribuições sobre o lucro a recolher		31.854	5.230
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento		27.313	20.538
Valores a devolver da parcela A e outros itens financeiros	7	164.603	82.762
Contribuição de iluminação pública		48.338	51.781
Encargos setoriais		96.812	96.887
Participação nos lucros		20.655	38.764
Provisões para riscos judiciais	16	9.720	9.693
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores		9.654	9.654
Dividendos a pagar		363.175	363.228
Benefício pós-emprego	22	1.589	1.546
Outras contas a pagar		412.366	436.738
<b>Total do passivo circulante</b>		<b>4.209.817</b>	<b>4.395.233</b>
<b>Não circulante</b>			
Empréstimos e financiamentos	13	2.181.960	2.260.019
Debêntures	14	3.085.303	3.770.276
Valores a pagar de acordos com plano de recuperação judicial	17	1.028.503	1.023.836
Instrumentos financeiros derivativos	23.4	6.396	-
Valores a devolver da parcela A e outros itens financeiros	7	99.300	186.559
Passivo de arrendamento		11.677	12.302
Impostos e contribuições a recolher		126.758	127.448
Encargos setoriais		60.686	52.109
Provisões para riscos judiciais	16	146.050	121.168
Imposto de renda e contribuição social diferidos	15.1 e 15.2	811.683	744.776
Benefício pós-emprego	22	64.995	64.114
Outras contas a pagar		80.120	78.558
<b>Total do passivo não circulante</b>		<b>7.703.431</b>	<b>8.441.165</b>
<b>Patrimônio líquido</b>			
Capital social	18.1	1.624.459	1.624.459
Ajuste de avaliação patrimonial		(28.385)	(31.766)
Reserva de capital		34.679	34.092
Reserva de reavaliação	18.2	24.523	26.676
Reservas de lucros		3.335.040	3.335.040
Lucros acumulados		395.297	-
<b>Total do patrimônio líquido</b>		<b>5.385.613</b>	<b>4.988.501</b>
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>		<b>17.298.861</b>	<b>17.824.899</b>

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

## Demonstração do resultado

Períodos findos em 31 de março de 2025 e 2024

(Em milhares de reais)

	<u>Nota</u>	<u>31/03/2025</u>	<u>31/03/2024</u>
<b>Receita operacional líquida</b>	19	<b>2.694.964</b>	2.394.429
Energia elétrica comprada para revenda	20.1	<b>(937.322)</b>	(866.641)
Custo de construção	20	<b>(719.799)</b>	(520.677)
Custo da operação	20	<b>(214.855)</b>	(194.390)
<b>Custos de energia elétrica, construção e operação</b>	20	<b>(1.871.976)</b>	(1.581.708)
<b>Lucro bruto</b>		<b>822.988</b>	812.721
<b>Despesas operacionais</b>			
Despesas com vendas	20	<b>(57.186)</b>	(55.052)
Despesas gerais e administrativas	20	<b>(48.594)</b>	(49.770)
Perda estimada em créditos de liquidação duvidosa	20	<b>(53.297)</b>	(56.755)
Outras despesas operacionais, líquidas	20.2	<b>(30.211)</b>	(29.433)
<b>Total de despesas operacionais</b>		<b>(189.288)</b>	(191.010)
<b>Resultado antes do resultado financeiro e impostos sobre lucro</b>		<b>633.700</b>	621.711
Receitas financeiras	21	<b>265.761</b>	106.943
Despesas financeiras	21	<b>(413.008)</b>	(204.057)
<b>Resultado financeiro, líquido</b>		<b>(147.247)</b>	(97.114)
<b>Lucro antes de imposto de renda e da contribuição social</b>		<b>486.453</b>	524.597
Imposto de renda e contribuição social - corrente	15	<b>(28.144)</b>	(61.528)
Imposto de renda e contribuição social - diferidos	15	<b>(65.165)</b>	(33.033)
<b>Impostos sobre o lucro</b>		<b>(93.309)</b>	(94.561)
<b>Lucro líquido do período</b>		<b>393.144</b>	430.036
<b>Lucro por ação básico e diluído - R\$</b>			
Ação ordinária		<b>0,17797</b>	0,19467
Ação preferencial nominal - A		<b>0,17814</b>	0,19474
Ação preferencial nominal - B		<b>0,17782</b>	0,19447
Ação preferencial nominal - C		<b>0,17815</b>	0,19484
<b>Quantidade de ações ordinárias no final do período (em milhares de ações)</b>		<b>2.204.621</b>	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 31 de março de 2025 e 2024

(Em milhares de reais)

	<u>Nota</u>	<u>31/03/2025</u>	<u>31/03/2024</u>
Lucro líquido do exercício		<u>393.144</u>	<u>430.036</u>
Outros resultados abrangentes			
Resultado abrangentes (hedge e benefícios pós-emprego, líquido de tributos diferidos)		3.381	(2.738)
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado			
Realização da reserva de reavaliação	18.2	<u>2.153</u>	<u>1.509</u>
Resultado abrangente do período		<u>5.534</u>	<u>(1.229)</u>
<b>Total resultados abrangentes</b>		<u><b>398.678</b></u>	<u><b>428.807</b></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 31 de março de 2025 e 2024

(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 de Investimentos	Dividendos adicionais propostos		
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2023</b>	1.624.459	33.995	35.681	(18.989)	297.353	1.402.941	11.202	1.260.206	-	4.646.848
Valor justo das opções de compra - vesting period	-	990	-	-	-	-	-	-	-	990
Realização da reserva de reavaliação	-	-	(1.509)	-	-	-	-	-	1.509	-
Lucro líquido do período	-	-	-	-	-	-	-	-	430.036	430.036
<b>Resultado abrangente do período</b>										
Resultados abrangentes ( <i>hedge accounting</i> de fluxo de caixa)	-	-	-	(4.149)	-	-	-	-	-	(4.149)
Tributos diferidos sobre perda instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	1.411	-	-	-	-	-	1.411
<b>Saldos em 31 de março de 2024</b>	1.624.459	34.985	34.172	(21.727)	297.353	1.402.941	11.202	1.260.206	431.545	5.075.136
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2024</b>	1.624.459	34.092	26.676	(31.766)	326.866	1.903.361	11.230	1.093.583	-	4.988.501
Valor justo das opções de compra - vesting period	18.3.1	268	-	-	-	-	-	-	-	268
Valor justo das opções de compra <i>Matching shares</i> - vesting period	18.3.5	319	-	-	-	-	-	-	-	319
Realização da reserva de reavaliação	18.2	-	(2.153)	-	-	-	-	-	2.153	-
<b>Resultado abrangente do período</b>										
Resultado de <i>hedge accounting</i> de fluxo de caixa	23.4	-	-	5.123	-	-	-	-	-	5.123
Tributos diferidos sobre perda instrumentos financeiros derivativos	15.2	-	-	(1.742)	-	-	-	-	-	(1.742)
Lucro líquido do período	-	-	-	-	-	-	-	-	393.144	393.144
<b>Saldos em 31 de março de 2025</b>	1.624.459	34.679	24.523	(28.385)	326.866	1.903.361	11.230	1.093.583	395.297	5.385.613

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 31 de março de 2025 e 2024

(Em milhares de reais)

	31/03/2025	31/03/2024
<b>Fluxo de caixa das atividades operacionais</b>		
<b>Lucro líquido do período</b>	<b>393.144</b>	430.036
Ajustes para:		
Amortização de intangível	111.879	115.490
Baixa de intangível e ativo financeiro	3.141	47.668
Atualização do ativo financeiro	(151.954)	(100.832)
Encargos de dívidas, juros, variações monetárias e cambiais líquidas	106.622	148.121
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	53.297	56.755
Encargos financeiros sobre perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	470	986
Baixa de recebíveis incobráveis	6.175	10.210
Provisão e atualização de processos judiciais	8.293	8.641
Provisão e atualização de encargos setoriais	18.345	16.487
Reversão para perdas de estoques	9.278	490
Perdas (ganhos) com instrumentos derivativos	122.390	(10.988)
Valor justo das opções de compra	1.480	890
Valores a (receber) pagar de parcela A e outros itens financeiros	(6.875)	91.146
Rendimentos de aplicações financeiras	(92.158)	(34.841)
Imposto de renda e contribuição social correntes	28.144	61.528
Imposto de renda e contribuições sociais diferidos	65.165	33.033
Participação nos lucros	8.132	7.079
Plano de aposentadoria e pensão	594	9.161
Encargos com geração distribuída	(123)	-
Ajuste a valor presente	4.790	(3.608)
	<u>690.229</u>	<u>887.452</u>
<b>Variações nos ativos e passivos, circulante e não circulantes</b>		
Contas a receber de clientes	91.053	(41.980)
Serviços pedidos	(13.138)	14.092
Depósitos judiciais	18.148	(1.627)
Subvenção CCC	8.534	4.098
Almoxarifado	(2.465)	2.501
Impostos e contribuições a recuperar	40.691	(15.554)
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar	8.244	(60.121)
Outros créditos a receber	(35.519)	(22.334)
Fornecedores	(205.254)	(223.479)
Fornecedores risco sacado	(15.644)	(40.603)
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	(15.778)	(14.374)
Impostos e contribuições a recolher	(130.984)	(16.569)
Impostos e contribuições sobre o lucro a recolher	23.520	(46)
Valores a devolver da parcela A e outros itens financeiros	1.457	916
Contribuição de iluminação pública	(3.443)	(5.618)
Participação nos lucros	(26.241)	(24.143)
Encargos setoriais	(10.589)	(29.277)
Pagamento de processos judiciais	(8.844)	(7.073)
Plano de aposentadoria e pensão	-	(7.987)
Outras contas a pagar	(23.580)	(1.995)
<b>Caixa utilizado nas das atividades operacionais</b>	<u>(299.832)</u>	<u>(491.173)</u>
Rendimentos de aplicações financeiras	92.158	34.841
Imposto de renda e contribuição social pagos	(25.040)	-
Juros pagos	(111.055)	(29.829)
<b>Fluxo de caixa líquido proveniente das atividades operacionais</b>	<u>346.460</u>	<u>401.291</u>
<b>Fluxo de caixa de atividades de investimento</b>		
Aquisições no ativo contratual	(656.894)	(469.250)
Adições de obrigações especiais	74.842	147.612
Resgate (aplicações) financeiras	6.528	174.189
<b>Fluxo de caixa líquido utilizado nas atividades de investimento</b>	<u>(575.524)</u>	<u>(147.449)</u>
<b>Fluxo de caixa de atividades de financiamento</b>		
Amortização de empréstimos e financiamentos	(84.034)	(80.306)
Amortização de debêntures	(722.127)	(39.132)
Amortização de valores pagos de acordos com plano de recuperação judicial	(6.863)	(6.863)
Amortização do passivo de arrendamento	(1.305)	(1.227)
Dividendos pagos	(53)	-
<b>Fluxo de caixa líquido utilizado nas atividades de financiamento</b>	<u>(814.382)</u>	<u>(127.528)</u>
<b>Aumento (redução) em caixa e equivalentes de caixa</b>	<u>(1.043.446)</u>	<u>126.314</u>
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	1.318.174	342.099
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	<u>274.728</u>	<u>468.413</u>
<b>Aumento (redução) em caixa e equivalentes de caixa</b>	<u>(1.043.446)</u>	<u>126.314</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 31 de março de 2025 e 2024

(Em milhares de reais)

	31/03/2025	31/03/2024
<b>Receitas</b>		
Vendas de produtos e serviços	2.696.322	2.688.611
Receitas de construção	719.799	520.677
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	(53.297)	(56.755)
Outras receitas	11	-
	<u>3.362.835</u>	<u>3.152.533</u>
<b>Insumos adquiridos de terceiros (inclui ICMS e IPI)</b>		
Custos dos produtos e dos serviços vendidos	(1.657.121)	(1.387.318)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros	(140.896)	(145.535)
Subvenção CCC	(35.115)	5.932
Outras despesas	(22.456)	(34.365)
	<u>(1.855.588)</u>	<u>(1.561.286)</u>
<b>Valor adicionado bruto</b>	<u>1.507.247</u>	<u>1.591.247</u>
Amortização	(111.879)	(115.490)
<b>Valor adicionado líquido gerado pela Companhia</b>	<u>1.395.368</u>	<u>1.475.757</u>
<b>Valor adicionado recebido em transferência</b>		
Receitas financeiras	272.686	111.020
	<u>272.686</u>	<u>111.020</u>
<b>Valor adicionado total a distribuir</b>	<u>1.668.054</u>	<u>1.586.777</u>
<b>Distribuição do valor adicionado</b>		
Pessoal		
Remuneração direta	30.405	29.149
Benefícios	9.229	7.990
FGTS	3.032	2.722
	<u>42.666</u>	<u>39.861</u>
Impostos, taxas e contribuições		
Federais	405.121	472.715
Estaduais	411.831	438.044
Municipais	334	421
	<u>817.286</u>	<u>911.180</u>
Remuneração de capitais de terceiros		
Juros	346.109	149.759
Aluguéis	1.950	1.643
Encargos com partes relacionadas	1.664	1.678
Outros despesas financeiras	65.235	52.620
	<u>414.958</u>	<u>205.700</u>
Remuneração de capitais próprios		
Lucros retidos	393.144	430.036
	<u>393.144</u>	<u>430.036</u>
<b>Valor adicionado</b>	<u>1.668.054</u>	<u>1.586.777</u>

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 31 de março de 2025  
(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 controladora final a Equatorial 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 31 de março de 2025, 3.046.938 (\*) 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.

Em 28 de março de 2025, com fundamento na Lei nº 9.074/1995 de 7 de julho de 1995, no Decreto nº 12.068/2024 de 20 de junho de 2024, e conforme o termo aditivo aprovado por meio do Despacho ANEEL nº 517/2025, a Companhia solicitou a prorrogação do Contrato de Concessão pelo período de 30 (trinta) anos contados de seu término com a antecipação dos efeitos da prorrogação nos termos do Art. 10 do Decreto nº 12.068/2024. A partir da data do protocolo, a ANEEL tem o prazo até o dia 28 de maio de 2025 para analisar os pedidos sob a ótica do atendimento aos indicadores de qualidade e de sustentabilidade econômico-financeira e recomendar ao Poder Concedente a prorrogação das concessões. Na sequência, o MME terá o prazo de 30 dias (até 27 de junho de 2025) para emitir o Ato de Prorrogação e convocar as distribuidoras para a assinatura do Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, o que deverá ocorrer em no máximo 60 dias, com data prevista para 26 de agosto de 2025.

### 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.

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

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

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 Nº 9.536/2020 e 10.986/2021, foi permitido, via despacho Aneel Nº 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.

## **1.3 Reforma tributária sobre o consumo**

Em 20 de dezembro de 2023, foi promulgada a Emenda Constitucional nº 132/2023, que instituiu a reforma tributária do consumo no Brasil. A reforma substitui os tributos PIS, COFINS, IPI, ICMS e ISS por um modelo de Imposto sobre Valor Adicionado (IVA) dual, composto pela Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS), de competência federal, e pelo Imposto sobre Bens e Serviços (IBS), de competência estadual e municipal.

Em 16 de janeiro de 2025, foi publicada a Lei Complementar nº 214/2025, estabelecendo as diretrizes iniciais para a implementação da reforma tributária. No entanto, aspectos operacionais e detalhes específicos ainda dependem de regulamentação complementar.

Dessa forma, até 31 de março de 2025, não há impactos da reforma tributária nas informações intermediárias da Companhia. A administração segue acompanhando a evolução da regulamentação e avaliará os efeitos à medida que novas definições forem estabelecidas.

## **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), (atualmente denominadas pela fundação IFRS” como “normas contábeis IFRS”) 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 2024, divulgado em 26 de março de 2025. 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.

As informações contábeis intermediárias foram preparadas com base no pressuposto de continuidade.

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

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 maio de 2025.

## 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.

## 3 Políticas contábeis materiais e estimativas críticas

As políticas contábeis materiais, descritas abaixo, são aquelas importantes para demonstrar a condição financeira e os resultados da Companhia e foram aplicadas de maneira consistente com aquelas adotadas e divulgadas nas demonstrações contábeis anuais da Companhia, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024 e devem ser lidas em conjunto.

### 3.1 Principais mudanças nas políticas públicas

Os principais normativos alterados, emitidos ou em discussão pelo Internacional Accounting Standard 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:

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

Diversas normas novas ou alteradas tornaram-se aplicáveis a partir do início do período de relatório atual. A Companhia avaliou essas alterações e normativos e não identificou impactos significativos em suas informações contábeis intermediárias e assim não precisou alterar suas políticas contábeis nem fazer ajustes retrospectivos em decorrência da adoção dessas normas novas ou alteradas.

## Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 3.1.2 Alterações em pronunciamentos contábeis com vigência a partir de 2026:

Norma	Descrição da alteração	Vigência
CPC 48 / IFRS 9 e CPC 40 (R1) / IFRS 7: Classificação e mensuração de instrumentos financeiros	Estabelecem requerimentos relativos a: (i) liquidação de passivos financeiros por meio de sistema de pagamento eletrônico; (ii) avaliação das características contratuais do fluxo de caixa dos ativos financeiros, incluindo aqueles com características ambientais, sociais e de governança (ASG ou ESG); e (iii) alterações específicas na norma para abranger os contratos de eletricidade relacionada à natureza (fontes eólicas e solares).	01/01/2026
Pronunciamento Técnico CBPS nº 01 (IFRS S1): Divulgação de Informações Financeiras Relacionadas à Sustentabilidade  Pronunciamento Técnico CBPS nº 02 (IFRS S2): Divulgação de Informações Climáticas	Os novos pronunciamentos abordam os requisitos e as diretrizes relacionados à sustentabilidade corporativa, alinhando-se aos padrões internacionais estabelecidos pelo IFRS S1 e IFRS S2. Essas normas visam promover maior transparência e padronização na divulgação de informações ambientais, sociais e de governança (ESG), bem como os impactos financeiros relacionados ao clima.	01/01/2026
IFRS 18: Apresentação e divulgação das Informações intermediárias	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 subtotaís definidos, incluindo o lucro operacional. A estrutura melhorada e os novos subtotaís darão aos investidores um ponto de partida consistente para analisar o desempenho das companhias. A IFRS 18 também exige que as companhias divulguem 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 Informações intermediárias.	01/01/2027

A Companhia está em processo de análise dos impactos dos pronunciamentos acima e decidiu não adotar antecipadamente nenhuma outra norma, interpretação ou alteração que tenham sido emitidas, mas ainda não estejam vigentes.

## 4 Caixa e equivalentes de caixa

	31/03/2025	31/12/2024
<b>Caixa e depósitos bancários à vista</b>	<b>38.254</b>	71.119
<b>Equivalentes de caixa (a)</b>		
<b>Aplicação Direta</b>		
Certificado de Depósito Bancário – CDB	162.437	128.433
Operações compromissadas (b) Poupança	-	1.053.179
<b>Fundo de investimento</b>		
Operações compromissadas Certificado de Depósito Bancário – CDB	56.638 17.399	32.560 32.883
<b>Subtotal de equivalentes de caixa</b>	<b>236.474</b>	1.247.055
<b>Total</b>	<b>274.728</b>	1.318.174

- (a) Os 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 equivalentes de caixa, conforme CPC 03 (R2) - Demonstrações de Fluxo de Caixa, e
- (b) A variação no período decorre principalmente em função dos movimentos gerados por empréstimos e financiamentos e debêntures, conforme demonstrados na nota explicativa nº 13.2 - Movimentação de empréstimos e financiamentos e nº 14.1 - Movimentação de debêntures.

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

A carteira da Companhia é remunerada pela variação do Certificado de Depósito Interbancário (CDI) e a rentabilidade média ponderada, no período findo em 31 de março de 2025, equivale a 100,04% do CDI (97,30% do CDI em 31 de dezembro de 2024).

## 5 Aplicações financeiras

	31/03/2025	31/12/2024
<b>Circulante</b>		
<b>Fundos de investimentos (a)</b>		
Cotas de fundos de investimento	1.181.175	1.065.141
Cotas de fundos de investimento FIDC (b)	49.584	56.604
Títulos públicos	80.822	66.144
Letra financeira	31.363	19.175
<b>Recursos vinculados (d)</b>	46.039	47.900
<b>Fundo aberto (c)</b>	899.156	1.040.404
<b>Total circulante</b>	<u>2.288.139</u>	<u>2.295.368</u>
<b>Não circulante</b>		
<b>Recursos vinculados (d)</b>	<u>21.257</u>	<u>20.556</u>
<b>Total não circulante</b>	<u>21.257</u>	<u>20.556</u>
<b>Total</b>	<u><u>2.309.396</u></u>	<u><u>2.315.924</u></u>

- (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, de acordo com a norma de investimento da Companhia. Adicionalmente, a carteira de aplicações contém fundos, 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), 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;
- (c) Os fundos de investimentos abertos são compostos por ativos como operações compromissadas, títulos públicos, CDBs e depósitos; e a prazo e outros títulos de instrumentos financeiros, a variação no período é decorrente da utilização de caixa rotineira da Companhia, dentro de suas operações normais; 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 31 de março de 2025, equivale a 101,30% do CDI (98,56% do CDI em 31 de dezembro de 2024).

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 6 Contas a receber de clientes

### 6.1 Composição dos saldos

	31/03/2025				31/12/2024			
	A vencer	Vencidos		Total	A vencer	Vencidos		Total
		Até 90 dias	Mais de 90 dias			Até 90 dias	Mais de 90 dias	
Residencial	177.051	238.920	724.730	1.140.701	238.264	284.141	698.686	1.221.091
Industrial	60.690	9.555	30.436	100.681	66.549	7.971	30.578	105.098
Comercial	102.259	29.869	94.139	226.267	122.689	35.446	93.993	252.128
Rural	21.376	33.793	210.297	265.466	26.235	43.402	189.843	259.480
Poder público	69.248	24.362	30.135	123.745	65.561	33.457	30.293	129.311
Iluminação pública	1.849	2.043	6.814	10.706	3.693	1.958	7.066	12.717
Serviço público	21.369	30.744	29.441	81.554	21.638	10.281	26.349	58.268
Contas a receber de consumidores faturados	453.842	369.286	1.125.992	1.949.120	544.629	416.656	1.076.808	2.038.093
Residencial	301.348	26.627	405.820	733.795	319.040	28.759	406.799	754.598
Industrial	9.131	1.333	14.134	24.598	10.541	1.119	14.386	26.046
Comercial	23.596	2.567	46.528	72.691	25.305	3.498	46.955	75.758
Rural	22.739	2.915	31.804	57.458	23.144	2.782	31.961	57.887
Poder público	65.013	2.439	7.596	75.048	57.132	2.522	9.024	68.678
Iluminação pública	15.067	150	481	15.698	13.710	234	630	14.574
Serviço público	105.029	13.941	3.948	122.918	116.598	617	4.549	121.764
Parcelamentos (a)	541.923	49.972	510.311	1.102.206	565.470	39.531	514.304	1.119.305
Contas a receber de consumidores não faturados (b)	231.011	-	-	231.011	254.630	-	-	254.630
Baixa renda (c)	77.293	-	-	77.293	81.694	-	-	81.694
Outras (d)	125.336	-	-	125.336	127.932	-	-	127.932
<b>Subtotal</b>	<b>1.429.405</b>	<b>419.258</b>	<b>1.636.303</b>	<b>3.484.966</b>	<b>1.574.355</b>	<b>456.187</b>	<b>1.591.112</b>	<b>3.621.654</b>
(-) Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	(184.599)	(87.450)	(1.050.127)	(1.322.176)	(194.634)	(87.532)	(1.026.203)	(1.308.369)
<b>Total contas a receber clientes</b>	<b>1.244.806</b>	<b>331.808</b>	<b>586.176</b>	<b>2.162.790</b>	<b>1.379.721</b>	<b>368.655</b>	<b>564.909</b>	<b>2.313.285</b>
Circulante				1.933.191				2.069.354
Não circulante				229.599				243.931

- (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 liquidados do ajuste a valor presente no montante de R\$ 13.020 em 31 de março de 2025 (R\$ 13.434 em 31 de dezembro de 2024), resultando em uma variação no período de R\$ 414, vide nota explicativa nº 21 - 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.

