

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D

Informações contábeis intermediárias em
31 de março de 2025

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

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 ...	11
3	POLÍTICAS CONTÁBEIS MATERIAIS	12
4	CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA.....	13
5	APLICAÇÕES FINANCEIRAS.....	14
6	CONTAS A RECEBER DE CLIENTES	15
7	VALORES A RECEBER (DEVOLVER) DA PARCELA A E OUTROS ITENS FINANCEIROS.....	16
8	IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES A RECUPERAR	18
9	PARTES RELACIONADAS.....	18
10	ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO	20
11	INTANGÍVEL.....	21
12	ATIVOS DE CONTRATO	22
13	FORNECEDORES	22
14	EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS.....	23
15	DEBÊNTURES.....	25
16	IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES A RECOLHER.....	27
17	IMPOSTOS DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL CORRENTES E DIFERIDOS	28
18	PROVISÃO PARA RISCOS JUDICIAIS E DEPÓSITOS JUDICIAIS	29
19	PIS/COFINS A SEREM RESTITUÍDOS A CONSUMIDORES	31
20	PASSIVO A DESCOBERTO	32
21	RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	37
22	CUSTO DO SERVIÇO E DESPESAS OPERACIONAIS	38
23	RESULTADO FINANCEIRO	40
24	BENEFÍCIO PÓS-EMPREGO (ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA PRIVADA)	41
25	INSTRUMENTOS FINANCEIROS	42
26	DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA	46
27	COMPROMISSOS FUTUROS	47
28	EVENTOS SUBSEQUENTES.....	47



**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

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D

Porto Alegre - RS

Introdução

Revisamos as informações contábeis intermediárias da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D (Companhia), contidas no Formulário de Informações Trimestrais (ITR) referente ao trimestre findo em 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

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica-CEEE-D

Balanco patrimonial em 31 de março de 2025 e 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de Reais)

Ativo	Nota	31/03/2025	31/12/2024	Passivo	Nota	31/03/2025	31/12/2024
Circulante				Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	4	67.048	83.929	Fornecedores	13	600.797	545.894
Aplicações financeiras	5	660.795	801.916	Fornecedores - risco sacado	13.1	42.439	40.916
Contas a receber de clientes	6	1.202.812	1.041.486	Empréstimos e financiamentos	14	82.613	40.714
Almoxarifado		24.490	17.078	Debêntures	15	372.062	375.884
Impostos e contribuições a recuperar	8	249.625	244.682	Passivo de arrendamento		1.119	934
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar		56.534	59.909	Impostos e contribuições a recolher	16	223.384	187.435
Depósitos judiciais	18	4.504	4.504	Impostos e contribuições sobre o lucro a recolher		422	737
Instrumentos financeiros derivativos	25.4	2.463	1.114	Valores a devolver de parcela A e outros itens financeiros	7	215.072	315.422
Serviços pedidos		152.419	138.537	Obrigações e encargos sobre folha de pagamento		16.677	15.973
Outros créditos a receber		152.317	157.732	Contribuição de iluminação pública		18.818	18.036
Total do ativo circulante		2.573.007	2.550.887	Encargos setoriais		37.469	38.778
				Participação nos lucros		871	4.967
Não circulante				Provisão para riscos judiciais	18	402.373	390.829
Contas a receber de clientes	6	131.910	129.560	Benefício pós-emprego	24	92.019	80.914
Serviços pedidos		37.363	37.363	Outras contas a pagar		163.056	163.610
Impostos e contribuições a recuperar	8	289.465	326.816	Total do passivo circulante		2.269.191	2.221.043
Depósitos judiciais	18	226.239	223.823				
Instrumentos financeiro derivativos	25.4	67.181	143.542	Não circulante			
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	7	15.666	189.404	Empréstimos e financiamentos	14	1.940.432	2.013.848
Benefício pós-emprego	24	11	10	Debêntures	15	3.311.152	3.271.216
Ativo financeiro da concessão	10	868.991	782.759	Passivo de arrendamento		3.084	2.703
Intangível	11	2.755.284	2.611.285	Impostos e contribuições a recolher	16	2.654.150	2.638.250
Ativos de contrato	12	1.283.287	1.213.912	Encargos setoriais		89.964	84.133
Direito de uso		3.895	3.376	PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	19	237.168	230.478
Total do ativo não circulante		5.679.292	5.661.850	Provisão para riscos judiciais	18	500.318	496.023
				Benefício pós-emprego	24	705.931	720.421
				Outras contas a pagar		158.744	152.953
				Total do passivo não circulante		9.600.943	9.610.025
				Passivo a descoberto			
				Capital social	20	3.385.861	3.385.861
				Ajuste de avaliação patrimonial		(1.070.961)	(1.074.793)
				Reserva de capital		1.616	1.570
				Prejuízos acumulados		(5.934.351)	(5.930.969)
				Total do passivo a descoberto		(3.617.835)	(3.618.331)
Total do ativo		8.252.299	8.212.737	Total do passivo e passivo a descoberto		8.252.299	8.212.737