### 6.2 Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa (PECLD)

	31/12/2024	Provisões		31/03/2025
		/Reversões (b)	Baixas (c)	
Contas a receber de consumidores faturados	(686.848)	(34.158)	19.443	(701.563)
Parcelamentos	(568.185)	(18.259)	18.967	(567.477)
Contas a receber de consumidores não faturados	(12.757)	1.183	-	(11.574)
Outras (a)	(40.579)	(2.447)	1.464	(41.562)
<b>Total</b>	<b>(1.308.369)</b>	<b>(53.681)</b>	<b>39.874</b>	<b>(1.322.176)</b>

- (a) A rubrica de outras perdas estimadas é composta, principalmente, por: multas sobre o consumo irregular, auto religação e inadimplência, conforme previsto na Resolução ANEEL nº 456 de 29 de novembro de 2000;
- (b) A movimentação líquida do período, gerou uma provisão no montante de R\$ 53.681, com impacto de provisão no resultado operacional e no resultado financeiro de R\$ 53.211 e R\$ 470, respectivamente, conforme notas explicativas nº 20 – Custos do serviço e despesas operacionais e nº 21 – Resultado financeiro; e
- (c) Referente a baixa da PECLD de títulos considerados incobráveis 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 31 de março de 2025

(Valores expressos em milhares de reais)

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

	31/12/2024	Constituição	Amortização	Atualização	Constituições com efeito caixa	31/03/2025
<b>Parcela A</b>						
CDE - Conta de desenvolvimento energético (a)	(26.580)	(9.024)	(8.108)	(618)	-	(44.330)
PROINFA - Programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica (b)	(2.230)	5.963	851	94	-	4.678
Rede básica (c)	53.615	9.483	(14.664)	1.434	-	49.868
Compra de energia CVA (d)	25.832	(21.955)	7.783	(2.624)	-	9.036
ESS - Encargos do serviço do sistema (e)	131.673	13.071	(34.868)	1.647	-	111.523
	<u>182.310</u>	<u>(2.462)</u>	<u>(49.006)</u>	<u>(67)</u>	<u>-</u>	<u>130.775</u>
<b>Itens financeiros</b>						
Sobrecontratação de energia (f)	(26.032)	28.501	10.752	46	-	13.267
Neutralidade	(64.898)	6.620	11.668	(747)	-	(47.357)
Ultrapassagem de demanda e reativo excedente (g)	(165.730)	(10.892)	3.646	(4.889)	-	(177.865)
Risco hidrológico (h)	(171.009)	-	10.899	(2.340)	-	(162.450)
Compensação créditos PIS/COFINS (i)	7.789	-	(2.715)	179	-	5.253
CDE Modicidade Tarifária - Empréstimo (j)	(20.179)	-	7.490	(528)	-	(13.217)
Outros (k)	(11.572)	(173)	1.173	(280)	(1.457)	(12.309)
	<u>(451.631)</u>	<u>24.056</u>	<u>42.913</u>	<u>(8.559)</u>	<u>(1.457)</u>	<u>(394.678)</u>
<b>Total</b>	<u>(269.321)</u>	<u>21.594</u>	<u>(6.093)</u>	<u>(8.626)</u>	<u>(1.457)</u>	<u>(263.903)</u>
<b>Circulante</b>						
Valores a receber	-					-
Valores a devolver	(82.762)					(164.603)
<b>Efeito líquido ativo (passivo)</b>	<u>(82.762)</u>					<u>(164.603)</u>
<b>Não circulante</b>						
Valores a receber	-					-
Valores a devolver	(186.559)					(99.300)
<b>Efeito líquido ativo (passivo)</b>	<u>(186.559)</u>					<u>(99.300)</u>
<b>Efeito líquido total</b>	<u>(269.321)</u>					<u>(263.903)</u>

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

## Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação Período findo em 31 de março de 2025 (Valores expressos em milhares de reais)

- (a) O saldo da CVA CDE foi afetado pelas seguintes variações: (i) constituição negativa da CVA de R\$ 9.024, devido a quitação do empréstimo CDE Covid e Escassez conforme o DSP nº 3.056/24 e; (ii) o impacto da amortização negativa do período foi de R\$ 8.108;
- (b) O saldo da CVA PROINFA foi afetado pelas seguintes variações: (i) constituição positiva da CVA de R\$ 5.963, devido os custos com a quota PROINFA para o ano de 2025 conforme REH nº 3.422 de 03 de dezembro de 2024 ser maior que a cobertura tarifária concedida no processo tarifário de 2024; (ii) o impacto positivo da amortização no período foi de R\$ 851;
- (c) O saldo da CVA Rede Básica foi impactado pelas seguintes variações: (i) constituição positiva de R\$ 9.483, decorrente do aumento na contratação do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) para 2025, o que resultou em custos com a despesa de Rede. O impacto da amortização negativa no período foi de R\$ 14.664;
- (d) O saldo da CVA de energia teve como movimentação: (i) constituições negativas referente aos custos com os contratos de Energia Leilão que realizaram menor em relação a cobertura tarifária, gerando uma CVA passiva no período de R\$ 71.463 (ii) 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\$ 49.508, resultando em movimento de constituição negativa no período de R\$ 21.955; (iii) o impacto positivo da amortização no período foi de R\$ 7.783;
- (e) 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 31 de março de 2025. Nesse sentido a conta de Encargos de Serviços de Sistema (ESS) resultou em uma constituição positiva de R\$ 13.071. O impacto negativo da amortização no período foi de R\$ 34.868.;
- (f) Em relação à movimentação de constituição, R\$ 17.308 é referente ao resultado no Mercado de Curto Prazo (MCP), devido o preço PLD está em R\$ 64,89/MWh no período abaixo do preço médio de compra de R\$ 236,82/MWh, perfazendo uma constituição positiva total de R\$ 28.501. O impacto positivo da amortização no período foi de R\$ 10.752.;
- (g) Ao longo do período, identificou-se um aumento de R\$ 12.135 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\$ 3.646, 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;
- (h) 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 positiva de R\$ 10.899;
- (i) O saldo de PIS/COFINS a compensar foi reconhecido pela ANEEL na última RTP. O impacto negativo da amortização no período foi de R\$ 2.715;
- (j) Refere-se ao valor aportado pela Eletrobras ou por suas subsidiárias nos termos da Resolução CNPE nº 15, de 2021, repassados às concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica, nas contas correntes vinculadas ao repasse de Modicidade Tarifária da CDE. O impacto da amortização positiva no período foi de R\$ 7.490; e
- (k) O saldo total de amortização de outros foi afetado principalmente pelas amortizações Positiva dos Financeiros de Neutralidade COVID R\$ 4.391, Reversão de Créditos Associados a REN 376 e 414 R\$ 2.572, Escassez hídrica R\$ 1.682, e pelas Amortização Negativa Recálculo RTP 2021 R\$ 2.125 e Financeiros de Postergação de Tarifa de R\$ 4.843. Os demais itens somados totalizam negativamente um valor de R\$ 504 e inclui financeiros como Cusd e Garantia Financeira entre outros. Os valores com efeito Caixa referem-se a recebimentos oriundos de acordos de multas por rescisão contratual que serão revertidos à modicidade tarifária.

No mês de agosto de 2024, a ANEEL apurou o novo índice do reajuste tarifário da Companhia adequando suas despesas da Parcela A (custo não gerenciáveis, como compra de energia, encargos setoriais, encargos de transmissão). As tarifas de aplicação da Companhia, constantes da Despacho ANEEL nº 2.335, de 13 de agosto de 2024, foram reajustadas, em média, (3,23%), correspondendo ao efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores, usuários e agentes supridos da distribuidora, 7 de agosto de 2024 a 6 de agosto de 2025.

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação

Período findo em 31 de março de 2025

(Valores expressos em milhares de reais)

## 8 Partes relacionadas

Em 31 de março de 2025, a Companhia possui transações com partes relacionadas, principalmente dos contratos de compartilhamentos, dividendos, empréstimos, entre outros, com as Companhias descritas abaixo:

	Notas	31/03/2025		31/12/2024	31/03/2024
		Ativo (passivo)	Efeito no resultado receita (despesa)	Ativo (passivo)	Efeito no resultado receita (despesa)
<b>Contas a receber de clientes</b>					
Associação para Assinatura de Energia	(a)	199	597	55	-
<b>Total</b>		<b>199</b>	<b>597</b>	<b>55</b>	<b>-</b>
<b>Outros créditos a receber – (bens materiais)</b>					
<b>Entidade é membro do mesmo grupo econômico</b>					
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	(b)	-	-	169	-
E-Nova Geração Distribuída S.A.	(c)	4	2	2	2
<b>Total</b>		<b>4</b>	<b>2</b>	<b>171</b>	<b>2</b>
<b>Outros créditos a receber</b>					
<b>Entidade é membro do mesmo grupo econômico</b>					
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	(d)	2.773	2.773	3.794	2.763
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	(d)	1.850	1.850	1.150	1.092
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(d)	1.691	1.691	1.532	1.807
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE)	(d)	2.223	2.223	1.524	1.727
Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA)	(d)	756	756	405	282
Equatorial Goiás Distribuidora de Energia S.A.	(d)	7.763	6.745	4.936	-
Equatorial Transmissora 1 SPE S.A.	(d)	20	21	24	21
Equatorial Transmissora 2 SPE S.A.	(d)	19	19	23	21
Equatorial Transmissora 3 SPE S.A.	(d)	29	29	22	31
Equatorial Transmissora 4 SPE S.A.	(d)	85	85	160	52
Equatorial Transmissora 5 SPE S.A.	(d)	22	22	24	23
Equatorial Transmissora 6 SPE S.A.	(d)	24	24	21	26
Equatorial Transmissora 7 SPE S.A.	(d)	-	-	-	27
Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.	(d)	39	39	52	39
<b>Total</b>		<b>17.294</b>	<b>16.277</b>	<b>13.667</b>	<b>7.911</b>
<b>Fornecedores</b>					
<b>Entidade é membro do mesmo grupo econômico</b>					
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	(e)	(11)	-	-	-
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D)	(e)	(1.848)	-	(1.909)	-
Equatorial Telecomunicações Ltda.	(f)	(692)	(546)	(1.438)	(2.231)
Equatorial Serviços S.A.	(g)	(12.401)	(12.401)	(12.554)	(10.678)
E-Nova Geração Distribuída S.A.	(h)	-	(21)	-	-
Instituto de Ciência e Tecnologia Grupo Equatorial (ICT)	(i)	(63)	-	(200)	-
Equatorial Transmissora 1 SPE S.A.	(j)	(147)	(439)	(146)	(446)
Equatorial Transmissora 2 SPE S.A.	(j)	(131)	(391)	(130)	(405)
Equatorial Transmissora 3 SPE S.A.	(j)	(192)	(573)	(190)	(600)
Equatorial Transmissora 4 SPE S.A.	(j)	(455)	(1.023)	(456)	(1.057)
Equatorial Transmissora 5 SPE S.A.	(j)	(159)	(476)	(104)	(491)
Equatorial Transmissora 6 SPE S.A.	(j)	(198)	(591)	(196)	(609)
Equatorial Transmissora 7 SPE S.A.	(j)	-	-	-	(7.206)
Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.	(j)	(1.856)	(6.610)	(1.980)	(6.399)
<b>Total</b>		<b>(18.153)</b>	<b>(23.071)</b>	<b>(19.303)</b>	<b>(30.122)</b>
<b>Outras contas a pagar – bens materiais</b>					
<b>Entidade é membro do mesmo grupo econômico</b>					
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	(d)	(12.924)	(11.293)	(13.279)	(9.880)
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	(d)	(1.891)	(1.891)	(2.877)	(1.706)
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(d)	(1.679)	(1.679)	(1.809)	(1.472)
Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA)	(d)	(659)	(659)	(696)	(340)
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D)	(d)	(1.775)	(1.775)	(3.047)	(1.279)
Equatorial Goiás Distribuidora de Energia S.A.	(d)	(4.946)	(4.946)	(7.422)	-
Equatorial Transmissora 1 SPE S.A.	(d)	(3)	(3)	(22)	(8)
Equatorial Transmissora 2 SPE S.A.	(d)	(18)	(18)	(33)	(21)
Equatorial Transmissora 3 SPE S.A.	(d)	(4)	(4)	(16)	(3)
Equatorial Transmissora 4 SPE S.A.	(d)	(371)	(371)	(347)	(317)
Equatorial Transmissora 5 SPE S.A.	(d)	(3)	(3)	(20)	(8)
Equatorial Transmissora 6 SPE S.A.	(d)	(3)	(3)	(11)	(3)
Equatorial Transmissora 7 SPE S.A.	(d)	-	-	-	(17)
Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.	(d)	(5)	(5)	(52)	(14)
<b>Controladora indireta</b>					
Equatorial S.A.	(k)	(12.397)	(5.620)	(6.776)	(6.161)
<b>Entidade é plano de benefício pós-emprego</b>					
Equatorial Energia Fundação de Previdência	(l)	-	(1.060)	-	-
<b>Total</b>		<b>(36.678)</b>	<b>(29.330)</b>	<b>(36.407)</b>	<b>(21.229)</b>
<b>Valores a pagar de acordo com plano de recuperação judicial</b>					
<b>Controladora indireta</b>					
Equatorial S.A.	(m)	(139.459)	(2.349)	(138.114)	(123)
<b>Outros tipos de partes relacionadas</b>					
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras	(n)	(610.927)	(13.319)	(597.608)	(12.830)
<b>Total</b>		<b>(750.386)</b>	<b>(15.668)</b>	<b>(735.722)</b>	<b>(12.953)</b>
<b>Dividendos a pagar</b>					
<b>Controladora direta</b>					
Equatorial Energia Distribuição S.A.	(o)	(348.878)	-	(348.878)	-
<b>Outros tipos de partes relacionadas</b>					
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras		(3.578)	-	(3.578)	-
Outros (minoritários)		(10.719)	-	(10.772)	-
<b>Total</b>		<b>(363.175)</b>	<b>-</b>	<b>(363.228)</b>	<b>-</b>

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

	31/03/2025		31/12/2024	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
Investimentos em serviço – (bens em comodato)				
Entidade é membro do mesmo grupo econômico				
Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA)	(p)			
Total	5	(5)	5	(5)

- (a) Os valores com a Associação são provenientes do contrato de uso da rede de energia;
- (b) Os valores entre *intercompany* são provenientes das vendas de bens materiais;
- (c) O saldo é referente ao contrato de arrendamento de terrenos, no qual a Companhia atua como arrendador e a E-Nova como arrendatária;
- (d) 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;
- (e) Os valores entre *intercompany* são provenientes de compra de bens materiais;
- (f) 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;
- (g) Os valores com a Equatorial Serviços S.A. são provenientes do contrato de *call center*, administrativos e despesas incorridas, com prazo de duração indeterminados;
- (h) Os valores com a E-nova são provenientes da compra de material para custeio;
- (i) Os valores com o Instituto Equatorial referem-se a projetos de P&D e PEE, de gestão corporativa;
- (j) Os valores com as transmissoras são provenientes da prestação de serviços de construção de iluminação e subestações;
- (k) 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 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;
- (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;
- (m) Valores provenientes da aquisição direta ou indireta dos créditos constantes no Plano de Recuperação Judicial da Companhia;
- (n) 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 quitado 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;
- (o) Valor refere-se, principalmente, à distribuição de dividendos referentes ao exercício de 2024. Em 29 de abril de 2025 conforme a ata da Assembleia Geral Ordinária, houve a aprovação da distribuição de dividendos no montante de R\$ 361.535, oriundos de dividendos mínimos obrigatórios, conforme divulgado na nota explicativa nº 19 – Dividendos a pagar das demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2024; e
- (p) 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.

## 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\$ 32.400, conforme Assembleia Geral Extraordinária e Ordinária realizada em 29 de abril de 2025 (R\$ 29.800, conforme Assembleia Geral Extraordinária e Ordinária realizada em 29 de abril de 2024).

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

Em 31 de março de 2025 e 31 de dezembro de 2024, a Companhia não possui para suas pessoas chave da Administração remuneração na categoria de benefícios de rescisão de contrato de trabalho.

## Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação

Período findo em 31 de março de 2025

(Valores expressos em milhares de reais)

Os benefícios pós-empregos estão descritos na nota explicativa nº 22 – 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 nas notas explicativa nº 18.3 – Planos de opção de compra de ações, 18.4 – Planos de outorga de “*Phantom Shares*” e 18.5 – *Matching Shares*.

Proporção de cada elemento na remuneração total paga, referente ao período findo em 31 de março de 2025:

	31/03/2025	%
<b>Remuneração fixa anual</b>	<b>1.848</b>	<b>36%</b>
Salário ou pró-labore	1.702	33%
Benefícios diretos e indiretos	146	3%
<b>Benefícios pós emprego</b>	<b>34</b>	<b>1%</b>
<b>Remuneração variável</b>	<b>2.523</b>	<b>50%</b>
<b>Remuneração baseada em ações</b>	<b>678</b>	<b>12%</b>
<b>Valor total da remuneração</b>	<b>5.083</b>	<b>100%</b>

## 8.2 Garantias

A Equatorial S.A., controladora indireta da Companhia, presta garantia como avalista ou fiadora da Companhia com ônus (\*) nos contratos de financiamento, sem ônus nas apólices de seguros, conforme abaixo listado:

Instituição	Valor contratado	% do aval	Início	Término	Valor liberado	Saldo em 31/03/2025 (a)
CEF415.877-81/2015	32.671	100	02/09/2015	30/06/2027	32.671	8.881
CEF469.587-04/2016	35.703	100	20/12/2018	07/09/2028	35.703	13.351
BNDES 18/19/20	1.341.576	100	20/02/2019	15/04/2028	1.261.025	726.235
BNDES 21/22/23	1.360.868	100	30/03/2021	15/09/2040	1.360.868	1.488.522
Apólices de seguros	453.757	100	13/01/2020	03/04/2030	N/A	N/A
<b>Total</b>	<b>3.224.575</b>				<b>2.690.267</b>	<b>2.236.989</b>

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

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

## 9 Ativo financeiro da concessão

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

	31/12/2024	Atualização do ativo financeiro (a)	Transferência – Ativos de contrato (b)	Baixas (d)	31/03/2025
Ativo financeiro	11.141.554	220.954	252.857	(1.501)	11.613.864
Obrigações especiais (c)	(3.425.360)	(69.000)	(139.354)	-	(3.633.714)
Total ativo financeiro da concessão	7.716.194	151.954	113.503	(1.501)	7.980.150

(a) Visando a melhor estimativa da indenização ao final da concessão, o ativo financeiro é revisado mensalmente, considerando a atualização pelo IPCA, por ser este um dos principais critérios de atualização utilizado pelo regulador nos processos de reajuste tarifário;

(b) Correspondem às transferências dos ativos de contrato para o ativo financeiro da concessão;

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

- (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:

	Taxas anuais médias ponderadas de amortização (%)	31/03/2025			
		Custo	Amortização	(-) Obrigações vinculadas à concessão	Valor líquido
Em serviço	4,23%	7.081.960	(5.037.929)	(657.435)	1.386.596
Total		7.081.960	(5.037.929)	(657.435)	1.386.596

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.

### Movimentação do ativo intangível

	31/12/2024	Adições	Baixas (a)	Transferências (b) Ativos de contrato	31/03/2025
Em serviço	7.033.599	-	(11.883)	60.244	7.081.960
(-) Amortização	(4.885.734)	(159.633)	7.438	-	(5.037.929)
Total em serviço	2.147.865	(159.633)	(4.445)	60.244	2.044.031
Obrigações especiais em serviço (c)	(2.073.355)	-	-	(26.325)	(2.099.680)
(-) Amortização	1.389.968	52.277	-	-	1.442.245
Total em obrigações especiais	(683.387)	52.277	-	(26.325)	(657.435)
Total	1.464.478	(107.356)	(4.445)	33.919	1.386.596

- (a) O montante baixado de R\$ 11.883 é proveniente da desativação de bens, em virtude do encerramento da sua vida útil, os quais não fazem mais parte do patrimônio da empresa, portanto não possuem expectativa de benefícios econômicos futuros com a sua utilização ou alienação, bem como o aumento da amortização devido os saldos de universalização;
- (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 31 de março de 2025 e 31 de dezembro de 2024.

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 11 Ativos de contrato

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

	31/12/2024	Adições (c)	Transferências (a)		31/03/2025
			Ativo intangível	Ativo financeiro	
Ativos de contrato	2.363.127	719.799	(60.244)	(252.857)	2.769.825
Obrigações especiais (b)	(1.923.933)	(74.842)	26.325	139.354	(1.833.096)
<b>Total</b>	<b>439.194</b>	<b>644.957</b>	<b>(33.919)</b>	<b>(113.503)</b>	<b>936.729</b>

- (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\$ 644.957 refere-se às adições líquidas do ativos de contrato reconhecidas no período, em que R\$ 582.052 impactou o caixa da Companhia, transação não caixa referem-se às adições em contrapartida de fornecedores, R\$ 34.862 refere-se às adições em contrapartida de fornecedores e R\$ 22.553 refere-se às adições em contrapartida de obrigações sociais e trabalhistas, conforme nota explicativa nº 24.1 – Transações não envolvendo caixa, R\$ 9.278 refere-se a provisão para perda de estoque, conforme nota explicativa nº 20.2 – Outras receitas (despesas) operacionais e R\$ 14.768 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 31 de março de 2025 e 31 de dezembro de 2024. Os valores dos bens em construção estão sujeitos a fiscalização da ANEEL.

## 12 Fornecedores

	31/03/2025	31/12/2024
Suprimento de energia elétrica (a)	449.687	529.190
Encargos de uso da rede elétrica	18.767	18.458
Materiais e serviços (b)	483.555	573.603
Partes relacionadas – nota explicativa nº 8	18.153	19.303
<b>Total fornecedores</b>	<b>970.162</b>	<b>1.140.554</b>

- (a) O saldo em 31 de março de 2025 apresentou uma redução de R\$ 79.503 em relação a 31 de dezembro de 2024, em função das seguintes variações: (i) redução de R\$ 55.077 nas despesas em aberto referentes aos contratos de energia; e (ii) redução de R\$ 24.426 nas despesas do Mercado de Curto Prazo. Esses fatores explicam a movimentação observada no período analisado; 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.

### 12.1 Fornecedores – Risco sacado

Com o propósito de fortalecer as relações comerciais com seus fornecedores, a Companhia autorizou a realização de cessão de crédito junto a terceiros e, para os títulos cedidos, a Companhia realizará o pagamento destes diretamente ao seu detentor, na data de vencimento e montantes que foram anteriormente acordados com seus fornecedores originais ('passivo original'), não havendo postergação de prazo pela Companhia ou incidência de juros sobre os títulos cedidos, garantias, ou existência de cláusulas contratuais que possam requerer vencimentos antecipados. A Companhia não possui influência sobre as negociações entre o fornecedor e a instituição financeira.

## Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

Atualmente, a transação é operacionalizada por um Fundo de Investimento em Direitos Creditórios (FIDC), através de uma plataforma 100% digital, gerenciada pelo próprio FIDC (não sendo parte relacionada da Companhia). A Companhia disponibiliza ao FIDC as faturas performadas e este, por sua vez, adiciona estas faturas na plataforma. O fornecedor acessa a plataforma, selecionando as faturas que deseja antecipar e a liquidação é feita pelo FIDC no mesmo dia. A Companhia não possui operações de risco sacado com saldo vencido e o fechamento da operação entre o FIDC e o fornecedor fica a livre critério deste último, sem participação da Companhia, sendo a participação no acordo de financiamento opcional para os fornecedores. Se os fornecedores optarem por receber o pagamento antecipado, pagarão uma taxa ao FIDC, da qual a Companhia não é parte. A Companhia quita a fatura original, pagando ao FIDC de acordo com a data de vencimento original mencionada.

Em 31 de março de 2025, o saldo de fornecedores – risco sacado é de R\$ 113.942 (R\$ 129.586 em 31 de dezembro de 2024), sendo estes montantes integralmente liquidados pelo FIDC nas referidas datas, ou seja, quando um fornecedor adere a esta modalidade ele recebe de imediato o valor de sua fatura, e portanto, não há faturas a pagar de posse do operador do FIDC.

Os pagamentos dessas transações impactaram o fluxo de caixa da Companhia em 31 de março de 2025 em R\$ 276.748 (R\$ 966.646 em 31 de dezembro de 2024).

O prazo médio de pagamento destes títulos em 31 de março de 2025 é de 58 dias (58 dias em 31 de dezembro de 2024), enquanto o prazo médio para fornecedores que não aderiram a modalidade é de 54 dias (57 dias em 31 de dezembro de 2024).