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica-CEEE-D

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>
Receita operacional líquida	21	<u>1.562.326</u>	<u>1.279.738</u>
Energia elétrica comprada para revenda	22.1	(769.091)	(733.267)
Custo de construção		(308.194)	(126.809)
Custo da operação		(124.022)	(92.722)
Custos de energia elétrica, construção e operação	22	<u>(1.201.307)</u>	<u>(952.798)</u>
Lucro bruto		<u>361.019</u>	<u>326.940</u>
Despesas operacionais			
Despesas com vendas	22	(38.577)	(40.606)
Despesas gerais e administrativas	22	(45.710)	(64.852)
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	22	(29.730)	(38.703)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	22.2	4.423	(26.835)
Total de despesas operacionais		<u>(109.594)</u>	<u>(170.996)</u>
Resultado antes do resultado financeiro e impostos sobre lucro		<u>251.425</u>	<u>155.944</u>
Receitas financeiras	23	320.859	169.127
Despesas financeiras	23	(575.666)	(341.067)
Resultado financeiro		<u>(254.807)</u>	<u>(171.940)</u>
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social		<u>(3.382)</u>	<u>(15.996)</u>
Imposto de renda e contribuição social - diferidos	17	-	48.989
Impostos sobre o lucro		<u>-</u>	<u>48.989</u>
Lucro (prejuízo) do período		<u>(3.382)</u>	<u>32.993</u>
Resultado básico e diluído por ação ordinária	20.3	(0,04955)	0,48338
Resultado básico e diluído por ação preferencial	20.3	(0,04955)	0,48338
Quantidade de ações ordinárias e preferenciais no final do exercício (em milhares de ações)		<u>68.255</u>	<u>68.255</u>

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica-CEEE-D

Demonstração do resultado abrangente

Períodos findos em 31 de março de 2025 e 2024

(Em milhares de Reais)

	<u>31/03/2025</u>	<u>31/03/2024</u>
Lucro (prejuízo) do período	(3.382)	32.993
Itens que serão reclassificados posteriormente para o resultado		
Resultado de <i>hedge accounting</i> de fluxo de caixa e benefícios pós-emprego	<u>3.832</u>	<u>(3.244)</u>
Outros resultados abrangentes do exercício, líquido de impostos	<u>3.832</u>	<u>(3.244)</u>
Total resultados abrangentes	<u>450</u>	<u>29.749</u>

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica-CEEE-D

Demonstração das mutações do patrimônio líquido

Períodos findos em 31 de março de 2025 e 2024

(Em milhares de Reais)

Notas	Capital social	Reserva de capital	Ajuste de avaliação patrimonial	Prejuízos acumulados	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2023	<u>3.385.861</u>	<u>1.296</u>	<u>(1.249.712)</u>	<u>(5.492.081)</u>	<u>(3.354.636)</u>
Valor justo das opções de compra - <i>vesting period</i>	-	111	-	-	111
Resultado abrangente do período					-
Resultado de <i>hedge</i> accounting de fluxo de caixa	-	-	(3.244)	-	(3.244)
Prejuízo do período	-	-	-	32.993	32.993
Saldos em 31 de março de 2024	<u>3.385.861</u>	<u>1.407</u>	<u>(1.252.956)</u>	<u>(5.459.088)</u>	<u>(3.324.776)</u>
Saldos em 31 de dezembro de 2024	<u>3.385.861</u>	<u>1.570</u>	<u>(1.074.793)</u>	<u>(5.930.969)</u>	<u>(3.618.331)</u>
Valor justo das opções de compra - <i>vesting period</i>	20.2.1	46	-	-	46
Resultado abrangente do exercício					
Resultado de <i>hedge</i> accounting de fluxo de caixa	25.4	-	3.832	-	3.832
Prejuízo do período	-	-	-	(3.382)	(3.382)
Saldos em 31 de março de 2025	<u>3.385.861</u>	<u>1.616</u>	<u>(1.070.961)</u>	<u>(5.934.351)</u>	<u>(3.617.835)</u>

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica-CEEE-D

Demonstração dos fluxos de caixa - método indireto

Períodos findos em 31 de março de 2025 e 2024

(Em milhares de Reais)

	31/03/2025	31/03/2024
Fluxo de caixa das atividades operacionais		
Lucro (prejuízo) do período	(3.382)	32.993
Ajustes para:		
Amortização do intangível	45.710	34.688
Baixa de intangível, financeiro e contratual	168	-
Encargos de dívidas, juros e variações monetárias líquidas	106.619	150.659
Provisão para riscos judiciais	42.951	59.063
Provisão para perdas estimadas em crédito de liquidação duvidosa	29.730	38.703
Baixa de recebíveis incobráveis	5.167	1.214
Ajuste a valor presente	(3.363)	(6.396)
Perdas (ganhos) com instrumentos derivativos	78.844	(17.569)
Atualização do ativo financeiro	(38.097)	(10.266)
Provisão e atualização dos encargos setoriais	12.847	12.016
Valores a devolver (receber) de parcela A e outros itens financeiros	72.506	3.229
Provisão para perdas de estoques	(19.458)	24.723
Participação nos lucros	1.544	(97)
Rendimentos de aplicações financeiras	(24.470)	(32.353)
Atualização de PIS/COFINS a recuperar	(2.090)	(1.516)
Imposto de renda e contribuição social diferido	-	(48.989)
Atualização (reversão) encargos geração distribuída	(122)	-
Valor justo das opções de compra	802	(746)
	305.906	239.356
Variações nos ativos e passivos, circulantes e não circulantes:		
Contas a receber de clientes	(194.337)	(131.015)
Almoxarifado	(7.412)	2.858
Serviços pedidos	(13.882)	(7.051)
Impostos e contribuições a recuperar	200	2.170
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar	3.375	3.605
Outros créditos a receber	49.183	(23.736)
Depósitos judiciais	(2.416)	(675)
Valores a devolver de parcela A e outros itens financeiros	882	787
Fornecedores	44.561	(37.156)
Fornecedores - risco sacado	1.523	(3.482)
Impostos e contribuições a recolher	92.837	56.581
Impostos e contribuições sobre o lucro a recolher	-	(199)
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	(13.117)	(15.416)
Benefício pós emprego	(3.386)	3.342
Contribuição de iluminação pública	782	10.368
Encargos setoriais	(8.325)	(14.115)
Participação nos lucros	(5.640)	(3.156)
Provisão para riscos judiciais	(27.112)	(24.643)
Outras contas a pagar	(40.038)	(77)
Caixa líquido utilizado nas atividades de operacionais	(122.322)	(181.010)
Rendimentos de aplicações financeiras	24.470	32.353
Juros pagos	(99.702)	(138.069)
Fluxo de caixa líquido proveniente das (utilizado nas) atividades de operacionais	108.352	(47.370)
Fluxo de caixa de atividades de investimento		
Aquisições no ativos de contrato	(261.977)	(124.831)
Resgate das aplicações financeiras	141.121	224.034
Fluxo de caixa líquido proveniente das (utilizado nas) atividades de investimento	(120.856)	99.203
Fluxo de caixa de atividades de financiamento		
Amortização de empréstimos e financiamentos	(4.087)	(3.902)
Amortização do passivo de arrendamento	(290)	(580)
Fluxo de caixa líquido utilizado nas atividades de financiamento	(4.377)	(4.482)
Aumento (redução) em caixa e equivalentes de caixa	(16.881)	47.351
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	83.929	464.985
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	67.048	512.336
Aumento (redução) em caixa e equivalentes de caixa	(16.881)	47.351