## 13 Empréstimos e financiamentos

### 13.1 Composição do saldo

	Custo da dívida (% a.a)	Garantias	31/03/2025		
			Principal e encargos		
			Circulante	Não circulante	Total
<b>Moeda estrangeira (US\$)</b>					
<i>Bofa</i> (a)	CDI + 1,09%	N/A	5.327	287.370	292.697
<i>Scotiabank</i> (a)	CDI + 1,35%	-	1.176.065	-	1.176.065
<b>Total moeda estrangeira US\$</b>			<b>1.181.392</b>	<b>287.370</b>	<b>1.468.762</b>
<b>Moeda nacional</b>					
BNDES	IPCA+4,11% a 4,81%	Aval/Fiança + Conta Reserva + Recebíveis	335.251	1.885.538	2.220.789
Caixa Econômica Federal	6,00%	Aval/Fiança + Conta Reserva + Recebíveis	7.677	14.555	22.232
<b>Subtotal</b>			<b>342.928</b>	<b>1.900.093</b>	<b>2.243.021</b>
(-) Custo de captação			(529)	(5.503)	(6.032)
<b>Total moeda nacional</b>			<b>342.399</b>	<b>1.894.590</b>	<b>2.236.989</b>
<b>Total</b>			<b>1.523.791</b>	<b>2.181.960</b>	<b>3.705.751</b>

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

	Custo da dívida (% a.a)	Garantias	31/12/2024		
			Principal e encargos		
			Circulante	Não circulante	Total
<b>Moeda estrangeira (US\$)</b>					
Bofa (a)	CDI + 1,09%	N/A	1.087	309.955	311.042
Scotiabank (a)	CDI + 1,35%	-	1.245.476	-	1.245.476
<b>Total moeda estrangeira US\$</b>			<b>1.246.563</b>	<b>309.955</b>	<b>1.556.518</b>
<b>Moeda nacional</b>					
BNDES	IPCA+4,11% a 4,81%	Aval/Fiança + Conta Reserva + Recebíveis	330.429	1.939.247	2.269.676
Caixa Econômica Federal	6,00%	Aval/Fiança + Conta Reserva + Recebíveis	7.681	16.453	24.134
<b>Subtotal</b>			<b>338.110</b>	<b>1.955.700</b>	<b>2.293.810</b>
(-) Custo de captação			(529)	(5.636)	(6.165)
<b>Total moeda nacional</b>			<b>337.581</b>	<b>1.950.064</b>	<b>2.287.645</b>
<b>Total</b>			<b>1.584.144</b>	<b>2.260.019</b>	<b>3.844.163</b>

(a) Considera-se no custo da dívida do *Bank of America* e *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 2024</b>	337.581	1.950.064	1.246.563	309.955	3.844.163
Encargos	23.565	-	20.089	-	43.654
Variação monetária e cambial	4.891	28.449	(85.260)	(22.585)	(74.505)
Transferências	83.923	(83.923)	-	-	-
Amortizações de principal	(84.034)	-	-	-	(84.034)
Pagamentos de juros	(23.660)	-	-	-	(23.660)
Custo de captação (a)	133	-	-	-	133
<b>Saldos em 31 de março de 2025</b>	<b>342.399</b>	<b>1.894.590</b>	<b>1.181.392</b>	<b>287.370</b>	<b>3.705.751</b>

(a) 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 31 de março de 2025, as parcelas relativas aos empréstimos e financiamentos apresentavam os seguintes vencimentos:

Vencimento	31/03/2025	
	Valor	%
<b>Circulante</b>	<b>1.523.791</b>	<b>41%</b>
2026	254.326	7%
2027	624.892	17%
2028	177.507	5%
2029	96.233	3%
De 2030 até 2040	1.034.505	27%
Subtotal	2.187.463	59%
(-) Custo de captação (não circulante)	(5.503)	0%
<b>Não circulante</b>	<b>2.181.960</b>	<b>59%</b>
<b>Total</b>	<b>3.705.751</b>	<b>100%</b>

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 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:

<b>Covenants Empréstimos</b>	<b>Scotiabank</b>	<b>Bank of America</b>
1ª Dívida líquida/EBITDA: <=4,5	1,5	1,5

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 31 de março de 2025, 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, sujeito a relatório de assecuração limitada por auditoria independente, que deve ser entregue até 31 de maio do ano subsequente, portanto, após a divulgação das demonstrações contábeis da Companhia. No período findo em 31 de março de 2025, a Companhia manteve-se em cumprimento de todas as obrigações e dentro dos limites estipulados nos contratos.

## 14 Debêntures

### 14.1 Movimentação de debêntures

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

	<b>Passivo Circulante</b>	<b>Passivo não Circulante</b>	<b>Total</b>
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2024</b>	<u>60.967</u>	<u>3.770.276</u>	<u>3.831.243</u>
Encargos	94.177	-	94.177
Transferências	720.531	(720.531)	-
Amortizações de principal (a)	(722.127)	-	(722.127)
Pagamento de juros (a)	(81.431)	-	(81.431)
Variação monetária	-	35.558	35.558
Custo de captação (b)	1.562	-	1.562
<b>Saldos em 31 de março de 2025</b>	<u>73.679</u>	<u>3.085.303</u>	<u>3.158.982</u>

(a) Em 17 de fevereiro de 2025, ocorreu a amortização extraordinária da 6ª Emissão de Debêntures no montante de R\$ 750.000; e

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

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 14.2 Características das debêntures

Emissão	Característica	Garanti as	Série	Valor da emissão	Custo nominal	Data da emissão	Vencimento	31/03/2025		Total
								Saldo líquido circulante	Saldo líquido não circulante	
6ª	(1) / (3) / (4)	N/A	Única	1.350.000	CDI + 1,40% a.a.	jun/22	mai/28	29.173	625.664	654.837
7ª	(1) / (3) / (4)	N/A	Única	1.000.000	CDI + 0,95% a.a.	ago/24	ago/30	18.869	997.519	1.016.388
8ª (a)	(1) / (3) / (4) / (5)	N/A	Única	1.475.000	CDI + 0,38% a.a.	dez/24	dez/36	25.637	1.462.120	1.487.757
<b>Total</b>								<b>73.679</b>	<b>3.085.303</b>	<b>3.158.982</b>

- (1) Emissão pública de debêntures simples  
(3) Não conversíveis em ações  
(4) Espécie quirografária  
(5) Debêntures incentivadas.

(a) Considera-se no custo da 8ª Debêntures, o custo da ponta passiva do *swap*.

As emissoras das debêntures incentivadas, conforme o artigo 2º da Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011, alterada pelo Decreto nº 11.964, de 26 de março de 2024, tem como obrigatoriedade aplicar a totalidade dos recursos captados nas emissões das debêntures no custeio das despesas já incorridas e/ou a incorrer relativas aos projetos apresentando ao MME – Ministério de Minas e Energia. A finalidade das debêntures incentivadas é captar recursos destinados a projetos de infraestrutura e todos os recursos obtidos foram utilizados pela Companhia para esse fim.

## 14.3 Cronograma de amortização da dívida

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

Vencimento	31/03/2025	
	Valor	%
Circulante	73.679	2%
2026	209.291	7%
2027	209.291	7%
2028	542.624	17%
2029	333.333	11%
De 2030 até 2036	1.845.615	57%
Subtotal	3.140.154	99%
(-) Custo de captação (não circulante)	(54.851)	(1%)
Não circulante	3.085.303	98%
<b>Total</b>	<b>3.158.982</b>	<b>100%</b>

## 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	6ª debêntures	7ª debêntures	8ª debêntures
1ª Dívida líquida/EBITDA ajustado: <= 4,5	1,5	1,5	1,5

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

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. Não há diferenças conceituais relevantes entre os indicadores mencionados e as definições contábeis de dívida líquida e EBITDA.

No período findo em 31 de março de 2025, 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

	31/03/2025	31/12/2024
<b>Créditos ativos de:</b>		
Prejuízo fiscal	34.759	34.759
<b>Ativos de:</b>		
<b>Diferenças temporárias:</b>		
Provisão para riscos judiciais	62.515	54.122
PECLD	23.033	28.919
Receita – CPC 47 / IFRS 15	1.156	978
Arrendamentos – CPC 06 (R2) / IFRS 16	803	807
Provisão para participação nos lucros	5.680	12.551
Provisão atuarial	6.487	21.960
<b>Subtotal</b>	<b>99.674</b>	<b>119.337</b>
<b>Passivos de:</b>		
<b>Diferenças temporárias:</b>		
Depreciação acelerada	(190.408)	(193.762)
Atualização do ativo financeiro VNR	(634.496)	(582.832)
IRPJ/CSLL sobre reserva de reavaliação	(10.069)	(11.179)
Variação <i>Swap</i>	(34.221)	(37.425)
Ajuste a valor presente	(56.499)	(58.128)
Outras despesas não dedutíveis	(20.423)	(15.546)
<b>Total</b>	<b>(946.116)</b>	<b>(898.872)</b>
<b>Total tributos diferidos</b>	<b>(811.683)</b>	<b>(744.776)</b>

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

	31/12/2024	31/03/2025				
		Reconhecimento no resultado	Resultado abrangente	Valor líquido	Ativo fiscal diferido	Passivo fiscal diferido
IRPJ prejuízos fiscais	34.759	-	-	34.759	34.759	-
Provisão para riscos judiciais	54.122	8.393	-	62.515	62.515	-
PECLD	28.919	(5.886)	-	23.033	23.033	-
Ajuste a valor presente	(58.128)	1.629	-	(56.499)	-	(56.499)
Valor novo de reposição – VNR	(582.832)	(51.664)	-	(634.496)	-	(634.496)
Receitas/Custos– CPC 47/IFRS15	978	178	-	1.156	1.156	-
Arrendamentos – IFRS 16/CPC 06	807	(4)	-	803	803	-
Depreciação acelerada	(193.762)	3.354	-	(190.408)	-	(190.408)
Variação <i>swap</i>	(37.425)	4.946	(1.742)	(34.221)	-	(34.221)
Provisão para participação nos lucros	12.551	(6.871)	-	5.680	5.680	-
Provisão atuariais	21.960	(15.473)	-	6.487	6.487	-
Outras despesas não dedutíveis	(15.546)	(4.877)	-	(20.423)	-	(20.423)
IRPJ/CSLL sobre reserva de reavaliação	(11.179)	1.110	-	(10.069)	-	(10.069)
<b>Total</b>	<b>(744.776)</b>	<b>(65.165)</b>	<b>(1.742)</b>	<b>(811.683)</b>	<b>134.433</b>	<b>(946.116)</b>

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 15.3 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\$ 134.433, ocorrerá em sua totalidade até o final do exercício de 2025.

## 15.4 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 31 de março de 2025 e 2024, está demonstrada a seguir:

	31/03/2025		31/03/2024	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro contábil antes do IRPJ e da CSLL	486.453	486.453	524.597	524.597
Alíquota fiscal	25%	9%	25%	9%
<b>Pela alíquota fiscal</b>	<b>(121.613)</b>	<b>(43.781)</b>	<b>(131.149)</b>	<b>(47.214)</b>
<b>Ajustes que afetaram o cálculo dos tributos sobre o lucro</b>				
Outras adições (reversões) permanentes	(310)	94	(78)	(6)
Incentivo prorrogação licença maternidade	3	-	6	-
IRPJ Subvenção Governamental	71.799	-	83.488	-
Parcelamento IRPJ/CSLL (anos anteriores)	499	-	392	-
<b>IRPJ e CSLL correntes/diferido no resultado</b>	<b>(49.622)</b>	<b>(43.687)</b>	<b>(47.341)</b>	<b>(47.220)</b>
Alíquota efetiva	10%	9%	9%	9%
IRPJ/CSLL correntes	(2.583)	(25.561)	(23.929)	(37.599)
IRPJ/CSLL diferidos	(47.039)	(18.126)	(23.412)	(9.621)

## 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:

	31/03/2025		31/12/2024	
	Provisão	Depósitos vinculados	Provisão	Depósitos vinculados
Cíveis (a)	94.913	93.583	95.383	86.318
Fiscais (b)	25.858	25.603	394	25.599
Trabalhistas	34.999	46.023	35.084	45.980
Total	155.770	165.209	130.861	157.897
Circulante	9.720	-	9.693	196
Não circulante	146.050	165.209	121.168	157.701

- (a) Dos valores de depósitos judiciais cíveis, R\$ 8.229 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) Em março de 2024, a Companhia efetuou depósito judiciais referente ao PIS/COFINS da competência de fevereiro de 2024 no montante de R\$ 25.460 conforme previsto na Lei nº 14.740/2023 para débitos com vencimento entre 30 de novembro de 2023 e 01 de abril de 2024. A Companhia optou por ingressar com medida judicial para garantir a inclusão no programa de autorregularização e procedeu ao depósito judicial do montante integral devido até que haja uma decisão final.

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 16.1 Movimentação dos processos no período

	31/12/2024		31/03/2025				Saldo final
	Saldo inicial	Adições	Utilização (1)	Reversão de provisão (2)	Atualização (3)	Reclassificação (4)	
Cíveis	95.383	5.207	(7.739)	(1.332)	3.394	-	94.913
Fiscais	394	-	-	-	4	25.460	25.858
Trabalhistas	35.084	1.435	(1.105)	(417)	2	-	34.999
Total contingências	130.861	6.642	(8.844)	(1.749)	3.400	25.460	155.770

- (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.  
(4) Para detalhes, ver tópico "b) Fiscais".

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 31 de março de 2025, 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:

	31/03/2025	31/12/2024
Cíveis	508.886	509.051
Fiscais	23	23
Trabalhistas	97.906	75.763
Total	606.815	584.837

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

### a) Cíveis

A Companhia figura como ré em 11.488 processos cíveis em 31 de março de 2025 (11.760 em 31 de dezembro de 2024), sendo 6.631 tramitam em Juizados Especiais (4.927 em 31 de dezembro de 2024), com probabilidade de perda provável, no montante de R\$ 94.913 (R\$ 95.383 em 31 de dezembro de 2024). Do total, R\$ 76.550 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 31 de março de 2025, é avaliada como possível pela Administração, no montante de R\$ 508.886 (R\$ 509.051 em 31 de dezembro de 2024), sendo R\$ 473.649 referentes a ações relacionadas a quebra de contrato, regulatório e falha de fornecimento.

O processo nº 0801011-10.2024.8.14.0136 relacionado a ação civil pública movida pelo Ministério Público do Estado do Pará, em face da Equatorial Pará, requerendo a condenação da Concessionária a indenização por danos materiais e morais coletivos em reconhecimento da prática ilícita de prestar o serviço público de fornecimento de energia de modo ineficiente à coletividade de Município de Canaã dos Carajás no montante de R\$ 100.000.

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

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

### **b) Fiscais**

A Companhia figura como ré em 161 processos fiscais em 31 de março de 2025 (165 processos em 31 de dezembro de 2024), sendo 14 tramitam em Juizados Especiais (15 em 31 de dezembro de 2024), com probabilidade de perda provável, no montante de R\$ 25.858 (R\$ 394 em 31 de dezembro de 2024). Do total, R\$ 29 referem-se ações indenizatórias questionando CIP - Contribuição de Iluminação Pública e Outros.

Além dos processos provisionados, existem outros processos cíveis cuja possibilidade de perda, em 31 de março de 2025, é avaliada como possível pela Administração, no montante de R\$ 23 (R\$ 23 em 31 de dezembro de 2024), referentes a ações relacionadas a ISS - Imposto sobre Serviços, ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços e Outros.

A Companhia realizou a reclassificação do valor de R\$ 25.460, referente ao processo nº 1010869-37.2024.4.01.3900, que trata da autorregularização de tributos nos termos da Lei nº 14.740/2023. O montante, anteriormente contabilizado como PIS e COFINS a recolher.

### **c) Trabalhistas**

O passivo trabalhista em 31 de março de 2025 é composto por 922 reclamações ajuizadas (864 reclamações ajuizadas em 31 de dezembro de 2024) 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 R\$ 34.999 (R\$ 35.084 em 31 de dezembro de 2024), os processos mais relevantes destacam-se:

O processo nº 0010325-06.2013.5.08.0010 relacionado a ação civil pública movida pelo Sindicato Dos Trabalhadores Das Indústrias Urbanas Do Estado Do Pará, em face da Equatorial Pará pleiteando o pagamento de PLR do ano de 2012, de R\$ 17.948 (R\$ 17.717 em 31 de dezembro de 2024).

Além dos processos provisionados, existem outras contingências trabalhistas cuja possibilidade de perda, em 31 de março de 2025, é avaliada pela Administração, com base na avaliação da gerência jurídica, como possíveis, no montante de R\$ 97.906 (R\$ 75.763 em 31 de dezembro de 2024).

## **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 Pine S/A e Petróleo Brasileiro S/A (Petrobras).

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, com a Petrobras, versa exclusivamente sobre pagamento de juros e correção no cumprimento das obrigações do plano.

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

Para essa última apelação, acredita-se que as chances de êxito deste recurso são remotas, o que é respaldado em Legal *Opinion* do escritório que conduz o processo, que, desde então, está sem movimentação. Quando esta apelação for concluída, espera-se que a matéria seja apreciada em um cenário de 24 a 36 meses, quando então o encerramento da recuperação judicial estará devidamente transitado em julgado.

## 17.1 Composição

	31/03/2025	31/12/2024
<b>Circulante</b>		
Outras concessionárias	4.450	5.695
Credores financeiros (a)	27.396	27.751
Partes relacionadas	89.439	79.318
Total circulante	121.285	112.764
<b>Não circulante</b>		
Outras concessionárias	83.853	83.853
Credores financeiros (a)	334.423	335.871
Partes relacionadas	789.616	788.705
(-) Ajuste a valor presente (b)	(179.389)	(184.593)
Total não circulante	1.028.503	1.023.836
<b>Total</b>	<b>1.149.788</b>	<b>1.136.600</b>

- (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 31 de março de 2025, o saldo é composto por: R\$ 36.351 de credores financeiros, R\$ 14.369 de outras concessionárias e R\$ 128.669 de partes relacionadas (R\$ 37.545 de empréstimos e financiamentos, R\$ 14.747 de outras concessionárias e R\$ 132.301 de partes relacionadas em 31 de dezembro de 2024).

## 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	31/03/2025	
	Valor	%
Circulante	121.285	11%
2026	20.213	2%
2027	120.337	10%
2028	144.516	13%
2029	109.954	10%
De 2030 até 2034	812.872	70%
Subtotal	1.207.892	105%
(-) Ajuste a valor presente (não circulante)	(179.389)	-16%
Não circulante	1.028.503	89%
<b>Total</b>	<b>1.149.788</b>	<b>100%</b>

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

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

	Saldo em 31/12/2024	Juros e encargos	Variação monetária	Amortização	Juros pagos	AVP	Saldo em 31/03/2025
Outras concessionárias	74.801	1.248	-	-	(2.493)	378	73.934
Partes relacionadas – nota explicativa nº 8	735.722	10.840	1.196	(283)	(721)	3.632	750.386
Credores financeiros	326.077	2.247	5.131	(6.580)	(2.601)	1.194	325.468
Total	<u>1.136.600</u>	<u>14.335</u>	<u>6.327</u>	<u>(6.863)</u>	<u>(5.815)</u>	<u>5.204</u>	<u>1.149.788</u>

## 18 Patrimônio líquido

### 18.1 Capital social

O capital social subscrito e integralizado no período findo em 31 de março de 2025 é de R\$ 1.624.459 (R\$ 1.624.459 em 31 de dezembro de 2024) e o capital autorizado é de R\$ 2.500.000 (R\$ 2.500.000 em 31 de dezembro de 2024), 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)	<u>52.679.010</u>	<u>1.699.465</u>	<u>10.737</u>	<u>1.085.346</u>	<u>55.474.558</u>	<u>2,51%</u>
Total	<u>2.204.620.569</u>	<u>2.166.816</u>	<u>1.085.373</u>	<u>1.201.249</u>	<u>2.209.074.007</u>	<u>100%</u>

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 ou 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:

## Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação

Período findo em 31 de março de 2025

(Valores expressos em milhares de reais)

	31/12/2024	Quota de reavaliação	Amortização	31/03/2025
Reserva de reavaliação	33.518	(3.262)	-	30.256
Encargo tributário	(6.842)	-	1.109	(5.733)
Total	26.676	(3.262)	1.109	24.523

### 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 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 20.4.1 – Quinto Plano de Opção de Compra de Ações, das demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2024.

#### a) 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	Média ponderada do preço de exercício	Número de opções	Média ponderada do preço de exercício
	31/03/2025	31/03/2025	31/12/2024	31/12/2024
Em opções				
Existentes em 1º de janeiro	793.100	-	4.038.200	-
Encerrados ao fim do período 1º Outorga	(150.000)	-	(3.245.100)	-
Encerramento ao fim do período 3º Outorga	37.500	23,63	187.500	23,63
Encerramento ao fim do período 4º Outorga	175.600	22,67	175.600	23,00
Encerramento ao fim do período 5º Outorga	30.000	22,98	30.000	22,98
Encerramento ao fim do período 6º Outorga	400.000	26,04	400.000	26,04
Total existentes ao fim do período	643.100	-	793.100	-

A despesa reconhecida no período findo em 31 de março de 2025 foi de R\$ 268 (R\$ 990 em 31 de março de 2024) para a Companhia, e refere-se ao valor justo reconhecido durante o *vesting period* que é avaliado em cada data base.

### 18.4 Planos de outorga de “Phantom Shares”

#### 18.4.1 Contrato Phantom 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 S.A., caso as métricas de *performance* fossem atingidas:

	Número de Opções	Média ponderada do preço de exercício	Número de opções	Média ponderada do preço de exercício
	31/03/2025	31/03/2025	31/12/2024	31/12/2024
Em opções				
Existentes em 1º de janeiro	340.000	31,15	340.000	33,35
Existentes ao fim do período	340.000	30,23	340.000	31,15

## Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

Para o plano de “*Phantom shares*”, referente ao período findo em 31 de março de 2025, foi reconhecida uma reversão de R\$ 414, em contrapartida a rubrica de outras contas a pagar (complemento de provisão de R\$ 1.307 em 31 de março de 2024), e refere-se ao valor justo reconhecido durante o *vesting period* 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.

### 18.4.2 Contrato Phantom 2023

A Companhia realizou a estimativa de valor justo do referido plano por meio da técnica de avaliação *Monte Carlo* para precificação, incorporando fatores e premissas de mercado, de acordo com o item 17 do CPC 10 (R1). As quantidades de ações podem variar conforme a *performance* do plano e serem multiplicadas por um percentual entre 0% (zero por cento) e 150% (cento e cinquenta por cento) da quantidade-alvo.

	Número de Opções	Média ponderada do preço de exercício	Número de Opções	Média ponderada do preço de exercício
	31/03/2025	31/03/2025	31/12/2024	31/12/2024
<i>Em opções</i>				
Existentes em 1º de janeiro	293.423	32,19	311.475	33,28
Cancelamento durante o período (a)	(61.898)	-	(18.052)	-
Existentes ao fim do período	231.525	36,51	293.423	32,19

(a) Trata-se de transferências das ações entre partes relacionadas, sendo as entidades membro do mesmo grupo econômico.

Para o plano de “*Phantom shares*”, referente ao período findo em 31 de março de 2025, foi reconhecida um complemento de provisão de R\$ 236 em contrapartida a rubrica de outras contas a pagar (reversão de R\$ 1.407 em 31 de março de 2024), e refere-se ao valor justo reconhecido durante o *vesting period* que é avaliado em cada data base.

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

### 18.4.3 Contrato Phantom 2025

A Companhia realizou a estimativa de valor justo do referido plano por meio da técnica de avaliação *Monte Carlo* para precificação, incorporando fatores e premissas de mercado, de acordo com o item 17 do CPC 10 (R1). As quantidades de ações podem variar conforme a *performance* do plano e serem multiplicadas por um percentual entre 0% (zero por cento) e 150% (cento e cinquenta por cento) da quantidade-alvo.

	Número de Opções	Média ponderada do preço de exercício
	31/03/2025	31/03/2025
<i>Em opções</i>		
Existentes em 1º de janeiro	-	-
Outorga	349.141	-
Existentes ao fim do período	349.141	28,32

(b) Trata-se de transferências das ações entre partes relacionadas, sendo as entidades membro do mesmo grupo econômico.

## Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

Para o plano de “*Phantom shares*”, referente ao período findo em 31 de março de 2025, foi reconhecida uma provisão de R\$ 1.071 em contrapartida a rubrica de outras contas a pagar (R\$ 0 em 31 de março de 2024), e refere-se ao valor justo reconhecido durante o *vesting period* que é avaliado em cada data base.

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

### 18.5 Matching Shares

As informações utilizadas na avaliação dos valores justos na data da outorga do Programa são:

	Número de Opções	Média ponderada do preço de exercício	Número de Opções	Média ponderada do preço de exercício
	31/03/2025	31/03/2025	31/12/2024	31/12/2024
<i>Em opções</i>				
Existentes em 1º de janeiro	111.340	31,12	-	-
Cancelamento durante o período	(10.608)	-	-	-
Existentes ao fim do período	100.732	31,12	111.340	31,12

A despesa reconhecida na Companhia, em contrapartida ao patrimônio líquido, no período findo em 31 de março de 2025 foi de R\$ 319 (R\$ 0 em 31 de março de 2024) e refere-se ao valor justo reconhecido durante o período que é avaliado em cada data base.

### 18.6 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.

	31/03/2025				
	Ações ordinárias	Ações preferenciais nominativas A	Ações preferenciais nominativas B	Ações preferenciais nominativas C	Total
<b>Numerador</b>					
Lucro líquido do período	392.351	386	193	214	393.144
<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	0,17797	0,17814	0,17782	0,17815	0,17797
	31/03/2024				
	Ações ordinárias	Ações preferenciais nominativas A	Ações preferenciais nominativas B	Ações preferenciais nominativas C	Total
<b>Numerador</b>					
Lucro líquido do período	429.169	422	211	234	430.036
<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	0,19467	0,19474	0,19447	0,19484	0,19467

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.