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica-CEEE-D

Demonstração do valor adicionado

Períodos findos em 31 de março de 2025 e 2024

(Em milhares de Reais)

	<u>31/03/2025</u>	<u>31/03/2024</u>
Receitas		
Vendas de produtos, serviços e receitas de construção	1.864.115	1.748.983
Receitas de construção	308.194	126.809
Perda estimada em créditos de liquidação duvidosa	(29.730)	(38.703)
	2.142.579	1.837.089
Insumos adquiridos de terceiros (inclui - ICMS e IMA)		
Custos dos produtos e dos serviços vendidos	(1.077.285)	(860.076)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros	(136.681)	(135.528)
Outras despesas	(10.955)	(47.604)
	(1.224.921)	(1.043.208)
Valor adicionado bruto	917.658	793.881
Amortização	(45.710)	(34.688)
Valor adicionado líquido gerado pela Companhia	871.948	759.193
Valor adicionado recebido em transferência		
Receitas financeiras	323.758	185.518
	323.758	185.518
Valor adicionado total a distribuir	1.195.706	944.711
Distribuição do valor adicionado		
Pessoal		
Remuneração direta	19.585	13.454
Benefícios	5.941	4.214
FGTS	2.568	5.646
	28.094	23.314
Impostos, taxas e contribuições		
Federais	316.120	289.811
Estaduais	277.221	256.705
Municipais	22	32
	593.363	546.548
Remuneração de capitais de terceiros		
Juros	421.702	216.036
Aluguéis	1.965	789
Outras despesas financeiras	153.964	125.031
	577.631	341.856
Remuneração de capitais próprios		
Lucro (prejuízo) do período	(3.382)	32.993
	(3.382)	32.993
Valor adicionado	1.195.706	944.711

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

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

1 Contexto operacional

A Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D (“Companhia” ou “CEEE-D”), é uma sociedade anônima de capital aberto, domiciliada no Brasil, com sede na Avenida Clovis Paim Grivot nº 11, Bairro Humaitá, cidade de Porto Alegre, no Estado do Rio Grande do Sul, controlada pela Equatorial Participações e Investimentos S.A. (“Equatorial Participações”), 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 sua área de concessão legal que abrange 72 dos 497 municípios do estado do Rio Grande do Sul, cobrindo uma área de 87.101 km²(*), atendendo, em 31 de março de 2024, 1.970.591 (*) consumidores, sendo tais atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME). A Companhia possui suas ações negociadas no Mercado de Balcão Organizado do Brasil, Bolsa, Balcão S.A. (B3), sob os códigos de negociação CEED3 e CEED4.

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

1.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

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

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

1.2 Continuidade operacional

Quando da elaboração das informações contábeis intermediárias, a Administração avaliou a capacidade operacional da Companhia para os próximos 12 meses. Em 31 de março de 2025, a Companhia apresentou capital circulante líquido no valor de R\$ 303.816 (R\$ 329.844 em 31 de dezembro de 2024). A Companhia salienta que tanto as ações de cobrança quanto o processo de faturamento voltaram a normalidade a partir de agosto de 2024 e, que os impactos decorrentes do evento climático extremo em maio de 2024 e outros eventos climáticos ocorridos durante o exercício de 2024 não comprometeram sua continuidade operacional.

A Companhia, apresenta resultado antes do resultado financeiro e dos impostos sobre o lucro positivo desde a entrada do novo acionista controlador em 2021, devido a melhoria dos indicadores de perdas, significativa redução das despesas operacionais, aumento da tarifa e do volume de energia faturada (2.613 GWh em 31 de março de 2025 e 2.453 GWh em 31 de março de 2024). Em 31 de março de 2025 o referido resultado foi de R\$ 251.425 (R\$ 155.944 em 31 de março de 2024).

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

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

A Companhia vem ainda apresentando geração de caixa operacional positivo de R\$ 108.848 e prejuízo de R\$ 3.382 no período findo em 31 de março de 2025 (caixa operacional negativo R\$ 47.370 e lucro de R\$ 32.993, no período findo em 31 de março de 2024). Com objetivo de fortalecer seus fluxos de caixa operacionais e seus resultados, a Companhia estabeleceu, entre outras, as seguintes ações estruturantes:

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

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

1.3 Ocorrência de eventos climáticos extremos na área de concessão da CEEE-D

A área de concessão sob responsabilidade da CEEE-D está localizada em uma região sujeita à ocorrência de eventos climáticos extremos.

Em 2024, os diversos eventos climáticos registrados impactaram a operação da Companhia, resultando em efeitos contábeis totais de R\$ 39.945, compostos por perdas de estoques e baixa de ativos no montante de R\$ 27.263 e despesas operacionais com atendimento emergencial no montante de R\$ 12.682.

A Companhia está em fase de regulação dos valores mais significativos junto às seguradoras, ainda sem previsão de recebimento, considerando que ainda está em andamento as inspeções dos materiais sinistrados e análise da documentação apresentada, com base em suas apólices de risco operacional e de responsabilidade civil. Importante ressaltar que as apólices cobrem de forma integral todos os sinistros identificados, restando apenas a avaliação do valor definitivo a ser recebido. Em 2024, a Companhia registrou R\$ 4.500 referente aos adiantamentos recebidos e/ou aprovados pela seguradora, com complemento de mais R\$ 24 até 31 de março de 2025. Em razão do processo de avaliação do sinistro ainda estar em andamento, permanecem em discussão os demais pleitos a serem reconhecidos pela seguradora.

Para o período findo em 31 de março de 2025, a Companhia permanece monitorando a possibilidade de novos eventos climáticos e atua com planos de contingência estabelecidos para assegurar a continuidade da prestação dos serviços e a minimização de impactos operacionais e financeiros.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

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

1.4 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 substituiu 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 contábeis 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*, emitida pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), atualmente denominadas pela Fundação IFRS como “normas contábeis IFRS” e devem ser lidas em conjunto com as últimas demonstrações contábeis anuais do exercício findo em 31 de dezembro de 2024, divulgadas 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 aprovadas pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC) e pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

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

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

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

A emissão dessas informações contábeis intermediárias foi autorizada pelo Conselho de Administração da Companhia em 14 de 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) perdas por redução ao valor recuperável (“*impairment*”) de ativos.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

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

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

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

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

3 Políticas contábeis materiais e estimativas críticas

As políticas contábeis materiais, 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 contábeis

Os principais normativos alterados, emitidos ou em discussão pelo *International 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.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

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 Demonstrações Contábeis	A IFRS 18 introduz três categorias definidas para receitas e despesas – operacionais, de investimento e de financiamento – para melhorar a estrutura da demonstração de resultados e exige que todas as entidades forneçam novos subtotais definidos, incluindo o lucro operacional. A estrutura melhorada e os novos subtotais darão aos investidores um ponto de partida consistente para analisar o desempenho 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 Demonstrações Contábeis.	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

	<u>31/03/2025</u>	<u>31/12/2024</u>
Caixa e depósitos bancários à vista	<u>24.055</u>	<u>43.433</u>
Equivalentes de caixa (a)		
Investimentos		
Certificado de Depósito Bancário – CDB	<u>42.993</u>	<u>40.496</u>
Subtotal de equivalentes de caixa	<u>42.993</u>	<u>40.496</u>
Total	<u>67.048</u>	<u>83.929</u>

- 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.

A carteira da Companhia é remunerada pela variação do Certificado de Depósito Interbancário (CDI), e a rentabilidade média ponderada da carteira, no período findo em 31 de março de 2025, equivale a 101,54% do CDI (101,70% em 31 de dezembro de 2024).