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 19 Receita operacional líquida

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

	<u>31/03/2025</u>	<u>31/03/2024</u>
Receita de distribuição (a)	1.863.242	2.104.501
Remuneração financeira WACC	227.095	223.834
Valores a receber/devolver de parcela A e outros itens financeiros (b)	15.501	(87.789)
Subvenção CDE – Outros (c)	205.720	139.860
<b>Fornecimento de energia elétrica</b>	<u>2.311.558</u>	<u>2.380.406</u>
Suprimento de energia elétrica (d)	20.101	753
Receita pela disponibilidade – uso da rede (e)	149.041	134.732
Receita de construção (f)	719.799	520.677
Atualização do ativo financeiro (g)	151.954	100.832
Outras receitas	63.668	71.888
<b>Receita operacional bruta</b>	<u>3.416.121</u>	<u>3.209.288</u>
<b>Deduções da receita</b>		
ICMS sobre venda de energia elétrica (h)	(411.831)	(438.044)
PIS e COFINS	(149.629)	(194.176)
Encargos do consumidor	(20.854)	(19.158)
ISS	(334)	(421)
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	(124.853)	(152.761)
Penalidades DIF/FIC e outras	(13.656)	(10.299)
<b>Deduções da receita operacional</b>	<u>(721.157)</u>	<u>(814.859)</u>
<b>Receita operacional líquida</b>	<u>2.694.964</u>	<u>2.394.429</u>

- (a) Apesar do aumento no número de consumidores com relação ao período anterior, devido mecanismo de faturamento dos clientes SIGIFI, existem dois tipos de faturamento: novos clientes entrantes que são faturados mensalmente e clientes que já estão na base e são faturados trimestralmente, ou conforme estratégia adotada pela área. Fazendo com que ocorra essa variação;
- (b) A variação positiva de R\$ 103.290 dos ativos e passivos regulatórios deve-se principalmente por: (i) em relação a constituição houve alteração de posição entre anos, de passiva passou a ser ativa, principalmente em função do comportamento dos custos com energia e encargos setoriais frente às coberturas tarifárias homologadas pela ANEEL, gerando uma variação positiva de R\$ 69.789 quando comparado com o exercício anterior (ii) variação positiva entre os valores amortizados do último reajuste no montante de R\$ 34.214; (iii) variação positiva pelo reconhecimento de despesa na tarifa dos recursos recebidos a título de Conta-Covid no montante de R\$ 795; (iv) a variação negativa entre os valores da receita de ultrapassagem da demanda e excedente reativo no montante de R\$ 1.447; e (v) efeito negativo de R\$ 61 em CVA da Bandeira Faturada.
- (c) Referem-se ao registro da receita de desconto tarifário. A variação refere-se ao registro do subsídio do faturamento de projetos da Geração Distribuída do tipo II, que envolvem autoconsumo local, geração compartilhada (até 25% de participação) e autoconsumo remoto (até 500 kW).
- (d) A receita suprimento de energia elétrica foi maior em comparação com o exercício anterior, devido a distribuidora ter disponibilizado mais energia para venda no Mercado de Curto Prazo no exercício de 2025. Em 2024 foram 0 (zero) MWh vendidos e ao passo que em 2025 foram 245.724 MWh vendidos ao preço médio de R\$ 64,89/MWh. Assim, houve um aumento da disponibilidade de suprimento para a venda no mercado de curto prazo;
- (e) As migrações de clientes livres ocorridas no exercício representaram um aumento de 61,6% dessa classe, impactando em um aumento do uso da rede em torno de 7,3% até 31 de março de 2025;
- (f) A variação desta linha foi impulsionada principalmente por um aumento de 42,50% nos custos decorrentes de movimentações no estoque. Além disso registramos um aumento de 32,62% nas adições. Esses aumentos refletem investimentos estratégicos em ativos essenciais para a continuidade e expansão das operações;
- (g) O considerável número de obras encerradas que impactaram o saldo a ser transferido/bifurcado para o ativo financeiro e sua consequente atualização cujo índice de inflação adotado (IPCA) acumulou variação positiva de R\$ 51.122 quando comparado a 31 de março de 2024; e
- (h) A variação se deve principalmente pela diminuição na receita de fornecimento, resultando em contrapartida na diminuição proporcional do ICMS.

## Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação

Período findo em 31 de março de 2025

(Valores expressos em milhares de reais)

### 20 Custos do serviço e despesas operacionais

	31/03/2025					31/03/2024				
	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	(21.298)	(10.098)	(20.822)	-	(52.218)	(14.066)	(7.413)	(26.364)	-	(47.843)
Material	(6.357)	(2.278)	(387)	-	(9.022)	(1.670)	(3.870)	564	-	(4.976)
Serviços de terceiros	(59.803)	(45.395)	(13.277)	-	(118.475)	(79.761)	(44.748)	(6.254)	-	(130.763)
Energia elétrica comprada para revenda (a)	(937.322)	-	-	-	(937.322)	(866.641)	-	-	-	(866.641)
Custo de construção (b)	(719.799)	-	-	-	(719.799)	(520.677)	-	-	-	(520.677)
PECLD do contas a receber de clientes	-	-	-	(53.211)	(53.211)	-	-	-	(56.932)	(56.932)
Provisão para riscos judiciais	-	-	(4.893)	-	(4.893)	-	-	(4.932)	-	(4.932)
Amortização	(104.920)	-	(6.959)	-	(111.879)	(104.652)	-	(10.838)	-	(115.490)
Subvenção CCC	(22.456)	-	-	-	(22.456)	5.932	-	-	-	5.932
Outros	(21)	585	(2.256)	(86)	(1.778)	(173)	979	(1.946)	177	(963)
<b>Total</b>	<b>(1.871.976)</b>	<b>(57.186)</b>	<b>(48.594)</b>	<b>(53.297)</b>	<b>(2.031.053)</b>	<b>(1.581.708)</b>	<b>(55.052)</b>	<b>(49.770)</b>	<b>(56.755)</b>	<b>(1.743.285)</b>

(a) Para maior detalhamento, vide a abertura dos custos da energia elétrica comprada para revenda, conforme nota explicativa nº 20.1 – 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 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 20.1 Energia elétrica comprada para revenda

	31/03/2025		31/03/2024	
	GWh (*)	RS	GWh (*)	RS
Energia de leilão (a)	2.573	(539.988)	2.362	(478.157)
Contratos Eletronuclear	79	(26.071)	80	(26.384)
Contratos cotas de garantias	297	(63.776)	347	(62.673)
Encargo de Serviço do Sistema – ESS/Energia reserva (b)	-	(62.032)	-	(68.751)
Energia bilateral	56	(25.755)	56	(23.620)
Energia de curto prazo – CCEE (c)	-	(49.111)	-	(40.130)
Programa incentivo fontes alternativas energia – PROINFA	41	(28.100)	42	(22.137)
(-) Parcela a compensar crédito PIS/COFINS não cumulativo (d)	-	95.067	-	92.157
Geração Distribuída (e)	-	(16.214)	-	(5.719)
<b>Subtotal</b>	<b>3.046</b>	<b>(715.980)</b>	<b>2.887</b>	<b>(635.414)</b>
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição (f)	-	(221.342)	-	(231.227)
<b>Total</b>	<b>3.046</b>	<b>(937.322)</b>	<b>2.887</b>	<b>(866.641)</b>

- (a) A variação refere-se aos custos com contratos (CCEAR – Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no ambiente regulado, MCSDD – Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits) decorrentes de aumento de volume contratado em 8,9 % em relação ao período do ano anterior, com preço médio do período em R\$ 209,86/MWh em relação a 2024 de R\$ 202,43/MWh;
- (b) A diminuição nas despesas associadas ao ESS em comparação ao exercício anterior deve-se a redução do acionamento das térmicas fora da ordem de mérito, acrescido de menores despesas com o Encargo de Energia de Reserva cuja finalidade é aumentar a Segurança no Fornecimento de Energia Elétrica ao Sistema Interligado Nacional, ocasionando diminuição dos pagamentos associado a este encargo;
- (c) A energia de curto prazo apresentou uma variação negativa de R\$ 8.981 no exercício findo de 31 de março de 2025 em virtude do aumento da despesa do efeito da contratação por disponibilidade e efeito de contratação de cotas de garantia física em relação ao exercício findo de 31 de março de 2024;
- (d) Saldo decorre do diferimento do crédito do PIS/COFINS sobre a CVA realizado pela companhia (regime caixa);
- (e) Os valores referem-se ao impacto da contabilização de custos de geração distribuída cujo valor é determinado pela energia (kWh) gerada por consumidores de GD, valorizada pelo PMIX (Preço Médio de Compra de Energia). Esse impacto é reconhecido em contrapartida em outras contas a pagar, com impacto dos encargos de geração distribuída no resultado financeiro; e
- (f) Contempla os custos com encargos de uso e conexão do sistema de transmissão, os quais possuem tarifas ajustadas pela resolução Receita Anual Permitida (RAP). Para o ano de 2024, as tarifas praticadas foram aprovadas na Resolução Homologatória nº 3.217 de 04 de julho de 2023 com vigência a partir de julho de 2023 até junho de 2024 e Resolução Homologatória nº 3.349 de 16 de julho de 2024 com vigência a partir de julho de 2024 até junho de 2025 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.

## 20.2 Outras despesas operacionais, líquidas

	31/03/2025	31/03/2024
<b>Outras receitas operacionais</b>		
Ganhos na alienação e desativação de bens e direitos	11	-
Reversão de provisão para perda de estoque	-	4.607
Outras receitas operacionais	83	790
<b>Total de outras receitas operacionais</b>	<b>94</b>	<b>5.397</b>
<b>Outras despesas operacionais</b>		
Perdas pela desativação de bens e direitos	(8.287)	(13.359)
Indenização por danos a terceiros	(453)	(764)
Provisão para perda de estoque	(9.278)	(5.097)
Baixa de recebíveis incobráveis (a)	(6.175)	(10.210)
Outras despesas operacionais	(6.112)	(5.400)
<b>Total de outras despesas operacionais</b>	<b>(30.305)</b>	<b>(34.830)</b>
<b>Total outras despesas operacionais, líquidas</b>	<b>(30.211)</b>	<b>(29.433)</b>

- (a) No exercício de 2024 foram realizadas baixas de títulos vencidos do contas a receber acima de 5 anos.

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 21 Resultado financeiro

	31/03/2025	31/03/2024
<b>Receitas financeiras</b>		
Rendimentos de aplicação financeiras (a)	92.158	34.841
Valores a receber/devolver parcela A	8.504	11.932
Operações com instrumentos financeiros derivativos (b)	11.287	10.988
Acréscimo moratório de energia vendida	36.388	33.638
Receita financeira de AVP	4.632	8.812
PIS/COFINS sobre receita financeira	(6.925)	(4.077)
Variação monetária e cambial da dívida (c)	107.844	3.532
Outras receitas financeiras	11.873	7.277
<b>Total de receitas financeiras</b>	<b>265.761</b>	<b>106.943</b>
<b>Despesas financeiras</b>		
Encargos da dívida (d)	(138.455)	(82.957)
Operações com instrumentos financeiros derivativos (b)	(133.677)	-
Valores a receber/devolver parcela A	(17.130)	(15.289)
Variação monetária e cambial da dívida (c)	(75.224)	(68.064)
Despesa financeira de AVP	(9.422)	(5.204)
Atualização de contingências	(3.400)	(3.709)
Descontos concedidos	(15.878)	(14.737)
Encargos com partes relacionadas	(415)	(416)
Juros de mora sobre PECLD	(470)	(986)
Despesa com Aval	(5.620)	(6.918)
Encargo de geração distribuída	123	-
Outras despesas financeiras	(13.440)	(5.777)
<b>Total de despesas financeiras</b>	<b>(413.008)</b>	<b>(204.057)</b>
<b>Resultado financeiro líquido</b>	<b>(147.247)</b>	<b>(97.114)</b>

- (a) O aumento nos rendimentos das aplicações financeiras deve-se, principalmente, a melhora do caixa e aplicações da Companhia em comparação com o mesmo período anterior;
- (b) Refere-se à contratação de operação de *swap*, designada como hedge de fluxo de caixa, onde a principal variação refere-se ao câmbio sobre essas operações. No período findo de 31 de março de 2025 o principal efeito refere-se à variação cambial, que gerou despesa com a queda do dólar em 7,27%, saindo de R\$ 6,19 em 31 de dezembro de 2024, para R\$ 5,74 em 31 de março 2025. No período findo de 31 de março de 2024 o principal efeito refere-se à variação cambial, que gerou receita com a alta do dólar em 3,20%, saindo de R\$ 4,84 em 31 de dezembro de 2023, para R\$ 4,99 em 31 de março 2024;
- (c) Em 31 de março de 2025, a receita foi originada principalmente pela variação cambial da dívida, devido à desvalorização do dólar em 7,27%, contribuindo para uma receita líquida no acumulado até março; e
- (d) O principal fator para o aumento dos encargos da dívida foi a elevação de 25,5% no saldo devedor em relação ao mesmo período do ano anterior.

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

### 22.1 Características do plano de aposentadoria

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

	31/03/2025	31/12/2024
<b>Ativo:</b>		
Equatorial CD	9.042	8.745
CELPA OP	1.160	1.127
<b>Total ativo não circulante</b>	<b>10.202</b>	<b>9.872</b>
<b>Passivo:</b>		
Resolução nº 10/1989	1.589	1.546
<b>Total passivo circulante</b>	<b>1.589</b>	<b>1.546</b>
CELPA R	5.182	5.170
Resolução nº 10/1989	14.031	13.855
Planos de Saúde	45.782	45.089
<b>Total passivo não circulante</b>	<b>64.995</b>	<b>64.114</b>
<b>Total passivo</b>	<b>66.584</b>	<b>65.660</b>

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

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

As características dos planos de benefícios previdenciários patrocinados pela Companhia estão descritas na nota explicativa nº 25 – Benefício pós-emprego, das demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2024 e não houve alterações de critérios adotados no período.

### **23 Instrumentos financeiros**

#### **23.1 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.

#### **23.2 Política de utilização de derivativos**

A Companhia poderá utilizar-se de operações com derivativos, apenas para conferir proteção às oscilações de índices macroeconômicos e conferir proteção às oscilações de cotações de moedas estrangeiras. Estas operações não são realizadas em caráter especulativo. Em 31 de março de 2025 e 31 de dezembro de 2024 a Companhia possuía operações de instrumentos financeiros derivativos contratados.

#### **23.3 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 31 de março de 2025 não ocorreram mudanças nas hierarquias e nas técnicas de avaliação do valor justo, e em relação ao período findo em 31 de março de 2024, conforme descrito no item a seguir.

## Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação

Período findo em 31 de março de 2025

(Valores expressos em milhares de reais)

### 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 31 de março de 2025 e 31 de dezembro de 2024 estão identificados conforme a seguir:

Ativo	Níveis	Categoria dos instrumentos financeiros	31/03/2025		31/12/2024	
			Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Caixa e depósitos bancários à vista	-	Custo amortizado	38.254	38.254	71.119	71.119
Equivalentes de caixa	1	Valor justo por meio do resultado	236.474	236.474	1.247.055	1.247.055
Aplicações financeiras	2	Valor justo por meio do resultado	2.309.396	2.309.396	2.315.924	2.315.924
Contas a receber de clientes	-	Custo amortizado	2.162.790	2.162.790	2.313.285	2.313.285
Sub-rogação da CCC – valores aplicados	3	Custo amortizado	349.930	349.930	349.930	349.930
Ativo financeiro de concessão	3	Valor justo por meio do resultado	7.980.150	7.980.150	7.716.194	7.716.194
Total do ativo			<u>13.076.994</u>	<u>13.076.994</u>	<u>14.013.507</u>	<u>14.013.507</u>

Passivo	Níveis	Categoria dos instrumentos financeiros	31/03/2025		31/12/2024	
			Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Fornecedor	-	Custo amortizado	970.162	970.162	1.140.554	1.140.554
Fornecedor - risco sacado	-	Custo amortizado	113.942	113.942	129.586	129.586
Empréstimos e financiamentos	2	Custo amortizado	3.705.751	3.709.986	3.844.163	3.846.087
Debêntures	2	Custo amortizado	3.158.982	3.225.285	3.831.243	3.912.927
Valores a pagar de acordo com o plano de recuperação judicial	-	Custo amortizado	1.149.788	1.329.178	1.136.600	1.321.193
Passivo de arrendamento	-	Custo amortizado	16.673	16.673	17.174	17.174
Instrumentos financeiros derivativos	2	Valor justo por meio do resultado	7.192	7.192	51	51
Valores a pagar de parcela A e outros itens financeiros	-	Custo amortizado	263.903	263.903	269.321	269.321
Total do passivo			<u>9.386.393</u>	<u>9.636.321</u>	<u>10.368.692</u>	<u>10.636.893</u>

**Caixa e equivalentes de caixa** - são classificados como custo amortizado e estão registrados pelos seus valores originais;

**Equivalentes de caixa** – são classificados como de valor justo por meio do resultado. Nível 1 na hierarquia de valor justo;

**Aplicações financeiras** - são classificados como de valor justo por meio do resultado. Em sua maioria, são aplicados em fundos. Os fatores relevantes para avaliação ao valor justo são publicamente observáveis, tais como CDI. Nível 2 na hierarquia de valor justo;

**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 Sistema Interligado Nacional – SIN. Nível 3 na hierarquia do valor justo;

## Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

**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 3 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. São classificados como passivo ao custo amortizado e estão contabilizados pelos seus valores amortizados. Nível 2 na hierarquia de valor justo;

**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; Nível 2 na hierarquia de valor justo;

**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 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 23.4 Instrumentos financeiros derivativos

Apresentamos abaixo os valores dos instrumentos derivativos da Companhia, vigentes em 31 de março de 2025 e 31 de dezembro de 2024, que podem ser assim resumidos:

Instituição financeira	Ingresso	Vencimento	Valor contratado (USD)	Valor contratado (BRL)	Amortização	Tipo	Juros	Indexadores	Valor justo		
									31/03/2025	31/12/2024	
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.	32.412	130.712	
Scotiabank	25/11/2022	25/11/2025	13.763	73.900	Bullet	Câmbio	Semestral	US\$ + 5,67% a.a./CDI + 1,35% a.a.	2.395	9.660	
Bank of America	10/12/2024	10/12/2027	50.000	300.000	Bullet	Câmbio	Anual	USD + 6,0118% a.a./ CDI + 1,09% a.a.	(20.314)	1.611	
BTG	20/12/2024	15/12/2036	-	1.475.000	Anual	Juros	Semestral	IPCA + 7,7477% a.a./ CDI + 0,38% a.a.	(21.685)	(31.908)	
<b>Total</b>									<b>(7.192)</b>	<b>110.075</b>	
									Ativo não-circulante	-	110.126
									Passivo circulante	(796)	(51)
									Passivo não circulante	(6.396)	-
									<b>Efeito líquido total</b>	<b>(7.192)</b>	<b>110.075</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				Alterações no valor do instrumento de <i>hedge</i> reconhecidas em ORA	
		31/03/2025		31/12/2024		31/03/2025	31/03/2024
		Valor Nominal	Ativo (Passivo)	Valor Nominal	Ativo (Passivo)		
Contrato de <i>swap hedge</i> para empréstimos em moeda estrangeira	Instrumentos financeiros derivativos	2.848.900	(7.192)	2.848.900	110.075	5.123	(4.149)

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 23.5 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 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 31 de março de 2025, não houve mudança nas políticas de gerenciamento de risco em relação ao anterior, findo em 31 de dezembro de 2024.

## 24 Demonstrações dos fluxos de caixa

### 24.1 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)	33.919
Transferências entre ativo financeiro e ativo contratual (a)	113.503
Adição de ativo contratual em contrapartida de fornecedor (b)	34.862
Adição de ativo contratual em contrapartida de obrigações sociais e trabalhistas (b)	22.553
<b>Total de atividades de investimento</b>	<u>204.837</u>
<b>Atividades de financiamento</b>	
Capitalização de juros de empréstimos (c)	14.768
Hedge accounting de fluxo de caixa (d)	5.123
Reconhecimento de ativo e passivo de arrendamento	804
<b>Total de atividades de financiamento</b>	<u>20.695</u>
<b>Total</b>	<u><u>225.532</u></u>

# Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(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.

## 24.2 Mudanças nos passivos de atividades de financiamento

	31/12/2024	Fluxos de caixa	Pagamento de juros (a)	Novos arrendamentos	Mudanças no valor justo	Outros (b)	31/03/2025
Empréstimos e financiamentos	3.844.163	(84.034)	(23.660)	-	-	(30.718)	3.705.751
Debêntures	3.831.243	(722.127)	(81.208)	-	-	131.074	3.158.982
Valores a pagar de acordo com plano de recuperação judicial	1.136.600	(6.863)	(5.815)	-	-	25.866	1.149.788
Passivos de arrendamento	17.174	(1.305)	(372)	804	-	372	16.673
Dividendos a pagar	363.228	(53)	-	-	-	-	363.175
Instrumentos financeiros derivativos	51	-	-	-	(5.123)	12.264	7.192
<b>Totais</b>	<b>9.192.459</b>	<b>(814.382)</b>	<b>(111.055)</b>	<b>804</b>	<b>(5.123)</b>	<b>138.858</b>	<b>8.401.561</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.

## 25 Compromissos futuros

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

	Vigência	2025	2026	2027	Após 2027 (*)
Energia contratada (R\$ Mil)	2025 a 2036	2.241.837	3.517.618	3.476.049	44.312.625
Energia contratada (MWh)	2025 a 2036	9.882.361	13.362.088	13.713.605	146.162.121

(\*) 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	2025	2026	2027	Após 2027 (**)
Arrendamentos e alugueis	2025 à 2028	3.786	4.918	4.828	3.141
Sistemas isolados (R\$ Mil)	2025 à 2027	535.984	58.995	20.333	229.669
Sistemas isolados (MWh)	2025 à 2027	262.249	67.215	25.140	257.407

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

## 26 Eventos subsequentes

### Distribuição de dividendos adicionais

Em 29 de abril de 2025, conforme ata de Reunião da Assembleia Geral Extraordinária e Ordinária, houve a aprovação de dividendos adicionais de R\$ 1.093.583, sendo R\$ 1.084.578 decorrentes do resultado do exercício e R\$ 9.005 proveniente de realização de reservas de reavaliação.

\* \* \*

## **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

Marizio Martins da Costa

Claudia Luciana Ceccatto de Trotta

Ricardo Bertucci

Adilson Celestino de Lima

## **Comitê de Auditoria Estatutário**

Tiago de Almeida Noel  
Coordenador

João Alberto da Silva Neto

Jorge Roberto Manoel

### **Diretoria Executiva**

Márcio Caires Vasconcelos  
Diretor Presidente

Tatiana Queiroga Vasques  
Diretora de Relações com Investidores

Marcos Antônio Souza de Almeida  
Diretor

Rubens Jose de Figueiredo Briseno  
Diretor

Alexandre Joaquim Santos Cardoso  
Diretor

Ênio Cunha Leal  
Diretor

André Luiz Barata Pessoa  
Diretor

Nierberth Costa Brito  
Diretor

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

GRUPO

**equatorial**

ENERGIA



Release de  
Resultados  
1T25

**EQTL**

B3 LISTED NM



**Brasília, 14 de maio de 2025** – A Equatorial S.A., *holding multi-utilities*, com atuação nos segmentos de Distribuição, Transmissão, Geração, Comercialização, Serviços, Saneamento e Telecom (B3: EQTL3; USOTC: EQUY), anuncia os resultados do primeiro trimestre de 2025 (1T25).

## EBITDA Consolidado Ajustado cresce 14,5%, R\$ 2,9 bilhões no período (vs. 1T24)

Enquadramento do DEC do Piauí e redução do PMSO são destaques do trimestre.

- **Qualidade da Operação** – Redução do **DEC no 1T25 vs 4T24**, na visão acumulada 12 meses, em todas as distribuidoras do grupo, com destaque para o enquadramento do DEC no nível regulatório da Equatorial Piauí e para a redução da CEEE-D (-3,2h).
- **Redução das perdas totais consolidadas**, estando abaixo do nível regulatório pelo sexto trimestre consecutivo.
- **PMSO Ajustado Consolidado** atingiu **R\$ 1.133 milhões**, redução de **3,9%** entre trimestres.
- **Equivalência Patrimonial** da Sabesp atingiu **R\$ 214 milhões** no trimestre.
- **Investimentos consolidados** totalizaram cerca de **R\$ 2,3 bilhões** no 1T25.
- Relação **Dívida Líquida / EBITDA consolidado** na visão *covenant*, encerrou o trimestre em **3,2x**.
- **Disponibilidade e Aplicações** do período atingiram **R\$ 11,2 bilhões**, com uma relação **Caixa / Dívida de curto prazo de 1,4x**.
- **Alienação** dos ativos de **transmissão** do grupo anunciada em 04 de abril, com um *enterprise value* de até **R\$ 9,4 bilhões**.
- Assinatura do contrato de **financiamento** com o **IFC** no dia 28 de março, no valor de **U\$ 100 milhões** para a **Equatorial Alagoas**.
- **Ingresso do grupo no Índice de Sustentabilidade Empresarial - ISE B3**.