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

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

5 Aplicações financeiras

	<u>31/03/2025</u>	<u>31/12/2024</u>
Circulante		
Fundos de investimentos (a)		
Cotas de fundos de investimentos	648.035	789.159
Cotas de fundos de investimento FIDC (b)	12.362	12.366
Títulos públicos	<u>398</u>	<u>391</u>
Total	<u><u>660.795</u></u>	<u><u>801.916</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; e
- (b) Fundo de Investimento em Direitos Creditórios (FIDC), sendo parte de seus recursos utilizados na operação de antecipação de títulos a pagar a fornecedores da Companhia, conforme descrito na nota explicativa nº 13.1 – Fornecedores – risco sacado.

A carteira da Companhia é remunerada pela variação do Certificado de Depósito Interbancário (CDI), e a rentabilidade média ponderada da carteira no período findo em 31 de março de 2025, equivale a 102,85% do CDI (98,82% em 31 de dezembro de 2024).

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

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			A vencer	Vencidos		
		Até 90 dias	Mais de 90 dias	Total		Até 90 dias	Mais de 90 dias	Total
Residencial	250.918	130.518	388.833	770.269	186.672	107.937	390.394	685.003
Industrial	9.012	3.691	11.177	23.880	8.190	2.513	11.600	22.303
Comercial	94.976	35.805	117.881	248.662	81.007	28.745	120.218	229.970
Rural	26.640	14.828	20.562	62.030	20.195	9.354	19.260	48.809
Poder público	17.342	2.235	756	20.333	11.913	1.238	827	13.978
Iluminação pública	9.508	689	8.089	18.286	10.112	437	8.168	18.717
Serviço público	10.234	768	40	11.042	3.833	176	36	4.045
Contas a receber de consumidores faturados	418.630	188.534	547.338	1.154.502	321.922	150.400	550.503	1.022.825
Residencial	85.495	21.935	151.301	258.731	105.425	20.987	148.506	274.918
Industrial	3.492	889	5.351	9.732	4.523	435	5.390	10.348
Comercial	46.921	5.835	72.501	125.257	61.797	5.753	71.601	139.151
Rural	26.703	823	4.582	32.108	26.605	697	4.508	31.810
Poder público	70.539	227	552	71.318	71.615	397	400	72.412
Iluminação pública	50.413	261	545	51.219	52.033	301	437	52.771
Serviço público	99	16	-	115	115	1	-	116
Parcelamentos (a)	283.662	29.986	234.832	548.480	322.113	28.571	230.842	581.526
Contas a receber de consumidores não faturados (b)	320.399	-	-	320.399	240.571	-	-	240.571
Baixa renda (c)	12.708	-	-	12.708	12.326	-	-	12.326
Outras	4.039	3.021	13.443	20.503	21.626	-	-	21.626
Subtotal	1.039.438	221.541	795.613	2.056.592	918.558	178.971	781.345	1.878.874
(-) PECLD	(65.492)	(42.725)	(613.653)	(721.870)	(61.704)	(39.011)	(607.113)	(707.828)
Total contas a receber de clientes	973.946	178.816	181.960	1.334.722	856.854	139.960	174.232	1.171.046
Circulante				1.202.812				1.041.486
Não circulante				131.910				129.560

- (a) Os parcelamentos são referentes às renegociações de faturas em atraso e possuem juros de até 1% a.m. Os valores apresentados do contas a receber referentes aos parcelamentos estão líquidos do ajuste a valor presente, reconhecido em 31 de março de 2025, no montante de R\$ 171.882 e (R\$ 175.245 em 31 de dezembro de 2024), em contrapartida ao resultado financeiro, no montante líquido de R\$ 3.363, conforme nota explicativa nº 23 – 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, sendo em alguns casos encerrados após o período de fechamento contábil; e
- (c) O Governo Federal, por meio das leis nº 12.212 e nº 10.438, determinou a aplicação da tarifa social de baixa renda com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da subclasse residencial baixa renda.