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

Destaques Financeiros	1T24	1T25	Δ%	Δ
<b>R\$ milhões</b>				
Receita operacional líquida (ROL)	9.898	11.709	18,3%	1.811
<b>EBITDA ajustado (trimestral)</b>	<b>2.523</b>	<b>2.889</b>	<b>14,5%</b>	<b>366</b>
<i>Margem EBITDA (%ROL)</i>	25,5%	24,7%	-0,8 p.p.	
<b>EBITDA ajustado (12 meses)</b>	<b>8.849</b>	<b>11.454</b>	<b>29,4%</b>	<b>2.605</b>
<b>Lucro líquido ajustado</b>	<b>491</b>	<b>411</b>	<b>-16,4%</b>	<b>(81)</b>
<i>Margem líquida (%ROL)</i>	5,0%	3,5%	-1,5 p.p.	
<b>Investimentos</b>	<b>1.725</b>	<b>2.311</b>	<b>33,9%</b>	<b>585</b>
<b>Dívida líquida</b>	<b>36.694</b>	<b>44.071</b>	<b>20,1%</b>	<b>7.378</b>
Dívida líquida/EBITDA (12m - Covenants)	3,3	3,2	-0,1x	
Disponibilidade / Dívida de curto prazo	2,2	1,4	-0,8x	

<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.....	6
CUSTOS E DESPESAS.....	7
EBITDA.....	8
RESULTADO FINANCEIRO .....	9
LUCRO LÍQUIDO.....	10
ENDIVIDAMENTO .....	11
INVESTIMENTOS.....	12
ESG (Environmental, Social and Governance) .....	13
DISTRIBUIÇÃO.....	14
DESEMPENHO COMERCIAL .....	14
DESEMPENHO OPERACIONAL .....	16
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	17
MARGEM BRUTA .....	17
DESPESAS OPERACIONAIS E PMSO/CONSUMIDOR .....	18
EBITDA.....	20
EFEITOS NÃO RECORRENTES EBITDA .....	21
RESULTADO FINANCEIRO .....	22
LUCRO LÍQUIDO.....	22
INVESTIMENTOS.....	22
TRANSMISSÃO .....	23
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	23
RENOVÁVEIS.....	25
DESEMPENHO OPERACIONAL .....	25
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	28
SANEAMENTO .....	31
DESEMPENHO OPERACIONAL E COMERCIAL.....	31
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	31
EQUATORIAL SERVIÇOS .....	33
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	33
SERVIÇOS PRESTADOS PELO AUDITOR INDEPENDENTE .....	34

## 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.

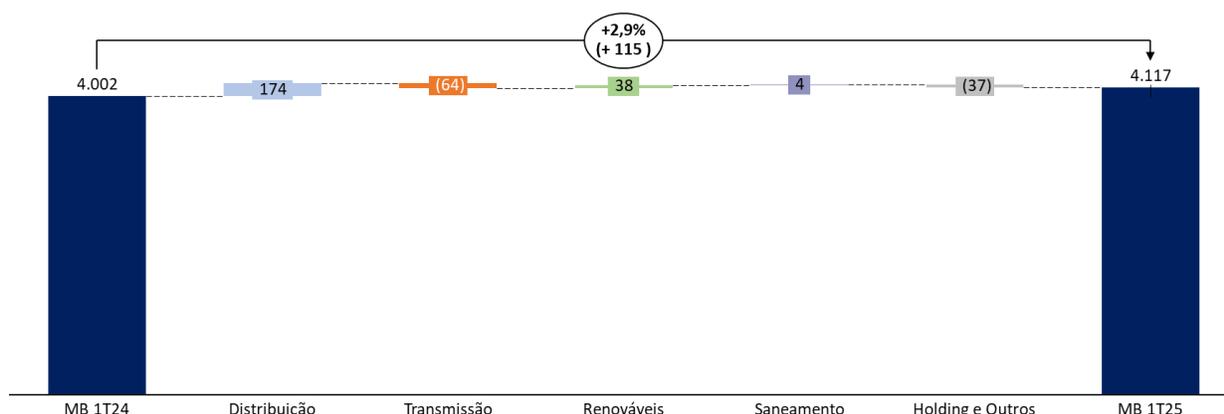
Critérios contábeis adotados:

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	1T24	1T25	Δ%	Δ
<b>R\$ milhões</b>				
Receita operacional bruta (ROB)	13.837	15.496	12,0%	1.658
Receita operacional líquida (ROL)	9.898	11.709	18,3%	1.811
Custo de energia elétrica	(5.704)	(7.208)	26,4%	(1.504)
<b>Margem Bruta</b>	<b>4.194</b>	<b>4.501</b>	<b>7,3%</b>	<b>307</b>
<b>Margem Bruta Ajustada</b>	<b>4.002</b>	<b>4.117</b>	<b>2,9%</b>	<b>115</b>
Custo e despesas operacionais	(1.484)	(1.211)	-18,4%	274
Outras receitas/despesas operacionais	(66)	(129)	95,1%	(63)
<b>EBITDA</b>	<b>2.644</b>	<b>3.161</b>	<b>19,6%</b>	<b>517</b>
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>2.523</b>	<b>2.889</b>	<b>14,5%</b>	<b>366</b>
Depreciação	(513)	(619)	20,8%	(106)
Amortização de ágio	(144)	(143)	-0,8%	1
Equivalencia patrimonial	-	214	N/A	214
Resultado do serviço (EBIT)	1.987	2.399	20,7%	412
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(1.276)</b>	<b>(1.455)</b>	<b>14,0%</b>	<b>(179)</b>
<b>Resultado financeiro ajustado</b>	<b>(1.231)</b>	<b>(1.509)</b>	<b>22,6%</b>	<b>(278)</b>
Lucro antes da tributação (EBT)	711	945	32,8%	233
IR/CSLL	(132)	(239)	80,7%	(107)
Participações minoritárias	(300)	(150)	-50,0%	150
<b>Lucro líquido Ex Minoritários</b>	<b>279</b>	<b>556</b>	<b>99,0%</b>	<b>277</b>
<b>Lucro líquido Ajustado</b>	<b>491</b>	<b>411</b>	<b>-16,4%</b>	<b>(81)</b>
Investimentos	1.725	2.311	33,9%	585

**MARGEM BRUTA AJUSTADA**

De forma consolidada, a Margem Bruta ajustada do grupo Equatorial no 1T25 apresentou um crescimento de 2,9% em comparação ao 1T24, totalizando R\$ 4,1 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 (R\$ 174 milhões), onde se destacam o crescimento da margem bruta Equatorial Goiás (R\$ 108 milhões). Vale ressaltar que a redução da margem no segmento de Transmissão (- R\$ 64 milhões) se dá, principalmente, pela venda da INTESA e da SPE 7, que tiveram suas alienações concluídas em março e dezembro de 2024, respectivamente.

Neste trimestre, a variação de mercado impactou a margem negativamente em R\$ 130 milhões, enquanto as variações de tarifa e o delta perdas adicionaram R\$ 354 milhões e R\$ 10 milhões, respectivamente.

É importante ressaltar os efeitos da contabilização do custo de compra de energia da geração distribuída começaram a ser contabilizados apenas no 4T24. Para uma comparação mais aderente da margem bruta ajustada, o valor do 1T24 deve ser ajustado com um custo de R\$ 46,9 milhões, que resultariam em uma variação entre trimestres de 3,4%, ou R\$ 134,8 milhões em uma visão consolidada.

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

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	1T25 Total
Receita Operacional	-	-	-	-	-	-
Deduções da receita operacional	-	-	-	-	-	-
Receita operacional líquida	-	-	-	-	-	-
<b>Custos</b>	<b>18</b>	<b>-</b>	<b>27</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>45</b>
Lançamentos Retroativos	18	-	-	-	-	18
Despesas O&M	-	-	27	-	-	27
<b>Margem Bruta</b>	<b>18</b>	<b>-</b>	<b>27</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>45</b>

Abaixo o detalhamento dos efeitos não recorrentes do período:

*Custo do Serviço de Energia Elétrica:*

- (i) *Lançamentos Retroativos (Alagoas): Ajustes realizados para ajustar neutralidade de acordo com a CP 09.*
- (ii) *Despesas O&M (Echo): Ajuste referente a reclassificação contábil de despesas de O&M para os custos. Este efeito também está presente no PMSO, em igual valor e sinal inverso.*

**CUSTOS E DESPESAS**

Custos Operacionais	1T24	Δ Distribuição	Δ Transmissão	Δ Renováveis	Δ Outros*	1T25	Δ%	Δ
<b>R\$ milhões</b>								
(+) Pessoal	310	14	(2)	7	3	332	7,1%	22
(+) Material	41	11	(1)	(0)	0	51	25,1%	10
(+) Serviço de terceiros	721	(60)	6	2	(11)	659	-8,6%	(62)
(+) Outros	133	2	(1)	(42)	(3)	88	-33,3%	(44)
<b>(=) PMSO Reportado</b>	<b>1.204</b>	<b>(33)</b>	<b>3</b>	<b>(33)</b>	<b>(11)</b>	<b>1.130</b>	<b>-6,2%</b>	<b>(74)</b>
Ajustes	(25)	-	-	-	-	3	-113,0%	28
<b>PMSO Ajustado</b>	<b>1.179</b>	<b>(20)</b>	<b>(5)</b>	<b>(6)</b>	<b>(16)</b>	<b>1.133</b>	<b>-3,9%</b>	<b>(46)</b>
(+) Provisões	266	(3)	-	-	19	282	5,7%	15
(+) Sistemas Isolados e Subv. CCC	14	(1)	-	-	-	13	-7,3%	(1)
(+) Outras receitas/despesas operacionais	66	60	0	-	3	129	95,1%	63
(+) Depreciação e amortização	513	83	1	19	4	619	20,8%	106
<b>Custos e Despesas Reportado</b>	<b>2.063</b>	<b>106</b>	<b>3</b>	<b>(14)</b>	<b>14</b>	<b>2.172</b>	<b>5,3%</b>	<b>109</b>
IPCA (12 meses)				5,48%				
IGPM (12 meses)				8,58%				

\*Inclui PPAs e Eliminações

O PMSO Ajustado apresentou uma redução de 3,9% no comparativo entre trimestres, de R\$ 1.179 milhões para R\$ 1.133 milhões. Como principais efeitos do PMSO Ajustado do trimestre, destacamos:

- (i) Redução de R\$ 20 milhões no segmento de Distribuição, reflexo da redução de PMSO na Equatorial Goiás;
- (ii) Redução de R\$ 16 milhões em Outros, explicado majoritariamente pela variação da Holding (despesas de Incentivo de Longo Prazo) e da Equatorial Serviços.

As explicações para os movimentos de cada segmento estão explicadas em suas respectivas seções no documento.

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

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	1T25 Total
<b>Custos e Despesas Operacionais</b>	12	-	(27)	-	13	<b>(3)</b>
Pessoal	9	-	-	-	13	22
Material	2	-	-	-	-	2
Serviços de Terceiros	-	-	(27)	-	-	(27)
Outros	-	-	-	-	-	-
<b>Provisões</b>	-	-	-	-	-	-
<b>Custos e Despesas</b>	<b>12</b>	<b>-</b>	<b>(27)</b>	<b>-</b>	<b>13</b>	<b>(3)</b>

Abaixo o detalhamento dos efeitos não recorrentes:

*Custos e Despesas Operacionais:*

*Pessoal*

- (i) Pagamento de Bônus extraordinário fruto de aquisição recente (MA/PA/PI/AL & Holding) e rescisões de administradores.

*Material*

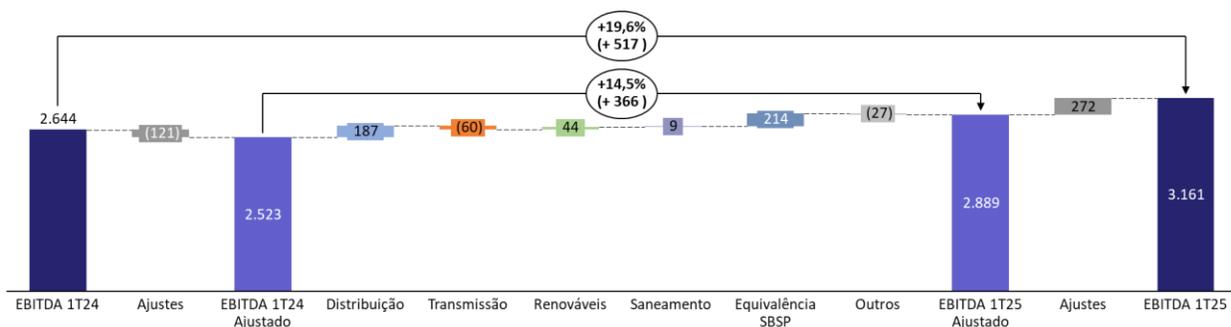
- (ii) Aquisição de materiais de EPI e EPC voltados para primarização (PA).

*Serviços de Terceiros*

- (iii) Despesas O&M (Echo): Ajuste referente a reclassificação contábil de despesas de O&M para os custos. Este efeito também está presente na margem bruta, em igual valor e sinal inverso.

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

## EBITDA



O EBITDA reportado da Equatorial atingiu R\$ 3.161 milhões no 1T25, valor 19,6% superior ao 1T24.

Já o EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa alcançou R\$ 2.889 milhões, 14,5% superior ao mesmo período do ano anterior, ou R\$ 366 milhões superior, aumento explicado por: (i) efeito da equivalência patrimonial da SABESP, que no trimestre adicionou R\$ 214 milhões, (ii) aumento do segmento de distribuição, que no trimestre teve uma variação de R\$ 187 milhões, e (iii) aumento do segmento de renováveis em R\$ 44 milhões.

O EBITDA ajustado já contempla os ajustes não caixa e IFRS (VNR, IFRS 9 e MtM).

A seguir apresentamos a conciliação do EBITDA, conforme Instrução CVM 156/22:

EBITDA	1T24	1T25	Δ%	Δ
R\$ milhões				
<b>EBITDA Equatorial Societário</b>	<b>2.644</b>	<b>3.161</b>	<b>19,6%</b>	<b>517</b>
<b>Ajustes EBITDA</b>	<b>(121)</b>	<b>(272)</b>	<b>124,8%</b>	<b>(151)</b>
Não Recorrentes	117	156	33,4%	39
(-) IFRS 9 (Transmissão)	(33)	(54)	65,2%	(21)
(-) VNR	(201)	(344)	71,2%	(143)
(-) MtM	(5)	(31)	521,5%	(26)
<b>EBITDA Equatorial Ajustado</b>	<b>2.523</b>	<b>2.889</b>	<b>14,5%</b>	<b>366</b>
<b>EBITDA Ajustado - Efeito GD Retroativo</b>	<b>2.476</b>	<b>2.889</b>	<b>16,7%</b>	<b>413</b>
<b>EBITDA Ajustado - Mesmos Ativos e GD Retroativo</b>	<b>2.424</b>	<b>2.635</b>	<b>8,7%</b>	<b>211</b>

Na tabela acima também mostramos duas comparações: a comparação do EBITDA ajustado com o efeito retroativo do reconhecimento de custos da geração distribuída e a visão “mesmos ativos”, ajustando os efeitos da INTESA, SPE 7, Echo crescimento e equivalência Sabesp.

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

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	1T25 Total
Margem Bruta	18	-	27	-	-	45
Custos e Despesas	12	-	(27)	-	13	(3)
Sistemas Isolados	(12)	-	-	-	-	(12)
Outras receitas/despesas operacionais	128	-	-	-	-	128
Ajustes IFRS (VNR / IFRS 9 / MtM)	(344)	(54)	-	-	(31)	(429)
PPAs	-	-	-	-	(2)	(2)
<b>Ajustes EBITDA</b>	<b>(198)</b>	<b>(54)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(20)</b>	<b>(272)</b>

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

**RESULTADO FINANCEIRO**

<b>Resultado Financeiro líquido</b>	<b>1T24</b>	<b>Δ Distribuição</b>	<b>Δ Transmissão</b>	<b>Δ Renováveis</b>	<b>Δ Outros</b>	<b>1T25</b>	<b>Δ%</b>	<b>Δ</b>
<b>R\$ milhões</b>								
(+) Rendas Financeiras	295	111	11	7	(53)	372	25,8%	76
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia	104	15	-	1	1	120	15,8%	16
(+) Encargos da dívida	(1.308)	(371)	16	(91)	(27)	(1.781)	36,2%	(473)
(+) Encargos CVA	(14)	5	-	-	-	(9)	-36,8%	5
(+) AVP - Comercial	24	(15)	-	-	-	9	-61,3%	(15)
(+) Contingências	(79)	8	-	-	-	(71)	-10,3%	8
(+) Outras Receitas / Despesas	(297)	(8)	1	(1)	211	(94)	-68,4%	203
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(1.276)</b>	<b>(255)</b>	<b>28</b>	<b>(85)</b>	<b>132</b>	<b>(1.455)</b>	<b>14,0%</b>	<b>(179)</b>
(-/+ Efeitos Não Recorrentes	(62)					-		
(-/+ Efeitos Não Caixa	107					(55)		
<b>Resultado financeiro ajustado</b>	<b>(1.231)</b>					<b>(1.509)</b>	<b>22,6%</b>	<b>(278)</b>

Neste trimestre não houve efeitos não recorrentes no resultado financeiro, apenas o efeito da atualização das ações PN na Equatorial Distribuição, no valor de R\$ 54,7 milhões positivos, refletido na linha de efeitos não caixa.

De forma consolidada, o resultado financeiro reportado da Companhia atingiu R\$ 1.455 milhões negativos contra R\$ 1.276 milhões negativos no 1T24, enquanto resultado financeiro ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa no 1T25 foi de R\$ 1.509 milhões negativos, 22,6% maior em relação ao 1T24. A piora no resultado financeiro do trimestre é explicada principalmente pelo crescimento da dívida bruta entre períodos (+ R\$ 7,5 bilhões, 23,0% maior entre períodos).

## LUCRO LÍQUIDO

De forma consolidada, o lucro líquido do período foi de R\$ 706 milhões, enquanto o lucro líquido ajustado do período foi de R\$ 411 milhões.

Lucro Líquido Consolidado ( R\$ Milhões)	1T24	1T25	Δ%	Δ
Distribuição	708	645	-9,0%	(63)
Transmissão	94	103	9,1%	9
Intesa	3	-	-100,0%	(3)
Echoenergia	(34)	(26)	-21,7%	7
Echo Crescimento	1	(71)	-11515,2%	(72)
Serviços	11	0	-99,4%	(11)
CSA	(57)	(59)	3,4%	(2)
PPAS	28	20	-28,3%	(8)
Holding + outros	(175)	96	-154,5%	271
<b>(=) Lucro Líquido</b>	<b>579</b>	<b>706</b>	<b>21,9%</b>	<b>127</b>
<b>Ajustes Totais</b>	<b>(88)</b>	<b>(296)</b>	<b>235,7%</b>	<b>(208)</b>
Ajustes Distribuição	6	67	1034,1%	61
Ajustes PPAS e Holding	(28)	(8)	-73,0%	21
Ajustes PNs - Não caixa	107	(55)	-151,3%	(161)
Ajustes IFRS (VNR, IFRS e MtM)	(172)	(300)	73,9%	(127)
<b>(=) Lucro Líquido Equatorial Ajustado</b>	<b>491</b>	<b>411</b>	<b>-16,4%</b>	<b>(81)</b>
<b>(=) Lucro Líquido</b>	<b>579</b>	<b>706</b>	<b>21,9%</b>	<b>127</b>
<i>(-) Participações Minoritárias</i>	<i>(300)</i>	<i>(150)</i>	<i>-50,0%</i>	<i>150</i>
<b>(=) Lucro Líquido Ex Minoritários</b>	<b>279</b>	<b>556</b>	<b>99,0%</b>	<b>277</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 Ex Minoritários, para uma visão mais aderente, deve levar em consideração: (i) as participações minoritárias das empresas do grupo, que no trimestre atingiram R\$ 55,9 milhões, e (ii) o valor da atualização das PNs por CDI, que no trimestre registrou R\$ 113,1 milhões. Efetuando esses ajustes, o Lucro líquido ex minoritários seria de R\$ 537,2 milhões.

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

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

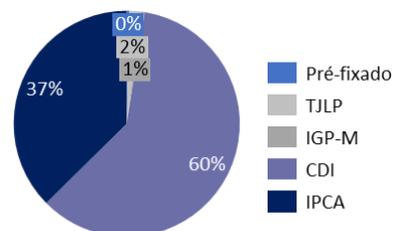
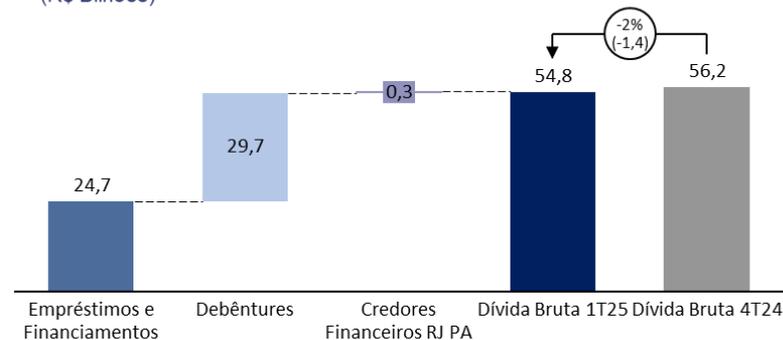
Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	1T25 Total
Ajustes EBITDA (Margem + Custos)	17	-	-	-	13	30
Impostos	49	-	-	-	-	49
PPAs	-	-	-	-	(20)	(20)
Ajuste PNs - Não caixa	-	-	-	-	(55)	(55)
<i>Ajustes IFRS (VNR / IFRS 9 / MtM) líquido de impostos</i>	<i>(227)</i>	<i>(53)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>(21)</i>	<i>(300)</i>
<b>Ajustes Totais Lucro Líquido</b>	<b>(160)</b>	<b>(53)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(83)</b>	<b>(296)</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\$ 54,8 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

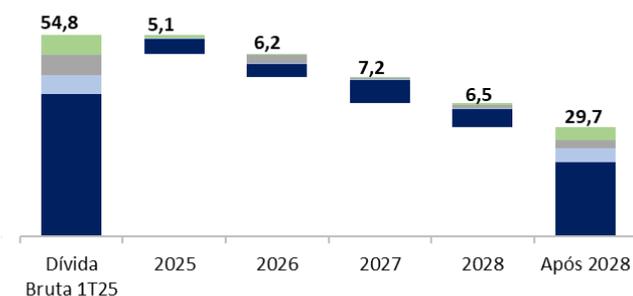
Build-up - Covenants	
Dívida Bruta	54,8
(-) Ajustes Covenants	- 0,5
(-) Disponibilidades	11,2
<b>Dívida Líquida</b>	<b>44,1</b>
<b>EBITDA Covenants</b>	<b>13,6</b>
<b>Dívida líquida / EBITDA</b>	<b>3,2</b>

### Prazo e Custo Médio

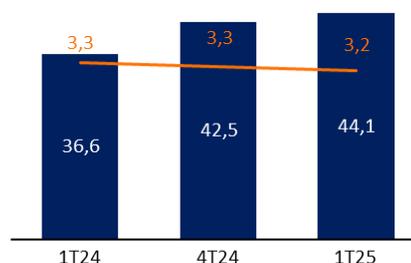
**5,6 anos / 11,69% a.a.**

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\$ 44,1 bilhões, implicando numa relação dívida líquida/EBITDA para fins de *covenants* de 3,2x. A abertura do quadro de *covenants* apresenta o EBITDA da Equatorial, além da equivalência patrimonial da participação de 15% na SABESP, ambos referentes aos últimos 12 meses e em uma visão *covenants*.

Vale ressaltar que, em uma visão de dívida líquida (excluindo o caixa da companhia da dívida atrelada ao CDI), a participação do CDI na dívida consolidada seria de 49,8%.

A cobertura de caixa com relação as obrigações de curto prazo da Companhia foi de 1,4x no 1T25.

Vale ressaltar que a redução da dívida bruta entre períodos reflete os seguintes pré pagamentos: (i) R\$ 750 milhões da 6ª emissão da Equatorial Pará, (ii) R\$ 312 milhões do pré pagamento da 9ª emissão da Equatorial Maranhão, e (iii) R\$ 1.500 milhões do pré pagamento parcial da nota comercial da Equatorial.

## INVESTIMENTOS

Investimentos	1T24	1T25	Δ%	Δ
<b>R\$ milhões</b>				
<b>Distribuição</b>	<b>1.510</b>	<b>2.252</b>	<b>49%</b>	<b>742</b>
Ativos elétricos	1.245	1.806	45%	561
Obrigações especiais	192	318	65%	126
Ativos não elétricos	73	129	77%	56
<b>Transmissão</b>	<b>8</b>	<b>7</b>	<b>-20%</b>	<b>-2</b>
<b>Renováveis</b>	<b>183</b>	<b>8</b>	<b>-96%</b>	<b>-175</b>
Ativos Operacionais	14	3	-76%	-11
Projetos em desenvolvimento	169	5	-	-164
<b>Saneamento</b>	<b>20</b>	<b>35</b>	<b>73%</b>	<b>15</b>
<b>Outros</b>	<b>4</b>	<b>9</b>	<b>122%</b>	<b>5</b>
<b>Total Equatorial</b>	<b>1.725</b>	<b>2.311</b>	<b>34%</b>	<b>585</b>

As informações relativas aos Investimentos realizados consideram 100% dos nossos ativos nos períodos reportados. Os novos ativos, são considerados a partir de suas respectivas consolidações.

No 1T25 os investimentos consolidados somaram R\$ 2,3 bilhões, volume 34% superior ao registrado no 1T24.

A variação dos investimentos entre trimestres é reflexo do aumento do volume investido no segmento de distribuição, em especial na linha de ativos elétricos, resultado dos investimentos em expansão, qualidade e perdas, enquanto o aumento de obrigações especiais se dá pelo maior número de obras voltadas para universalização.

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

## ESG (Environmental, Social and Governance)

O Grupo Equatorial iniciou 2025 com avanços relevantes em sua agenda ESG. A Companhia alcançou nota B no CDP (Carbon Disclosure Project), refletindo progressos consistentes na identificação e divulgação de riscos e impactos climáticos e no fortalecimento da governança ambiental. Esse desempenho demonstra uma gestão mais estruturada e proativa frente às mudanças climáticas, com ações concretas voltadas à mitigação de riscos e à identificação de oportunidades. Como reconhecimento desse avanço, o Grupo foi listado novamente na carteira 2024/2025 do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da Bolsa de Valores brasileira, alcançando a 23ª posição de 82 empresas listadas.

Outro marco relevante foi o anúncio da parceria estratégica com a IFC (International Finance Corporation), que prevê um investimento de até US\$ 250 milhões, sendo US\$ 100 milhões destinados a um empréstimo verde para a Equatorial Alagoas. Os recursos serão aplicados na modernização do sistema de distribuição de energia, contribuindo para a expansão da infraestrutura elétrica no Brasil e impulsionando o crescimento econômico aliado ao desenvolvimento sustentável.

No trimestre, o Grupo Equatorial registrou o consumo de 257.770 litros de etanol em sua frota administrativa, o que representa um aumento de 446% em relação ao mesmo período de 2024. Esse avanço evidencia o compromisso da Companhia com a utilização de fontes de energia mais limpas, fortalecendo o uso de combustíveis renováveis em suas operações.

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

Indicadores ESG	Medida	1T24	1T25	Δ%
<b>Ambiental</b>				
Consumo de Combustíveis Renováveis na Frota Administrativa	L	47.185	257.770	446,3%
Intensidade de Emissões de SF6	tCO2eq/GWh	0,40	0,36	-10,1%
# de Ligações em Áreas Remotas via SIGFI (Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente)	#	3.462	2.196	-36,6%
Investimentos P&D e Eficiência Energética em Meio Ambiente	R\$ mil	14.071	29.359	108,6%
<b>Social</b>				
% de Mulheres no Grupo Equatorial Energia	%	36,2%	33,9%	-2,3p.p.
% de Mulheres em Cargos de Liderança x Total de Líderes	%	21,4%	22,3%	0,8p.p.
% de Negros em Cargos de Liderança x Total de Líderes	%	7,2%	6,8%	-0,4p.p.
% de Fornecedores Locais	%	45,9%	43,1%	-2,7p.p.
Investimentos Sociais	R\$ mil	9.833	270	-97,3%
TG Próprios	#	5	53	960,0%
TG Terceiros	#	799	320	-59,9%
Número de óbitos de empregados (próprios + terceiros)	#	1	1	0,0%
Número de Acidentes com a População	#	10	9	-10,0%
Número de Unidades Consumidoras (UCs) beneficiadas pela Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE)	# mil	4.233	4.351	2,8%
<b>Governança</b>				
% de Conselheiros Independentes <sup>1</sup>	%	100,0%	86,0%	-14p.p.
% de Mulheres no Conselho	%	14,0%	14,0%	0,0%
% de Colaboradores Treinados na Trilha de Integridade	%	55,8%	97,9%	75,5%
Casos Registrados no Canal de Ética	#	166	168	1,2%

<sup>1</sup> - Considera composição atual

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

## DISTRIBUIÇÃO

## DESEMPENHO COMERCIAL

Dados Operacionais		1T24								1T25							
	Medida	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
Energia Injetada SIN	GWh	2.316	3.471	1.211	1.463	2.834	468	4.476	16.239	2.259	3.366	1.157	1.375	3.037	418	4.370	15.982
Sistema isolado	GWh	0	62	-	-	-	13	-	75	0	69	-	-	-	13	-	83
Energia injetada GD	GWh	140	197	146	112	121	13	383	1.111	205	299	217	180	161	24	550	1.636
<b>Energia Injetada Total</b>	<b>GWh</b>	<b>2.456</b>	<b>3.730</b>	<b>1.357</b>	<b>1.575</b>	<b>2.954</b>	<b>494</b>	<b>4.859</b>	<b>17.425</b>	<b>2.464</b>	<b>3.735</b>	<b>1.374</b>	<b>1.555</b>	<b>3.197</b>	<b>455</b>	<b>4.921</b>	<b>17.701</b>
<i>Δ Injetada Total (%)</i>	%									0,3%	0,1%	1,2%	-1,3%	8,2%	-7,8%	1,3%	1,6%
Residencial - convencional	GWh	693	753	305	327	891	99	1.385	4.454	688	711	301	318	957	101	1.385	4.460
Residencial - baixa renda	GWh	422	447	205	179	127	86	248	1.714	422	428	199	193	153	79	264	1.738
Industrial	GWh	31	74	17	23	49	7	86	288	27	53	13	17	39	8	66	223
Comercial	GWh	146	314	125	135	421	61	432	1.633	126	261	106	118	394	48	389	1.442
Outros	GWh	360	376	202	240	396	40	726	2.340	354	359	205	180	382	38	650	2.169
<b>Consumidores Cativos</b>	<b>GWh</b>	<b>1.652</b>	<b>1.964</b>	<b>854</b>	<b>906</b>	<b>1.884</b>	<b>293</b>	<b>2.877</b>	<b>10.428</b>	<b>1.616</b>	<b>1.812</b>	<b>824</b>	<b>826</b>	<b>1.925</b>	<b>275</b>	<b>2.754</b>	<b>10.033</b>
Industrial	GWh	111	354	32	170	271	2	908	1.848	107	353	38	181	288	4	975	1.945
Comercial	GWh	127	210	62	85	250	13	188	935	142	246	72	98	299	19	247	1.123
Outros	GWh	7	32	18	5	32	4	36	133	9	34	20	46	79	4	47	239
<b>Consumidores livres</b>	<b>GWh</b>	<b>245</b>	<b>596</b>	<b>112</b>	<b>260</b>	<b>552</b>	<b>19</b>	<b>1.132</b>	<b>2.916</b>	<b>257</b>	<b>633</b>	<b>130</b>	<b>325</b>	<b>665</b>	<b>27</b>	<b>1.270</b>	<b>3.307</b>
Energia de Conexão - outras Ds	GWh	2	4	43	5	17	0	6	77	4	8	44	3	23	0	3	85
<b>Energia Faturada</b>	<b>GWh</b>	<b>1.899</b>	<b>2.563</b>	<b>1.009</b>	<b>1.171</b>	<b>2.453</b>	<b>312</b>	<b>4.014</b>	<b>13.421</b>	<b>1.878</b>	<b>2.453</b>	<b>998</b>	<b>1.154</b>	<b>2.613</b>	<b>302</b>	<b>4.027</b>	<b>13.425</b>
<i>Δ Faturada (%)</i>	%									-1,1%	-4,3%	-1,1%	-1,4%	6,5%	-3,2%	0,3%	0,0%
SCEE - GD II e III	GWh	19	-	22	19	5	-	42	107	54	104	57	43	30	4	130	422
<b>Energia Faturada + Energia Compensada</b>	<b>GWh</b>	<b>1.918</b>	<b>2.563</b>	<b>1.031</b>	<b>1.190</b>	<b>2.458</b>	<b>312</b>	<b>4.057</b>	<b>13.528</b>	<b>1.931</b>	<b>2.557</b>	<b>1.055</b>	<b>1.197</b>	<b>2.643</b>	<b>306</b>	<b>4.157</b>	<b>13.847</b>
<i>Δ Faturada + Compensada (%)</i>	%									0,7%	-0,3%	2,4%	0,6%	7,5%	-1,9%	2,5%	2,4%
SCEE - GDI	GWh	101	168	100	69	99	11	278	825	114	133	109	85	98	16	297	852
<b>Energia Distribuída</b>	<b>GWh</b>	<b>2.019</b>	<b>2.731</b>	<b>1.130</b>	<b>1.259</b>	<b>2.557</b>	<b>323</b>	<b>4.334</b>	<b>14.353</b>	<b>2.045</b>	<b>2.689</b>	<b>1.165</b>	<b>1.282</b>	<b>2.741</b>	<b>323</b>	<b>4.454</b>	<b>14.699</b>
<i>Δ Distribuída (%)</i>	%									1,3%	-1,5%	3,1%	1,8%	7,2%	-0,1%	2,8%	2,4%
<b>Número de Consumidores</b>	<b>MIL</b>	<b>2.744</b>	<b>3.002</b>	<b>1.512</b>	<b>1.361</b>	<b>1.933</b>	<b>224</b>	<b>3.371</b>	<b>14.149</b>	<b>2.799</b>	<b>3.045</b>	<b>1.547</b>	<b>1.398</b>	<b>1.971</b>	<b>264</b>	<b>3.453</b>	<b>14.477</b>
<i>Δ Número de Consumidores (%)</i>	%									2,0%	1,4%	2,3%	2,7%	1,9%	17,7%	2,4%	2,3%
<b>Perdas totais</b>	<b>GWh</b>	<b>437</b>	<b>999</b>	<b>227</b>	<b>316</b>	<b>398</b>	<b>171</b>	<b>525</b>	<b>3.072</b>	<b>419</b>	<b>1.046</b>	<b>209</b>	<b>273</b>	<b>456</b>	<b>133</b>	<b>466</b>	<b>3.002</b>
<i>Δ Perdas (%)</i>	%									-4,1%	4,6%	-8,0%	-13,6%	14,7%	-22,3%	-11,1%	-2,3%

## PERDAS (12 meses)

Distribuidoras	1T24	4T24	1T25	Regulatório 1T25 LTM	Δ 1T24	Δ 4T24	Δ Regulatório	Regulatório 1T25 Homologado
<b>Consolidado</b>	<b>18,2%</b>	<b>17,5%</b>	<b>17,4%</b>	<b>18,3%</b>	<b>-0,8%</b>	<b>-0,2%</b>	<b>-0,9%</b>	<b>18,4%</b>
Equatorial Maranhão	18,2%	17,9%	17,7%	17,4%	-0,5%	-0,2%	0,2%	17,5%
Equatorial Pará	27,2%	28,2%	28,5%	28,4%	1,3%	0,3%	0,1%	28,5%
Equatorial Piauí	18,1%	17,4%	17,1%	19,6%	-1,0%	-0,4%	-2,5%	19,5%
Equatorial Alagoas	18,6%	16,9%	16,2%	18,1%	-2,4%	-0,7%	-1,8%	17,8%
CEEE-D	12,4%	12,3%	12,6%	11,3%	0,1%	0,3%	1,2%	11,4%
CEA <sup>1</sup>	39,2%	33,5%	32,3%	33,6%	-6,9%	-1,2%	-1,3%	33,7%
Equatorial Goiás	11,7%	9,9%	9,6%	12,4%	-2,1%	-0,3%	-2,8%	12,5%

<sup>1</sup>Em relação à cobertura tarifária para compra de energia da CEA, cumpre destacar que além do valor usual implícito no nível de perdas regulatórias, na REH 3.430, de 10 de dezembro de 2024, a Anel homologou o valor de adicional R\$ 69,8 milhões, a ser recebido em 12 parcelas, referente ao parágrafo único do art. 4º b da lei 12.111, de 9 de dezembro de 2009. este mecanismo complementar, previsto em lei, se extingue no processo tarifário de 2026, e o montante de energia associado é reduzido gradativamente 25% a cada ano.

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 2025 na visão com e sem ajustes decorrentes da sobrecontratação involuntária.

2025	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO
% de contratação	104,50%	103,19%	103,40%	110,42%	100,99%	110,52%	104,57%
% desconsiderando involuntária	104,50%	103,19%	103,40%	109,34%	100,99%	101,92%	104,57%

**PECLD e ARRECADAÇÃO - TRIMESTRE**

PECLD / ROB <sup>1</sup>	1T24	1T25	Δ	Arrecadação - IAR	1T24	1T25	Δ
Equatorial Maranhão	2,02%	1,68%	-0,34 p.p.	Equatorial Maranhão	95,44%	97,69%	2,25 p.p.
Equatorial Pará	2,49%	2,21%	-0,29 p.p.	Equatorial Pará	95,98%	96,67%	0,69 p.p.
Equatorial Piauí	2,17%	2,66%	0,49 p.p.	Equatorial Piauí	96,65%	99,27%	2,62 p.p.
Equatorial Alagoas	1,34%	1,83%	0,48 p.p.	Equatorial Alagoas	97,38%	98,95%	1,57 p.p.
CEEE-D	2,28%	1,87%	-0,41 p.p.	CEEE-D	95,36%	94,71%	-0,65 p.p.
CEA	3,41%	2,94%	-0,47 p.p.	CEA	99,18%	93,44%	-5,74 p.p.
Equatorial Goiás	0,37%	0,58%	0,21 p.p.	Equatorial Goiás	98,16%	100,58%	2,42 p.p.
<b>Consolidado</b>	<b>1,72%</b>	<b>1,66%</b>	<b>-0,07 p.p.</b>	<b>Consolidado</b>	<b>96,62%</b>	<b>97,85%</b>	<b>1,23 p.p.</b>

<sup>1</sup> Desconsidera Receita de Construção.

De maneira consolidada, a PECLD do grupo atingiu 1,66% da ROB contra 1,72% no 1T24. O trimestre conta com reduções no indicador em todas as empresas, com exceção das concessões de Piauí, onde a piora é reflexo do envelhecimento de faturas do poder público, e Alagoas que foi impactada pelo escorregamento de faturas referentes ao 4T24 e maior envelhecimento das classes residencial, rural e poder público.

Observando a Arrecadação do trimestre, a piora pontual na CEEE-D reflete a mobilização de equipes de cobrança para atendimento emergencial, enquanto a piora da CEA reflete a paralização de cobrança devido a troca de sistema comercial que ocorreu no 1T25, além da postergação de pagamentos de clientes do poder público.

A arrecadação das companhias finalizou o trimestre em um patamar consolidado de 97,9%, com destaque para o nível de arrecadação da Equatorial Goiás (100,6%).

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

Distribuidoras	1T24	4T24	1T25	Regulatório	Δ 1T24	Δ 4T24	Δ Regulatório
<b>DEC</b>							
Equatorial Maranhão	13,8	13,4	12,5	13,8	-1,3	-0,9	-1,3
Equatorial Pará	17,1	19,4	18,9	21,5	1,8	-0,5	-2,6
Equatorial Piauí	23,4	21,0	18,1	19,2	-5,4	-3,0	-1,1
Equatorial Alagoas	17,3	19,9	17,9	14,8	0,5	-2,0	3,0
CEEE-D	18,9	18,8	15,7	8,2	-3,2	-3,1	7,5
CEA	31,4	34,5	33,5	46,0	2,1	-1,0	-12,5
Equatorial Goiás	20,7	15,9	14,9	11,2	-5,8	-1,0	3,7
<b>FEC</b>							
Equatorial Maranhão	6,1	5,8	5,3	7,9	-0,8	-0,6	-2,6
Equatorial Pará	8,0	8,0	7,6	15,8	-0,4	-0,4	-8,2
Equatorial Piauí	8,7	7,2	6,4	12,2	-2,3	-0,8	-5,8
Equatorial Alagoas	7,1	6,6	6,1	11,8	-0,9	-0,5	-5,7
CEEE-D	7,7	7,3	6,3	5,8	-1,4	-1,0	0,5
CEA	14,1	14,4	14,2	30,7	0,1	-0,3	-16,6
Equatorial Goiás	10,4	7,6	7,1	7,4	-3,3	-0,5	-0,3

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.

Neste trimestre destacamos a redução do DEC em todas as distribuidoras do grupo vs o 4T24 e o enquadramento pela primeira vez desde a aquisição da Equatorial Piauí do DEC no limite regulatório.

As maiores variações no DEC vs 4T24 foram em nossas concessões do Rio Grande do Sul, do Piauí, de Alagoas, do Amapá e de Goiás em -3,1h, -3,0h e -2,0h, -1,0h e -1,0h, respectivamente. No comparativo com o 1T24, destacamos as reduções da Equatorial Goiás (-5,8h), Equatorial Piauí (-5,4h), CEEE-D (-3,2h) e Equatorial Maranhão (-1,3h).

As reduções nas empresas refletem a assertividade do processo de manutenção como também os investimentos realizados no período.

Atualmente, quatro das sete concessões da Equatorial estão dentro do limite regulatório do DEC, e seis das sete concessões estão enquadradas dentro do limite regulatório do FEC.

<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	1T24								1T25								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>1.376</b>	<b>2.208</b>	<b>847</b>	<b>872</b>	<b>1.477</b>	<b>248</b>	<b>2.401</b>	<b>9.428</b>	<b>1.327</b>	<b>1.972</b>	<b>794</b>	<b>810</b>	<b>1.564</b>	<b>264</b>	<b>2.495</b>	<b>9.226</b>	<b>-2%</b>
Renda Não Faturada	8	(6)	(6)	19	55	1	25	95	(25)	(24)	(12)	7	84	(4)	65	92	-3%
<b>(+) Ult. de demanda / reativo excedente</b>	<b>(4)</b>	<b>(12)</b>	<b>(4)</b>	<b>(5)</b>	<b>(9)</b>	<b>(1)</b>	<b>(15)</b>	<b>(49)</b>	<b>(5)</b>	<b>(11)</b>	<b>(3)</b>	<b>(4)</b>	<b>(10)</b>	<b>(1)</b>	<b>(17)</b>	<b>(51)</b>	<b>4%</b>
<b>(+) Outras receitas</b>	<b>285</b>	<b>568</b>	<b>146</b>	<b>186</b>	<b>282</b>	<b>27</b>	<b>470</b>	<b>1.962</b>	<b>348</b>	<b>689</b>	<b>169</b>	<b>205</b>	<b>354</b>	<b>69</b>	<b>583</b>	<b>2.417</b>	<b>23%</b>
Subvenção baixa renda	92	120	56	50	16	10	44	388	92	118	53	52	19	11	48	395	2%
Subvenção CDE outros	31	140	17	38	46	3	89	364	54	206	44	53	55	31	148	590	62%
CDE Geração Distribuída	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	N/A
Uso da rede	53	135	35	67	152	9	236	687	55	149	37	71	193	15	275	796	16%
Atualização ativo financeiro	61	101	3	4	10	0	22	201	101	152	6	5	38	3	39	344	71%
Bandeira Tarifária	6	7	3	3	6	1	-	26	7	9	4	4	7	4	-	34	31%
Multa por atraso de pagamento	16	24	9	8	8	(0)	23	88	16	24	10	8	9	3	24	93	6%
<b>(+) Outras receitas operacionais</b>	<b>27</b>	<b>41</b>	<b>23</b>	<b>17</b>	<b>44</b>	<b>3</b>	<b>54</b>	<b>209</b>	<b>23</b>	<b>31</b>	<b>16</b>	<b>12</b>	<b>33</b>	<b>3</b>	<b>49</b>	<b>166</b>	<b>-20%</b>
Outras Receitas (Parcela B)	14	21	7	6	26	2	27	103	13	20	8	6	25	2	33	107	4%
<b>(+) Suprimento</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>5</b>	<b>2</b>	<b>10</b>	<b>6</b>	<b>39</b>	<b>63</b>	<b>12</b>	<b>20</b>	<b>6</b>	<b>8</b>	<b>23</b>	<b>17</b>	<b>40</b>	<b>127</b>	<b>102%</b>
<b>(+) Valores a receber de parcela A</b>	<b>0</b>	<b>(76)</b>	<b>13</b>	<b>(87)</b>	<b>(11)</b>	<b>53</b>	<b>201</b>	<b>93</b>	<b>71</b>	<b>26</b>	<b>37</b>	<b>(75)</b>	<b>(67)</b>	<b>55</b>	<b>247</b>	<b>295</b>	<b>216%</b>
<b>(+) Receita de construção</b>	<b>220</b>	<b>521</b>	<b>132</b>	<b>99</b>	<b>127</b>	<b>88</b>	<b>352</b>	<b>1.539</b>	<b>307</b>	<b>720</b>	<b>190</b>	<b>160</b>	<b>308</b>	<b>82</b>	<b>486</b>	<b>2.252</b>	<b>46%</b>
<b>(=) Receita operacional bruta</b>	<b>1.877</b>	<b>3.209</b>	<b>1.138</b>	<b>1.068</b>	<b>1.876</b>	<b>420</b>	<b>3.447</b>	<b>13.036</b>	<b>2.060</b>	<b>3.416</b>	<b>1.193</b>	<b>1.103</b>	<b>2.172</b>	<b>486</b>	<b>3.834</b>	<b>14.265</b>	<b>9%</b>
<b>(+) Deduções à receita</b>	<b>(527)</b>	<b>(815)</b>	<b>(340)</b>	<b>(347)</b>	<b>(596)</b>	<b>(112)</b>	<b>(1.128)</b>	<b>(3.863)</b>	<b>(528)</b>	<b>(721)</b>	<b>(315)</b>	<b>(290)</b>	<b>(610)</b>	<b>(104)</b>	<b>(1.105)</b>	<b>(3.674)</b>	<b>-5%</b>
PIS/COFINS/ICMS/ISS	(408)	(633)	(257)	(232)	(361)	(68)	(653)	(2.612)	(414)	(562)	(247)	(231)	(382)	(85)	(664)	(2.584)	-1%
Compensações Indicadores de Qualidade	(7)	(10)	(7)	(5)	(24)	(2)	(88)	(143)	(8)	(14)	(11)	(1)	(22)	(2)	(55)	(112)	-21%
Demais Deduções (CDE e Encargos)	(112)	(172)	(76)	(109)	(211)	(42)	(386)	(1.109)	(107)	(146)	(57)	(58)	(205)	(18)	(387)	(977)	-12%
<b>(=) Receita operacional líquida</b>	<b>1.351</b>	<b>2.394</b>	<b>798</b>	<b>721</b>	<b>1.280</b>	<b>309</b>	<b>2.320</b>	<b>9.173</b>	<b>1.532</b>	<b>2.695</b>	<b>879</b>	<b>813</b>	<b>1.562</b>	<b>382</b>	<b>2.729</b>	<b>10.592</b>	<b>15%</b>
<b>(-) Receita de construção</b>	<b>(220)</b>	<b>(521)</b>	<b>(132)</b>	<b>(99)</b>	<b>(127)</b>	<b>(88)</b>	<b>(352)</b>	<b>(1.539)</b>	<b>(307)</b>	<b>(720)</b>	<b>(190)</b>	<b>(160)</b>	<b>(308)</b>	<b>(82)</b>	<b>(486)</b>	<b>(2.252)</b>	<b>46%</b>
<b>(=) Receita operac. líq. sem rec.de construção</b>	<b>1.131</b>	<b>1.874</b>	<b>666</b>	<b>622</b>	<b>1.153</b>	<b>221</b>	<b>1.968</b>	<b>7.635</b>	<b>1.226</b>	<b>1.975</b>	<b>688</b>	<b>653</b>	<b>1.254</b>	<b>300</b>	<b>2.243</b>	<b>8.340</b>	<b>9%</b>
(-) Energia comprada e transporte e Encargos	(573)	(867)	(334)	(327)	(733)	(120)	(1.102)	(4.055)	(625)	(937)	(350)	(370)	(769)	(145)	(1.217)	(4.414)	9%
<b>(=) Margem Bruta</b>	<b>558</b>	<b>1.007</b>	<b>333</b>	<b>296</b>	<b>420</b>	<b>101</b>	<b>866</b>	<b>3.580</b>	<b>600</b>	<b>1.038</b>	<b>338</b>	<b>283</b>	<b>485</b>	<b>155</b>	<b>1.026</b>	<b>3.926</b>	<b>10%</b>
(+) Não-Recorrentes	-	-	-	-	-	12	34	46	-	-	-	18	-	-	-	18	-62%
(-) VNR	(61)	(101)	(3)	(4)	(10)	(0)	(22)	(201)	(101)	(152)	(6)	(5)	(38)	(3)	(39)	(344)	71%
<b>(=) Margem Bruta Ajustada</b>	<b>497</b>	<b>906</b>	<b>330</b>	<b>292</b>	<b>409</b>	<b>112</b>	<b>878</b>	<b>3.425</b>	<b>499</b>	<b>886</b>	<b>333</b>	<b>296</b>	<b>447</b>	<b>152</b>	<b>986</b>	<b>3.600</b>	<b>5%</b>
<i>Δ% Margem Bruta Ajustada</i>									0,5%	-2,2%	0,9%	1,4%	9,2%	35,5%	12,3%	5,1%	

No 1T25, a Margem Bruta ajustada das distribuidoras ex-VNR alcançou R\$ 3,6 bilhões, 5% maior do que o mesmo período do ano anterior, ou R\$ 174,5 milhões.