6.2 Perdas estimadas em crédito de liquidação duvidosa

	31/12/2024	(Provisões)/ Reversões	Baixas (c)	31/03/2025
Contas a receber de consumidores faturados	(439.612)	(20.811)	14.208	(446.215)
Parcelamentos	(249.947)	(12.250)	7.276	(254.921)
Contas a receber de consumidores não faturados	(5.831)	(1.935)	-	(7.766)
Outras (a)	(12.438)	6.139	(6.669)	(12.968)
Total (b)	(707.828)	(28.857)	14.815	(721.870)

- (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 findo em 31 de março de 2025, gerou uma provisão, no montante de R\$ 28.857, com impacto no resultado operacional, conforme nota explicativa nº 22 – Custos do serviço e despesas operacionais, ocasionado, também, pelas negociações realizadas com os maiores ofensores provisionados, conforme orientação do plano de recuperação da PECLD da Companhia; e
- (c) Referente a baixa da PECLD de títulos considerados incobráveis, que foram efetivamente baixados do contas a receber.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

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
Parcela A						
CDE - Conta de desenvolvimento energético (a)	9.195	(331)	(3.129)	696	-	6.431
PROINFA - Programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica (b)	(2.237)	3.442	722	26	-	1.953
Rede básica (c)	84.601	12.410	(28.063)	2.335	-	71.283
Compra de energia CVA (d)	(215.980)	(57.325)	148.637	(824)	-	(125.492)
ESS - Encargos do serviço do sistema (e)	33.577	4.959	(13.519)	742	-	25.759
Transp. Itaipú	3.731	991	(2.045)	91	-	2.768
	<u>(87.113)</u>	<u>(35.854)</u>	<u>102.603</u>	<u>3.066</u>	-	<u>(17.298)</u>
Itens financeiros						
Sobrecontratação de energia (f)	102.232	(49.608)	(27.604)	428	-	25.448
Neutralidade (g)	(1.457)	(96.992)	971	(763)	-	(98.241)
Ultrapassagem de demanda e reativo excedente	(45.938)	(10.325)	7.212	(123)	-	(49.174)
Compensação créditos PIS/COFINS (h)	117.811	-	(40.111)	(171)	-	77.529
Risco hidrológico (i)	(201.371)	-	6.248	(2.452)	-	(197.575)
CDE Modicidade Tarifária – Empréstimo (j)	(27.570)	-	8.978	(701)	-	(19.293)
Outros (k)	17.388	(1.627)	58.822	5.497	(882)	79.198
	<u>(38.905)</u>	<u>(158.552)</u>	<u>14.516</u>	<u>1.715</u>	<u>(882)</u>	<u>(182.108)</u>
Total	<u>(126.018)</u>	<u>(194.406)</u>	<u>117.119</u>	<u>4.781</u>	<u>(882)</u>	<u>(199.406)</u>
Circulante						
Valores a receber	558.543					509.943
Valores a devolver	(873.965)					(725.015)
Efeito líquido ativo (passivo)	<u>(315.422)</u>					<u>(215.072)</u>
Não circulante						
Valores a receber	438.244					318.622
Valores a devolver	(248.840)					(302.956)
Efeito líquido ativo (passivo)	<u>189.404</u>					<u>15.666</u>
Efeito líquido total	<u>(126.018)</u>					<u>(199.406)</u>