## DESPESAS OPERACIONAIS E PMSO/CONSUMIDOR

Custos Operacionais	1T24									1T25									Δ%
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total			
R\$ milhões																			
(+) Pessoal	45	48	17	15	30	10	60	224	64	52	16	26	29	10	40	238	6%		
(+) Material	5	5	2	2	2	0	17	33	5	9	3	5	3	3	17	45	34%		
(+) Serviço de terceiros	124	112	72	52	108	25	253	746	105	118	71	40	112	22	218	686	-8%		
(+) Outros	6	7	3	2	9	0	20	46	9	8	4	3	8	1	15	47	4%		
(=) PMSO Reportado	<b>178</b>	<b>171</b>	<b>93</b>	<b>71</b>	<b>149</b>	<b>36</b>	<b>350</b>	<b>1.049</b>	<b>182</b>	<b>188</b>	<b>94</b>	<b>75</b>	<b>151</b>	<b>36</b>	<b>290</b>	<b>1.016</b>	<b>-3%</b>		
Ajustes	(3)	-	(2)	-	(13)	-	(6)	(25)	(4)	(6)	(1)	(1)	-	-	(12)	(53)	-53%		
PMSO Ajustado	<b>175</b>	<b>171</b>	<b>91</b>	<b>71</b>	<b>136</b>	<b>36</b>	<b>344</b>	<b>1.024</b>	<b>178</b>	<b>182</b>	<b>93</b>	<b>74</b>	<b>151</b>	<b>36</b>	<b>290</b>	<b>1.004</b>	<b>-2%</b>		
PECLD e perdas	34	67	22	13	40	11	11	198	30	59	27	17	35	12	19	199	1%		
% Receita bruta (s/ receita de construção)	2,0%	2,5%	2,2%	1,3%	2,3%	3,4%	0,4%	1,7%	1,7%	2,2%	2,7%	1,8%	1,9%	2,9%	0,6%	1,7%			
Provisões - contingências	4	5	1	3	21	1	13	48	3	5	2	3	15	0	17	46	-4%		
Provisões - FUNAC	-	-	-	-	-	-	34	34	-	-	-	-	-	-	31	31	-8%		
(+) Provisões	<b>38</b>	<b>72</b>	<b>23</b>	<b>16</b>	<b>61</b>	<b>12</b>	<b>59</b>	<b>280</b>	<b>33</b>	<b>64</b>	<b>28</b>	<b>21</b>	<b>50</b>	<b>12</b>	<b>68</b>	<b>277</b>	<b>-1%</b>		
(+) Sistemas Isolados e Subv. CCC	-	13	-	-	-	1	-	14	(13)	22	-	-	-	3	-	13	-7%		
(+) Outras receitas/despesas operacionais	17	14	14	6	19	(3)	1	68	31	17	8	6	(14)	1	78	128	88%		
(+) Depreciação e amortização	70	115	38	32	35	10	154	454	97	112	49	36	46	15	182	536	18%		
(=) Custos e despesas gerenciáveis	<b>303</b>	<b>385</b>	<b>168</b>	<b>125</b>	<b>264</b>	<b>56</b>	<b>564</b>	<b>1.864</b>	<b>330</b>	<b>404</b>	<b>179</b>	<b>137</b>	<b>234</b>	<b>68</b>	<b>618</b>	<b>1.970</b>	<b>6%</b>		
PMSO Ajustado/Consumidor (12m)	<b>248</b>	<b>234</b>	<b>244</b>	<b>207</b>	<b>302</b>	<b>604</b>	<b>348</b>	<b>278</b>	<b>255</b>	<b>236</b>	<b>247</b>	<b>213</b>	<b>298</b>	<b>526</b>	<b>347</b>	<b>279</b>			
Δ% PMSO por Consumidor									2,7%	0,7%	1,1%	2,8%	-1,3%	-13,0%	-0,2%	0,4%			

### MARANHÃO

No comparativo entre trimestres, o PMSO Ajustado/Consumidor, na visão 12 meses, cresceu 2,7%, totalizando R\$ 255. O PMSO ajustado do período totalizou R\$ 178 milhões, em linha com o mesmo período do ano anterior.

As Perdas Esperadas para Créditos de Liquidação Duvidosa (**PECLD**) atingiram R\$ 30 milhões no 1T25, redução de 12% vs 1T24 e representam 1,7% da ROB.

### PARÁ

No 1T25, o PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 236, em linha com o 1T24, enquanto o PMSO ajustado alcançou R\$ 182 milhões, cerca de 6,3% acima do 1T24.

O aumento na linha de **Serviços de Terceiros** é resultado do aumento de serviços de cobrança e de atendimentos para clientes no trimestre.

No 1T25, a **PECLD** alcançou R\$ 59 milhões, 11,2% abaixo do 1T24, representando 2,2% da ROB.

### PIAUI

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 247, um aumento de 1,1% contra o 1T24. O PMSO ajustado do trimestre apresentou um aumento de 2,3%, ou R\$ 2 milhões quando comparado com o mesmo período do ano anterior.

A **PECLD** do trimestre foi de R\$ 27 milhões, 2,7% da ROB, valor impactado pelo envelhecimento da dívida com o poder público.

### ALAGOAS

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 213, 2,8% maior que o 1T24, enquanto o PMSO ajustado apresentou um aumento de 4,3%, ou R\$ 3 milhões, valor abaixo da inflação do período.

Apesar da pequena variação entre trimestres, é possível notar uma migração de despesas da linha de Serviços de Terceiros para a linha de **Pessoal**, reflexo do processo de primarização realizado na concessão.

Em Alagoas, as Perdas Esperadas para Créditos de Liquidação Duvidosa (**PECLD**) do trimestre atingiram R\$ 17 milhões, 1,8% da ROB.

### **CEEE-D**

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 298, uma redução de 1,3%. O PMSO ajustado do período apresentou um aumento de 11,0%.

O aumento do PMSO no período vem principalmente da linha de **Serviços de Terceiros**, e se dá, principalmente, pela mobilização adicional de equipes para plantões e emergências, além do maior montante de serviços voltados para limpeza de faixa e poda.

A **PECLD/ROB** do período atingiu 1,9%, ou R\$ 35 milhões.

### **CEA**

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 526, valor 13,0% menor que o mesmo período do ano anterior, refletindo a maior base de clientes do trimestre. O PMSO ajustado da CEA foi de R\$ 36 milhões, em linha com o 1T24.

No 1T24 a **PECLD** atingiu R\$ 12 milhões e representa 2,9% da ROB.

### **GOIÁS**

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) foi de R\$ 347 no 1T25, resultado 0,2% menor que o 1T24. O PMSO ajustado foi de R\$ 290 milhões, 15,7% abaixo do 1T24.

A redução do PMSO ocorre em duas linhas: (i) Na linha de **Pessoal** (R\$ 20 milhões), onde a variação é diretamente impactada pela redução do salário médio da empresa entre períodos, além do menor montante de pagamentos referentes a periculosidade e horas extras no período, e (ii) Na rubrica **Serviços de Terceiros** (R\$ 36 milhões), onde a redução é reflexo do menor montante de ocorrências no trimestre, além da renegociação dos preços de contratos com equipes terceirizadas.

No 1T25 a **PECLD** registrou R\$ 19 milhões negativos, ou 0,6% da ROB.

**EBITDA**

Recomposição EBITDA	1T24								1T25								Δ%
	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	
(+) Resultado do Exercício	155	430	65	106	33	(22)	(59)	708	142	393	47	56	(3)	8	2	645	-9,0%
(+) Impostos sobre o Lucro	38	95	10	17	(49)	(0)	(19)	91	35	93	7	28	-	2	(25)	140	53,6%
(+) Resultado Financeiro	62	97	90	49	172	67	379	916	93	147	106	62	255	77	431	1.171	27,8%
(+) Depreciação e Amortização	70	115	38	32	35	10	154	454	97	112	49	36	46	15	182	536	18,3%
<b>(=) EBITDA societário (CVM)*</b>	<b>325</b>	<b>737</b>	<b>203</b>	<b>203</b>	<b>191</b>	<b>55</b>	<b>456</b>	<b>2.169</b>	<b>367</b>	<b>746</b>	<b>208</b>	<b>182</b>	<b>297</b>	<b>102</b>	<b>590</b>	<b>2.492</b>	<b>15%</b>
<b>Ajustes Totais</b>	<b>(41)</b>	<b>(87)</b>	<b>13</b>	<b>3</b>	<b>22</b>	<b>9</b>	<b>20</b>	<b>(62)</b>	<b>(78)</b>	<b>(128)</b>	<b>4</b>	<b>19</b>	<b>(52)</b>	<b>(1)</b>	<b>38</b>	<b>(198)</b>	<b>221,2%</b>
(+) Outras receitas/despesas operacionais	17	14	14	6	19	(3)	1	68	31	17	8	6	(14)	1	78	128	87,5%
(+) Impactos Margem Bruta	-	-	-	-	-	12	34	46	-	-	-	18	-	-	-	18	-61,6%
(+) Sistemas Isolados	-	-	-	-	-	-	-	-	(12)	-	-	-	-	-	-	(12)	N/A
(+) Ajustes de PMSO	3	-	2	-	13	-	6	25	4	6	1	1	-	-	-	12	-53,3%
(+) Ajustes Provisões	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	N/A
(-) VNR	(61)	(101)	(3)	(4)	(10)	(0)	(22)	(201)	(101)	(152)	(6)	(5)	(38)	(3)	(39)	(344)	71,2%
<b>(=) EBITDA societário ajustado</b>	<b>284</b>	<b>650</b>	<b>216</b>	<b>205</b>	<b>212</b>	<b>64</b>	<b>476</b>	<b>2.107</b>	<b>289</b>	<b>617</b>	<b>212</b>	<b>202</b>	<b>245</b>	<b>101</b>	<b>628</b>	<b>2.294</b>	<b>9%</b>
									1,8%	-5,1%	-2,2%	-1,7%	15,5%	57,9%	32,2%	8,9%	

**MARANHÃO**

No 1T25, o EBITDA ajustado por VNR e efeitos não recorrentes atingiu R\$ 289 milhões, 1,8% maior que o 1T24, ou R\$ 5,0 milhões.

A margem bruta ajustada do trimestre registrou crescimento de R\$ 2,3 milhões e foi parcialmente compensada pela variação do PMSO ajustado do período (- R\$ 1,6 milhões).

As provisões e contingências apresentaram uma melhora de R\$ 4,8 milhões no período.

**PARÁ**

O EBITDA Ajustado por VNR e efeitos não recorrentes do Pará atingiu R\$ 617 milhões, uma redução de 5,1%, ou R\$ 33,0 milhões.

A margem bruta do período teve uma redução de R\$ 20,4 milhões, fruto da redução de mercado (R\$ 46 milhões) e aumento de perdas (R\$ 17 milhões), efeitos parcialmente compensados pela variação positiva da tarifa fio-b (R\$ 54 milhões). O PMSO ajustado do período apresentou uma variação de R\$ 11,1 milhões.

A linha de provisões do período apresentou uma melhora de R\$ 7,5 milhões entre trimestres, valor compensado pelo aumento das despesas com sistemas isolados em R\$ 9,4 milhões no período.

**PIAUI**

No Piauí, o EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa atingiu R\$ 212 milhões, 2,2% menor, ou R\$ 4,7 milhões, quando comparado com o mesmo período do ano anterior.

As linhas de margem bruta, PMSO e contingências variaram em R\$ 2,8 milhões, -R\$ 2,1 milhões e -R\$ 5,4 milhões, respectivamente.

**ALAGOAS**

O EBITDA Ajustado por VNR e efeitos não recorrentes de Alagoas atingiu R\$ 202 milhões, em linha com o mesmo período do ano anterior.

**CEEE-D**

O EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e VNR do Rio Grande do Sul atingiu R\$ 245 milhões no trimestre, 15,5% maior que o 1T24, ou R\$ 33,0 milhões.

A margem bruta da CEEE-D apresentou um crescimento de R\$ 37,5 milhões, fruto do forte aumento do mercado no 1T25.

O PMSO do período apresentou um aumento de R\$ 14,9 milhões, enquanto as provisões e contingências do período apresentaram uma melhora de R\$ 10,4 milhões.

## CEA

O EBITDA Ajustado alcançou R\$ 101 milhões, 57,9% maior que o mesmo período do ano anterior, ou R\$ 36,8 milhões.

A margem bruta da CEA cresceu R\$ 39,9 milhões, refletindo principalmente a expressiva melhora de perdas entre períodos.

Os aumentos nas linhas de PMSO, provisões e contingências e despesas de sistemas isolados foram de R\$ 0,4 milhões, R\$ 0,2 milhões e R\$ 2,4 milhões, respectivamente.

## GOIÁS

O EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e VNR da Equatorial Goiás atingiu R\$ 628,4 milhões, 32,2% maior que o mesmo período do ano anterior.

O aumento da margem (R\$ 108,2 milhões) reflete principalmente a melhora de perdas no período. Já o PMSO do ajustado do período apresentou uma melhora de R\$ 53,8 milhões e da PECLD e provisões variaram negativamente em R\$ 9,2 milhões.

## EFETOS NÃO RECORRENTES EBITDA

Não Recorrentes	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	1T25 Total
Receita Operacional	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções da receita operacional	-	-	-	-	-	-	-	-
Receita operacional líquida	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo do serviço de energia elétrica	-	-	-	18	-	-	-	18
Lançamentos Retroativos	-	-	-	18	-	-	-	18
<b>Margem Bruta</b>	-	-	-	<b>18</b>	-	-	-	<b>18</b>
Custos e Despesas Operacionais	4	6	1	1	-	-	-	12
Pessoal	4	4	1	1	-	-	-	9
Material	-	2	-	-	-	-	-	2
Serviços de Terceiros	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-
Provisões	-	-	-	-	-	-	-	-
Custos e Despesas	4	6	1	1	-	-	-	12
Sistemas Isolados	(12)							(12)
Outras receitas/despesas operacionais	31	17	8	6	(14)	1	78	128
VNR	(101)	(152)	(6)	(5)	(38)	(3)	(39)	(344)
<b>Ajustes EBITDA</b>	<b>(78)</b>	<b>(128)</b>	<b>4</b>	<b>19</b>	<b>(52)</b>	<b>(1)</b>	<b>38</b>	<b>(198)</b>

## RESULTADO FINANCEIRO

Resultado Financeiro líquido	1T24									1T25									Δ%
	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total			
R\$ milhões																			
(+) Rendas Financeiras	23	35	20	7	32	10	23	151	44	92	23	24	24	23	32	262	73,6%		
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia	19	34	11	7	14	3	16	104	19	36	13	10	23	2	15	118	14,2%		
(+) Encargos da dívida	(86)	(154)	(105)	(52)	(138)	(64)	(324)	(925)	(135)	(247)	(127)	(77)	(189)	(95)	(426)	(1.296)	40,1%		
(+) Encargos CVA	(8)	(0)	(3)	1	17	0	(21)	(14)	(7)	(4)	0	(3)	5	5	(5)	(9)	-36,8%		
(+) AVP - Comercial	1	9	1	2	6	3	1	24	0	0	1	1	3	6	(2)	9	-61,3%		
(+) Contingências	(2)	(4)	(4)	(5)	(38)	(4)	(22)	(79)	(3)	(3)	(0)	(4)	(32)	(2)	(26)	(71)	-10,3%		
(+) Outras Receitas / Despesas	(9)	(16)	(11)	(8)	(65)	(15)	(52)	(176)	(11)	(22)	(16)	(13)	(89)	(15)	(19)	(184)	4,7%		
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(62)</b>	<b>(97)</b>	<b>(90)</b>	<b>(49)</b>	<b>(172)</b>	<b>(67)</b>	<b>(379)</b>	<b>(916)</b>	<b>(93)</b>	<b>(147)</b>	<b>(106)</b>	<b>(62)</b>	<b>(255)</b>	<b>(77)</b>	<b>(431)</b>	<b>(1.171)</b>	<b>27,8%</b>		
(-/+ Efeitos Não Recorrentes	-	-	-	-	(72)	-	9	(62)	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
<b>Resultado financeiro ajustado</b>	<b>(62)</b>	<b>(97)</b>	<b>(90)</b>	<b>(49)</b>	<b>(244)</b>	<b>(67)</b>	<b>(370)</b>	<b>(979)</b>	<b>(93)</b>	<b>(147)</b>	<b>(106)</b>	<b>(62)</b>	<b>(255)</b>	<b>(77)</b>	<b>(431)</b>	<b>(1.171)</b>	<b>19,6%</b>		
	Δ%								49,9%	51,6%	17,7%	27,6%	4,6%	15,3%	16,3%	19,6%			

## LUCRO LÍQUIDO

Lucro Líquido	1T24									1T25									Δ%
	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total			
R\$ milhões																			
<b>(+) Lucro Líquido</b>	<b>155</b>	<b>430</b>	<b>65</b>	<b>106</b>	<b>33</b>	<b>(22)</b>	<b>(59)</b>	<b>708</b>	<b>142</b>	<b>393</b>	<b>47</b>	<b>56</b>	<b>(3)</b>	<b>8</b>	<b>2</b>	<b>645</b>	<b>-9%</b>		
(+) Impacto EBITDA (líquido de IR)	3	-	2	-	13	12	41	71	(8)	6	1	18	-	-	-	17	-75,5%		
(+) Efeito IR e CSLL	(1)	-	(1)	-	20	(4)	(17)	(2)	16	19	(0)	14	-	-	-	49	-2127,8%		
(+) Ajustes do Resultado Financeiro	-	-	-	-	(72)	-	9	(62)	-	-	-	-	-	-	-	-	-100,0%		
(+) VNR Líquido de IR e CSLL	(40)	(67)	(2)	(2)	(7)	(0)	(15)	(132)	(67)	(100)	(4)	(3)	(25)	(2)	(26)	(227)	71,2%		
<b>(=) Lucro Líquido Ajustado</b>	<b>118</b>	<b>363</b>	<b>65</b>	<b>103</b>	<b>(13)</b>	<b>(14)</b>	<b>(41)</b>	<b>582</b>	<b>84</b>	<b>318</b>	<b>44</b>	<b>85</b>	<b>(29)</b>	<b>6</b>	<b>(24)</b>	<b>485</b>	<b>-17%</b>		
	Δ%								-29,0%	-12,5%	-32,0%	-17,6%	124,7%	-141,4%	-41,8%	-16,7%			

## INVESTIMENTOS

Investimentos Distribuidoras	1T24									1T25									Δ%
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total			
R\$ milhões																			
Ativos elétricos	207	350	104	90	114	57	323	1.245	275	433	161	151	287	51	448	1.806	45,0%		
Obrigações especiais	6	160	23	1	3	28	-	192	11	253	19	2	-	24	8	318	65,4%		
Ativos não elétricos	8	10	5	8	10	3	29	73	20	34	11	7	21	7	30	129	76,6%		
<b>Total</b>	<b>220</b>	<b>521</b>	<b>132</b>	<b>99</b>	<b>127</b>	<b>88</b>	<b>323</b>	<b>1.510</b>	<b>307</b>	<b>720</b>	<b>190</b>	<b>160</b>	<b>308</b>	<b>82</b>	<b>486</b>	<b>2.252</b>	<b>49%</b>		
	Δ%								39,3%	38,2%	44,2%	61,2%	142,7%	-6,7%	50,2%	49,1%			

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

**TRANSMISSÃO****DESEMPENHO FINANCEIRO \*4**

<b>DRE Regulatória - R\$ milhões</b>	<b>1T24</b>	<b>1T25</b>	<b>Δ%</b>	<b>Δ</b>
Receita líquida	303	265	-12,5%	(38)
Custos e despesas operacionais	(18)	(18)	0,7%	(0)
<b>EBITDA Regulatório</b>	<b>285</b>	<b>247</b>	<b>-13,3%</b>	<b>(38)</b>
<b>Margem EBITDA</b>	<b>94,0%</b>	<b>93,1%</b>	<b>-1,0%</b>	<b>N/A</b>
Depreciação / amortização	(110)	(107)	-2,6%	3
<b>Resultado do serviço (EBIT)</b>	<b>175</b>	<b>140</b>	<b>-20,0%</b>	<b>(35)</b>
Resultado financeiro	175	140	-20,0%	(35)
Impostos	(109)	(81)	-25,9%	28
<b>Lucro Líquido</b>	<b>240</b>	<b>199</b>	<b>-17,4%</b>	<b>(42)</b>
<b>Endividamento</b>	<b>1T24</b>	<b>1T25</b>	<b>Δ%</b>	<b>Δ</b>
Dívida Bruta	5.865	4.961	-15,4%	(904)
Dívida Líquida	4.687	3.471	-25,9%	(1.216)
Disponibilidades	1.178	1.490	26,5%	312

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

\*\* Informações regulatórias não revisadas pelos auditores independentes.

O resultado regulatório do 1T25 trouxe uma receita líquida de R\$ 264,9 milhões, uma redução de 12,5% em relação ao 1T24, em função da alienação da SPE 7.

Os custos e despesas operacionais totalizaram R\$ 18,2 milhões, em linha com o mesmo período do ano anterior.

O EBITDA regulatório atingiu R\$ 246,7 milhões, com uma margem EBITDA de 93,1%.

Vale ressaltar que, em uma visão mesmos ativos (excluindo a SPE 7 do 1T24), o EBITDA do 1T24 seria de R\$ 256,6 milhões, e a variação do EBITDA entre trimestres seria de -3,9%, reflexo da maior parcela variável no trimestre.

<sup>4</sup> Resultado da tabela já desconsidera a INTESA no 1T24

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)	1T24 Regulatório	Ajustes	1T24 Societário	1T25 Regulatório	Ajustes	1T25 Societário
<b>Receita operacional</b>	<b>337.095</b>	<b>(310.778)</b>	<b>383.881</b>	<b>295.017</b>	<b>60.473</b>	<b>355.490</b>
Transmissão de energia	337.095	-	337.095	295.017	-	295.017
Receita de Operação e Manutenção	-	20.220	20.220	-	30.409	30.409
Receita de construção	-	6.097	6.097	-	-	-
Atualização ativo de contrato em serviço	-	-	357.564	-	325.081	325.081
<b>Deduções da receita operacional</b>	<b>(34.464)</b>	<b>(564)</b>	<b>(35.028)</b>	<b>(30.126)</b>	<b>0</b>	<b>(30.125)</b>
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>302.631</b>	<b>46.222</b>	<b>348.853</b>	<b>264.891</b>	<b>60.473</b>	<b>325.364</b>
<b>Margem Bruta Operacional</b>	<b>302.631</b>	<b>46.222</b>	<b>348.853</b>	<b>264.891</b>	<b>60.473</b>	<b>325.364</b>
<b>Custo/despesa operacional</b>	<b>(18.028)</b>	<b>(8.234)</b>	<b>(26.262)</b>	<b>(18.159)</b>	<b>(6.566)</b>	<b>(24.724)</b>
Pessoal	(8.953)	0	(8.952)	(7.742)	0	(7.742)
Material	(377)	52	(325)	(157)	0	(157)
Serviço de terceiros	(7.432)	(56)	(7.488)	(9.495)	(0)	(9.496)
Custo de construção	-	(8.249)	(8.249)	-	(6.547)	(6.547)
Outros	(1.267)	55	(1.212)	(764)	(0)	(764)
Provisões	-	(36)	(36,22)	-	-	-
Outras despesas não operacionais	-	-	-	-	(19)	(19)
<b>EBITDA</b>	<b>284.603</b>	<b>37.988</b>	<b>322.591</b>	<b>246.733</b>	<b>53.907</b>	<b>300.640</b>
Depreciação e amortização	(109.905)	38.570	71.336	(106.994)	35.143	(71.851)
Equivalencia patrimonial	-	-	-	-	-	(1.169)
<b>Resultado do serviço</b>	<b>174.697</b>	<b>76.558</b>	<b>251.255</b>	<b>139.738</b>	<b>89.050</b>	<b>227.620</b>
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(108.987)</b>	<b>0</b>	<b>(108.987)</b>	<b>(80.789)</b>	<b>(0)</b>	<b>(80.789)</b>
Receitas financeiras	53.329	0	53.329	59.838	4	59.842
Despesas financeiras	(162.316)	0	162.316	(140.627)	(4)	(140.631)
<b>Resultado antes do imposto de renda</b>	<b>65.710</b>	<b>76.558</b>	<b>142.268</b>	<b>58.949</b>	<b>87.881</b>	<b>146.831</b>
Imposto de renda e contribuição social	(50.451)	12.368	38.083	(8.984)	(31.981)	(40.965)
Subvenção do imposto de renda	-	28.666	28.666	-	31.981	31.981
Impostos diferidos	41.035	(79.901)	38.866	-	(35.340)	(35.340)
<b>Resultado do exercício</b>	<b>56.294</b>	<b>37.691</b>	<b>93.985</b>	<b>49.965</b>	<b>52.542</b>	<b>102.507</b>

## RENOVÁVEIS

### DESEMPENHO OPERACIONAL

#### GERAÇÃO

Dados Operacionais - Portfólio	1T24	1T25	Δ%	1T24 Ex Curtailment	1T25 Ex Curtailment	Δ% Ex Curtailment
Energia Gerada Líquida (GWh)*	818,5	1.169,0	42,8%	841,1	1.338,6	59,2%
Energia Gerada Líquida (GWh) - 12 meses*	4.129,6	4.913,2	19,0%	4.555,6	6.225,6	36,7%
Disponibilidade Técnica Ajustada <sup>1</sup> (12 meses)**	96,0%	95,4%	-0,6 p.p.	96,0%	95,4%	-0,6 p.p.

\* Valores medidos no centro de gravidade / \*\* Aplica-se o ajuste no indicador pois os períodos de indisponibilidade sobre efeitos de penalidades de contratos de O&M são considerados como disponíveis.

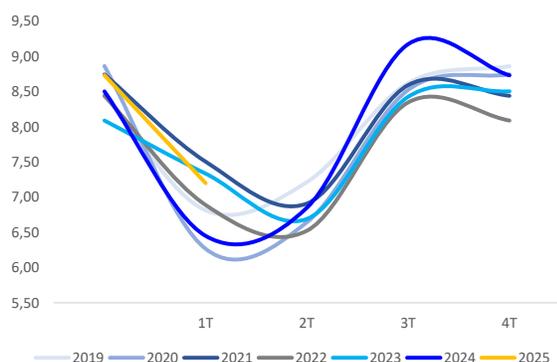
As informações operacionais foram divulgadas no release operacional da companhia. Para acessar o documento, [clique aqui](#).

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

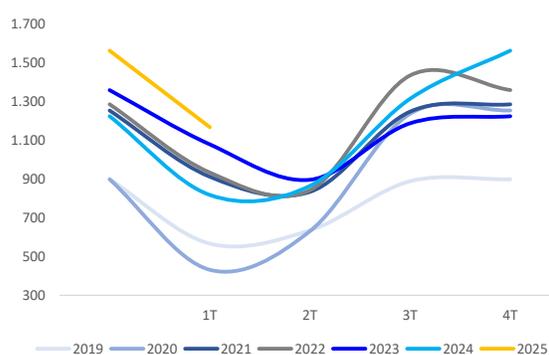
Complexos Eólicos	Geração (GWh)				Vento (m/s)			
	1T24	1T25	Δ%	Δ	1T24	1T25	Δ%	Δ
Ventos de Tianguá	117,4	101,4	-13,6%	-16,0	6,8	7,3	7,5%	0,5
Serra do Mel 1 e 2	299,9	384,8	28,3%	84,9	6,2	7,0	12,5%	0,8
Echo 1, 2, 4 e 5	207,6	256,0	23,3%	48,4	6,4	7,5	16,2%	1,0
Ventos de São Clemente	193,6	179,1	-7,5%	-14,5	6,8	7,2	6,0%	0,4
<b>Portfólio Eólico</b>	<b>818,5</b>	<b>921,3</b>	<b>12,6%</b>	<b>102,8</b>	<b>6,5</b>	<b>7,2</b>	<b>11,7%</b>	<b>0,8</b>

Complexos Solares	Geração (GWh)				Irradiância Média (W/m <sup>2</sup> )			
	1T24	1T25	Δ%	Δ	1T24	1T25	Δ%	Δ
Ribeiro Gonçalves	-	71,7	-	-	-	227,5	-	-
Barreiras	-	176,0	-	-	-	296,4	-	-
<b>Portfólio Solar</b>	<b>-</b>	<b>247,7</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>269,6</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

#### MÉDIA DOS VENTOS - PORTFÓLIO EÓLICO (m/s)

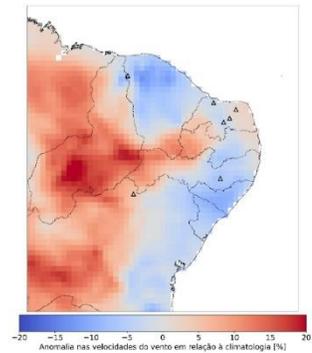


#### GERAÇÃO TOTAL - PORTFÓLIO EÓLICO (GWh)



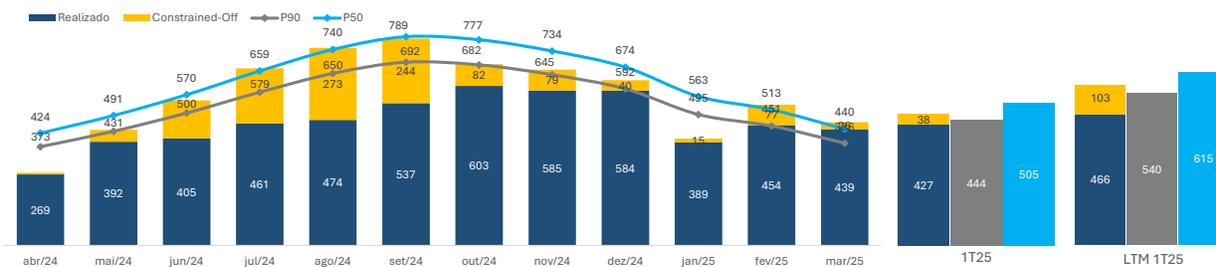
O 1T25 foi marcado por velocidades de vento dentro da média climatológica na maior parte do Nordeste, sendo que em algumas áreas dos estados do Maranhão, Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Pernambuco e Bahia que registraram anomalias positivas. Em comparação com o 1T24, a velocidade média dos ventos nos complexos da Echoenergia apresentou um aumento de 11,7%, isso se deve porque alguns parques apresentaram um recurso eólico acima da média climatológica.

A figura ao lado ilustra as anomalias de vento no 1T25 em relação à média de longo prazo, evidenciando o impacto climático positivo em alguns dos complexos da Echoenergia. Com isso, os resultados deste trimestre foram mais próximos ao P50 do que os observados no 1T24.

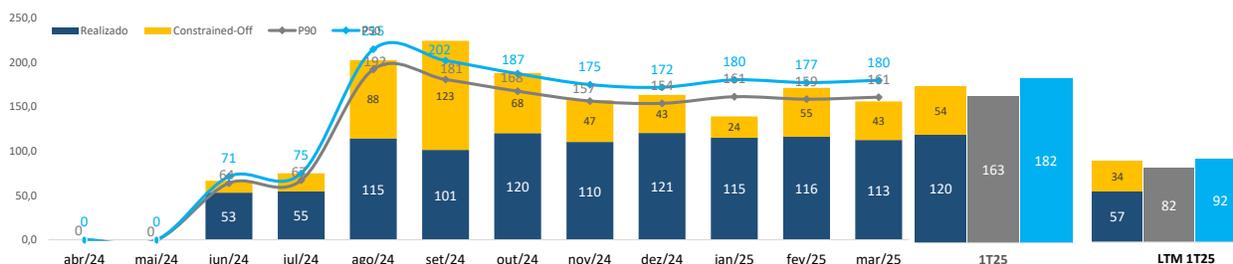


Os gráficos a seguir apresentam a geração de energia eólica e solar da Echoenergia nos últimos meses e a visão para o 1T25, comparando-a com os valores de P50 e P90 anual revisados pela empresa no início de 2024. Vale destacar que essas estimativas de produção de energia são consideradas robustas, pois 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 (MWm)



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



<sup>1</sup> Os valores apresentados consideram apenas meses de operação plena, ou seja, do mês subsequente ao COD de cada usina em diante.

**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 ao *constrained-off*. No entanto, após a data da ocorrência, a empresa foi afetada principalmente em seus projetos eólicos de Serra do Mel e Tianguá e solares de Ribeiro Gonçalves e Barreiras.

No 1T25, as perdas de energia totalizaram 169,7 GWh (12,7%), com maior relevância para o parque eólico de Serra do Mel com 30,3 GWh (7,1%) e para os parques solares de Barreiras e Ribeiro Gonçalves, com 47,9 GWh (20,9%) e 39,2 GWh (34,8%) respectivamente. Apesar disso, é importante mencionar que a partir de meados do segundo semestre de 2024, o ONS implementou mudanças nos critérios de controle, novas linhas de transmissão entraram em operação e houve o avanço no atendimento dos requisitos da RAP pelos agentes. Adicionalmente, é válido destacar que em março deste ano, o CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico) instituiu o grupo de trabalho para atuação conjunta entre o MME, ANEEL, EPE, ONS e CCEE, com objetivo de propor medidas de planejamento, regulatórias e operacionais para mitigar os cortes de geração. Por fim, a Echoenergia tem trabalhado ativamente em colaboração com as associações do setor para minimizar o impacto do *constrained-off* em seu portfólio.

## DESEMPENHO FINANCEIRO

DRE	Echo Participações				Echo Crescimento			
	1T24	1T25	Δ%	Δ	1T24	1T25	Δ%	Δ
<b>Receita Líquida</b>	<b>201,6</b>	<b>220,9</b>	<b>9,6%</b>	<b>19,3</b>	<b>4,4</b>	<b>96,3</b>	<b>N/A</b>	<b>91,9</b>
(-) Compra de Energia	(6,2)	(18,0)	188,5%	(11,8)	(4,3)	(33,0)	N/A	(28,7)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	-	N/A	-	(0,1)	0,1	N/A	0,2
<b>Lucro Bruto de Energia</b>	<b>195,4</b>	<b>202,9</b>	<b>3,9%</b>	<b>7,5</b>	<b>(0,0)</b>	<b>63,4</b>	<b>N/A</b>	<b>63,4</b>
Custos e Despesas Operacionais	(80,5)	(84,0)	4,4%	(3,5)	0,7	(23,2)	N/A	(23,8)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(72,4)	(72,1)	-0,4%	0,3	(0,0)	(18,8)	N/A	(18,8)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(8,1)	(11,9)	46,8%	(3,8)	0,7	(4,4)	N/A	(5,1)
<b>EBITDA</b>	<b>114,9</b>	<b>118,9</b>	<b>3,5%</b>	<b>4,0</b>	<b>0,7</b>	<b>40,3</b>	<b>N/A</b>	<b>39,6</b>
Margem EBITDA (%)	57,0%	53,8%	-3,2p.p.	N/A	15,1%	41,8%	26,7p.p.	N/A
(-/+ Efeitos Não-Recorrentes)	-	-	N/A	-	-	-	N/A	-
(-/+ Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	-	N/A	-	0,1	(0,1)	-258,9%	(0,2)
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>114,9</b>	<b>118,9</b>	<b>3,5%</b>	<b>4,0</b>	<b>0,7</b>	<b>40,1</b>	<b>N/A</b>	<b>39,4</b>
Margem EBITDA Ajustada (%)	57,0%	53,8%	-3,2p.p.	N/A	108,3%	-173,3%	N/A	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(65,2)	(65,0)	-0,4%	0,2	(0,0)	(19,4)	N/A	(19,4)
(+/-) Resultado Financeiro	(72,3)	(68,0)	-5,9%	4,3	0,1	(89,0)	N/A	(89,1)
(-) Impostos	(11,1)	(12,3)	11,1%	(1,2)	(0,2)	(3,4)	N/A	(3,2)
<b>Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado</b>	<b>(33,7)</b>	<b>(26,4)</b>	<b>-21,7%</b>	<b>7,3</b>	<b>0,6</b>	<b>(71,5)</b>	<b>N/A</b>	<b>(72,1)</b>
Margem Líquida (%)	-16,7%	-11,9%	4,8p.p.	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

DRE	Echoenergia (Part. + Cresc.)			
	1T24	1T25	Δ%	Δ
<b>Receita Líquida</b>	<b>206,0</b>	<b>317,2</b>	<b>54,0%</b>	<b>111,2</b>
(-) Compra de Energia	(10,6)	(51,0)	383,1%	(40,4)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(0,1)	0,1	-258,9%	0,2
<b>Lucro Bruto de Energia</b>	<b>195,4</b>	<b>266,3</b>	<b>36,3%</b>	<b>71,0</b>
Custos e Despesas Operacionais	(79,8)	(107,2)	34,3%	(27,4)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(72,4)	(90,9)	25,6%	(18,5)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(7,4)	(16,3)	119,5%	(8,9)
<b>EBITDA</b>	<b>115,6</b>	<b>159,2</b>	<b>37,7%</b>	<b>43,6</b>
Margem EBITDA (%)	56,1%	50,2%	-5,9p.p.	N/A
(-/+ Efeitos Não-Recorrentes)	-	-	N/A	-
(-/+ Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	0,1	(0,1)	-258,9%	(0,2)
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>115,7</b>	<b>159,1</b>	<b>37,5%</b>	<b>43,4</b>
Margem EBITDA Ajustada (%)	56,1%	50,1%	-6p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(65,2)	(84,4)	29,3%	(19,1)
(+/-) Resultado Financeiro	(72,2)	(157,0)	117,5%	(84,8)
(-) Impostos	(11,2)	(15,7)	39,6%	(4,4)
<b>Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado</b>	<b>(33,1)</b>	<b>(97,8)</b>	<b>196,0%</b>	<b>(64,8)</b>
Margem Líquida (%)	-16,0%	-30,8%	-14,8p.p.	N/A

## LUCRO BRUTO DE ENERGIA - ECHOENERGIA

O Lucro Bruto de Energia da Echoenergia foi de R\$ 266,3 milhões no 1T25, um aumento de 36,3% quando comparado ao mesmo período do ano passado, ou de R\$ 71,0 milhões. O aumento é explicado principalmente pelo início das operações dos complexos solares, cujo Lucro Bruto de Energia apurado foi de R\$ 63,4 milhões. O Lucro Bruto de Energia dos ativos eólicos foi de R\$ 202,9 milhões no 1T25, crescimento de 3,9% ou R\$ 7,5 milhões frente ao 1T24.

## CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS - ECHOENERGIA

Os custos e despesas operacionais da Echoenergia totalizaram R\$ 107,2 milhões no 1T25, um aumento de 34,3%, ou R\$ 27,4 milhões comparado ao 1T24. O aumento é explicado pelo início das operações dos complexos solares de Echo Crescimento, cujos custos e despesas operacionais totalizaram R\$ 23,2 milhões no período. Os custos e despesas operacionais de Echo Participações, que concentra as usinas eólicas da companhia, foi de R\$ 84,0 milhões no 1T25, crescimento de 4,4% ou R\$ 3,5 milhões frente ao 1T24. Dessa forma, as principais variações decorrem de:

- Aumento dos **encargos de transmissão** em R\$ 13,5 milhões devido a entrada em operação dos ativos solares;
- Aumento das despesas com **peçoal** em R\$ 8,0 milhões, reflexo do aumento de quadro para as operações solares e do reajuste de salário ocorrido entre períodos;
- Aumento de despesas com **seguros** para os ativos solares em R\$ 1,9 milhões;
- Aumento de **outras despesas** em R\$ 3,0 milhões.

Vale ressaltar que a redução de PMSO observada na seção consolidada do documento é reflexo da reclassificação de contas de encargos de transmissão, compra de energia e contas de O&M, mas que quando observamos o conjunto de linhas de custos e despesas operacionais, os custos e despesas permaneceram e linha com o mesmo período do ano anterior.

## RESULTADO FINANCEIRO - ECHOENERGIA

O resultado financeiro registrado no 1T25 foi de R\$ 157,0 milhões negativos, valor R\$ 84,8 milhões pior quando comparado com o 1T24, reflexo das despesas financeiras do financiamento dos parques solares, que não estavam em operação no 1T24.

## PROFORMA – ECHOENERGIA + EQUATORIAL 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			
	1T24	1T25	Δ%	Δ	1T24	1T25	Δ%	Δ
<b>Receita Líquida</b>	<b>206,0</b>	<b>317,2</b>	<b>54,0%</b>	<b>111,2</b>	<b>68,9</b>	<b>379,1</b>	<b>450,0%</b>	<b>310,2</b>
(-) Compra de Energia	(10,6)	(51,0)	383,1%	(40,4)	(61,8)	(393,9)	537,9%	(332,2)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(0,1)	0,1	-258,9%	0,2	5,1	28,2	453,0%	23,1
<b>Lucro Bruto de Energia</b>	<b>195,4</b>	<b>266,3</b>	<b>36,3%</b>	<b>71,0</b>	<b>12,3</b>	<b>13,3</b>	<b>8,7%</b>	<b>1,1</b>
Custos e Despesas Operacionais	(79,8)	(107,2)	34,3%	(27,4)	(5,3)	(10,6)	99,6%	(5,3)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(72,4)	(90,9)	25,6%	(18,5)	(0,3)	(9,5)	2787,1%	(9,2)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(7,4)	(16,3)	119,5%	(8,9)	(5,0)	(1,0)	-79,4%	3,9
<b>EBITDA</b>	<b>115,6</b>	<b>159,2</b>	<b>37,7%</b>	<b>43,6</b>	<b>7,0</b>	<b>2,8</b>	<b>-60,3%</b>	<b>(4,2)</b>
Margem EBITDA (%)	56,1%	50,2%	-5,9p.p.	N/A	10,1%	0,7%	-9,4p.p.	N/A
(-/+ Efeitos Não-Recorrentes	-	-	N/A	-	-	-	N/A	-
(-/+ Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	0,1	(0,1)	-258,9%	(0,2)	(5,1)	(28,2)	453,0%	(23,1)
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>115,7</b>	<b>159,1</b>	<b>37,5%</b>	<b>43,4</b>	<b>1,9</b>	<b>(25,4)</b>	<b>-1454,2%</b>	<b>(27,3)</b>
Margem EBITDA Ajustada (%)	56,1%	50,1%	-6p.p.	N/A	2,7%	-6,7%	-9,4p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(65,2)	(84,4)	29,3%	(19,1)	(0,0)	(0,1)	734,6%	(0,1)
(+/-) Resultado Financeiro	(72,2)	(157,0)	117,5%	(84,8)	0,1	(0,2)	-268,7%	(0,4)
(-) Impostos	(11,2)	(15,7)	39,6%	(4,4)	(2,6)	(8,4)	220,6%	(5,8)
<b>Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado</b>	<b>(33,1)</b>	<b>(97,8)</b>	<b>196,0%</b>	<b>(64,8)</b>	<b>4,5</b>	<b>(6,0)</b>	<b>-233,2%</b>	<b>(10,4)</b>
Margem Líquida (%)	-16,0%	-30,8%	-14,8p.p.	N/A	6,5%	-1,6%	-8,1p.p.	N/A

DRE	Proforma (Echoenergia + EQTL Renováveis)			
	1T24	1T25	Δ%	Δ
<b>Receita Líquida</b>	<b>274,9</b>	<b>696,3</b>	<b>153,3%</b>	<b>421,4</b>
(-) Compra de Energia	(72,3)	(444,9)	515,3%	(372,6)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	5,0	28,3	464,0%	23,3
<b>Lucro Bruto de Energia</b>	<b>207,6</b>	<b>279,7</b>	<b>34,7%</b>	<b>72,0</b>
Custos e Despesas Operacionais	(85,1)	(117,7)	38,4%	(32,6)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(72,7)	(100,4)	38,1%	(27,7)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(12,4)	(17,3)	39,8%	(4,9)
<b>EBITDA</b>	<b>122,5</b>	<b>161,9</b>	<b>32,2%</b>	<b>39,4</b>
Margem EBITDA (%)	44,6%	23,3%	-21,3p.p.	N/A
(-/+ Efeitos Não-Recorrentes	-	-	N/A	-
(-/+ Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(5,0)	(28,3)	464,0%	(23,3)
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>117,5</b>	<b>133,7</b>	<b>13,7%</b>	<b>16,1</b>
Margem EBITDA Ajustada (%)	42,8%	19,2%	-23,6p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(65,2)	(84,4)	29,4%	(19,2)
(+/-) Resultado Financeiro	(72,0)	(157,2)	118,3%	(85,2)
(-) Impostos	(13,9)	(24,1)	73,8%	(10,2)
<b>Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado</b>	<b>(28,6)</b>	<b>(103,8)</b>	<b>263,1%</b>	<b>(75,2)</b>
Margem Líquida (%)	-10,4%	-14,9%	-4,5p.p.	N/A

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

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

Indicadores Operacionais - Água	1T24	4T24	1T25	Δ% vs 1T24	Δ% vs 4T24
Economias faturadas (mil)	80,7	95,4	99,1	22,7%	3,8%
Volume Faturado (mil m <sup>3</sup> )	4.964,7	5.484,8	5.405,5	8,9%	-1,4%
Índice de cobertura (%)	42,0%	63,5%	66,4%	24,4 p.p.	2,9 p.p.
Índice de Perda da Distribuição (%)	60,2%	63,2%	63,2%	3 p.p.	0 p.p.
Indicadores Operacionais - Esgoto	1T24	4T24	1T25	Δ% vs 1T24	Δ% vs 4T24
Economias faturadas (mil)	10,9	18,9	18,7	71,1%	-0,9%
Volume Faturado (mil m <sup>3</sup> )	589,2	1.013,7	1.008,5	71,2%	-0,5%
Índice de cobertura (%)	8,0%	14,7%	15,0%	7 p.p.	0,3 p.p.

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

**DESEMPENHO FINANCEIRO**

Demonstração de Resultado	1T24	1T25	Δ%	Δ
<b>R\$ milhões</b>				
<b>Receita Operacional</b>	<b>42,8</b>	<b>62,0</b>	<b>44,7%</b>	<b>19,2</b>
Abastecimento de água e serviços de esgoto	21,8	25,6	17,2%	3,8
Receita de construção	20,2	35,3	74,9%	15,1
Outras receitas	0,8	1,1	36,0%	0,3
<b>Deduções à receita operacional</b>	<b>(2,1)</b>	<b>(2,5)</b>	<b>18,5%</b>	<b>-0,4</b>
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>40,8</b>	<b>59,5</b>	<b>46,1%</b>	<b>18,8</b>
Custos de construção	(20,2)	(35,3)	74,9%	-15,1
<b>Custo da Operação</b>	<b>(26,0)</b>	<b>(20,5)</b>	<b>-20,9%</b>	<b>5,4</b>
Pessoal	(8,5)	(4,7)	-44,0%	3,7
Material	(2,3)	(2,5)	7,1%	-0,2
Serviços de terceiros	(3,4)	(4,0)	18,7%	-0,6
PDD/Provisões	(8,1)	(6,0)	-25,2%	2,0
Outros	(3,5)	(3,9)	10,4%	-0,4
Outras Receitas e Despesas Operacionais	(0,3)	0,6	-315,8%	0,8
<b>EBITDA</b>	<b>(5,4)</b>	<b>3,7</b>	<b>-168,4%</b>	<b>9,1</b>
Depreciação e amortização	(0,5)	(0,8)	57,8%	-0,3
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(44,3)</b>	<b>(55,0)</b>	<b>24,2%</b>	<b>-10,7</b>
Receita financeira	3,0	1,3	-57,4%	-1,7
Despesa financeira	(47,3)	(56,3)	19,1%	-9,0
Tributos	-	-	N/A	0,0
<b>Resultado do exercício</b>	<b>(50,2)</b>	<b>(52,1)</b>	<b>3,8%</b>	<b>-1,9</b>

**RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA**

No 4T24, a receita operacional líquida da CSA atingiu R\$ 59,5 milhões, um aumento de 46% em relação ao 1T24. Desconsiderando a receita de construção, o crescimento foi de R\$ 3,7 milhões ou 17,8%. O aumento da receita reflete o avanço da hidrometração entre períodos, que aumenta a tarifa média e, por consequência, o faturamento, além do aumento de clientes tanto de água (+18 mil) como de esgoto (+8 mil).

## CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

O PMSO do período atingiu R\$ 15,1 milhões, 15% menor que o mesmo período do ano anterior, ou R\$ 2,6 milhões.

A PECLD no trimestre atingiu R\$ 6,0 milhões, valor R\$ 2,0 milhões melhor que o mesmo período do ano anterior. Os índices de PECLD/ROB desconsiderando a receita de construção são de 22,6% no 1T25 e 35,6% no 1T24 (-13,0 p.p.).

## RESULTADO FINANCEIRO

No 4T24, o resultado financeiro foi de R\$ 55,0 milhões, valor R\$ 10,7 milhões pior em relação ao 1T24, impacto da menor disponibilidade no período, refletida nas receitas financeiras e do maior estoque de dívida no período.

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

**EQUATORIAL SERVIÇOS**

Demonstração de Resultado	1724	1725	Δ%	Δ
<b>R\$ milhões</b>				
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>186,2</b>	<b>539,3</b>	<b>189,6%</b>	<b>353,1</b>
Deduções	(23,3)	(62,0)	166,2%	(38,7)
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>163,0</b>	<b>477,4</b>	<b>192,9%</b>	<b>314,4</b>
Custos Operacionais	(65,3)	(395,6)	505,6%	(330,3)
Despesas Operacionais	(67,7)	(58,1)	-14,2%	9,6
<b>EBITDA</b>	<b>30,0</b>	<b>23,7</b>	<b>-20,8%</b>	<b>(6,3)</b>
<i>Margem EBITDA</i>	<i>18,4%</i>	<i>5,0%</i>	<i>-73,0%</i>	
(-/+ ) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(5,0)	(31,2)	521,5%	(26,2)
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>25,0</b>	<b>(7,4)</b>	<b>-129,7%</b>	<b>(32,4)</b>
Depreciação e Amortização	(2,7)	(6,1)	127,8%	(3,4)
<b>Resultado do serviço (EBIT)</b>	<b>27,3</b>	<b>17,6</b>	<b>-35,5%</b>	<b>(9,7)</b>
Resultado financeiro	(4,9)	(2,7)	-45,0%	2,2
Equivalencia	-	1,2	N/A	1,2
Tributos	(11,1)	(16,0)	44,6%	(4,9)
<b>Lucro Líquido</b>	<b>11,3</b>	<b>0,1</b>	<b>-99,4%</b>	<b>(11,2)</b>

**DESEMPENHO FINANCEIRO**

As variações da receita e dos custos da Equatorial Serviços vem, principalmente, da comercializadora do grupo, que negocia os contratos de energia dos projetos solares de Ribeiro Gonçalves e Barreiras I, e por isso possuem uma maior receita de vendas e um maior custo de compra de energia no período.

O EBITDA do período foi de R\$ 23,8 milhões, enquanto o EBITDA Ajustado foi de -R\$ 7,4 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](#)