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

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\$ 331, 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\$ 3.129;
- (b) O saldo da CVA PROINFA foi afetado pelas seguintes variações: (i) constituição positiva da CVA de R\$ 3.442, 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\$ 722;
- (c) O saldo da CVA Rede Básica foi impactado pelas seguintes variações: (i) constituição positiva de R\$ 12.410, 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 Básica superiores à cobertura tarifária estabelecida no processo tarifário de 2024; (ii) o impacto negativo da amortização no período foi de R\$ 28.063;
- (d) O saldo da CVA de energia teve como movimentação: (i) constituições negativas referente aos custos com os contratos de Energia Leilão que tiveram menor realização em relação a cobertura tarifária, gerando uma CVA passiva no período de R\$ 80.522 (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\$ 23.197, resultando em movimento de constituição negativa no período de R\$ 57.325; (iii) o impacto positivo da amortização no período foi de R\$ 148.637;
- (e) O ESS está relacionado ao pagamento de usinas térmicas despachadas, que operam com o preço de compra acima do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). O Operador Nacional do Sistema (ONS) aciona despachos das térmicas de forma a garantir a segurança energética do sistema. No processo tarifário da Companhia, o valor de previsão desse encargo concedido pela ANEEL foi para cobrir as despesas com Encargo de Energia Reserva, que tem se realizado acima da cobertura tarifária até o período findo em 31 de março de 2025, assim a conta de ESS resultou em uma constituição positiva de R\$ 4.959. O impacto da amortização foi negativa para o período de R\$ 13.519;
- (f) A constituição passiva de R\$ 49.608 é resultante da movimentação negativa de R\$ 53.018, referente à compra no mercado de curto prazo devido a movimentação de subcontratação, a um PLD médio de R\$ 136,63/MWh, inferior ao preço médio de compra de energia da Companhia de R\$ 260,00/MWh. O impacto da amortização negativa desse item para o período foi de R\$ 27.604;
- (g) A neutralidade dos encargos refere-se ao cálculo das diferenças mensais, apuradas entre os valores de cada item dos encargos setoriais, faturados no período de referência e os respectivos valores contemplados no processo tarifário anterior, devidamente atualizados pela taxa SELIC. Para esse período foi constituído o montante negativo de R\$ 96.992, O impacto da amortização positiva para o período foi de R\$ 971;
- (h) Deve-se à amortização dos valores oriundos de créditos decorrentes da exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/PASEP e da COFINS, conforme previsto no Despacho nº 361, de 9 de fevereiro de 2021. Veja nota explicativa nº 19 – PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores;
- (i) 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. O impacto da amortização positiva no período foi de 6.248;
- (j) A política de Modicidade Tarifária da CDE é uma ferramenta essencial para a sustentabilidade econômico-financeira do setor elétrico e para a proteção do consumidor, garantindo a equidade na distribuição dos encargos setoriais e a moderação das tarifas de energia. A amortização positiva do componente financeiro associado a esses repasses foi de 8.978 no período; e
- (k) O saldo total de amortização de outros foi afetado principalmente pelas amortizações de diferimento de Parcela B positivo em R\$ 33.535, pela quitação da Conta COVID/Escassez positivo em R\$ 24.184 e pelo encargo escassez hídrica negativamente em R\$ 1.479. Os demais itens somados totalizam negativamente um valor de R\$ 376 e inclui financeiros como reversão de créditos associados a REN 1.000, neutralidade COVID, garantias financeiras, entre outros.

No mês de novembro 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 na Resolução Homologatória nº 3.413, de 19 de novembro de 2024 foram reajustadas, em média, 4,67%, correspondendo ao efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores, usuários e agentes supridos da distribuidora.

No período findo em 31 de março de 2025, a Companhia reconheceu o montante de R\$ 5.353 (R\$ 111.906 em 31 de dezembro de 2024) de bandeira tarifária, sendo que R\$ 36 (R\$ 73.726 em 31 de dezembro de 2024) obtidos por meio de bandeira tarifária via faturamento junto aos clientes e R\$ 5.316 (R\$ 38.180 em 31 de dezembro de 2024) recebendo via CCRBT. A bandeira tarifária foi criada por meio do Decreto nº 8.401/2015 e administrada pela CCEE.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

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

8 Impostos e contribuições a recuperar

	31/03/2025	31/12/2024
Circulante		
ICMS a recuperar	50.176	45.541
PIS e COFINS	9.428	9.297
PIS e COFINS a recuperar (ICMS) (a)	189.207	189.207
Outros	814	637
Total circulante	249.625	244.682
Não circulante		
ICMS a recuperar	73.636	78.779
PIS e COFINS a recuperar (ICMS) (a)	215.829	248.037
Total não circulante	289.465	326.816
Totais impostos e contribuições a recuperar	539.090	571.498

- (a) A Companhia possui um ativo de PIS/COFINS a recuperar, referente a exclusão da base de cálculo do ICMS, de R\$ 405.036 (R\$ 437.244 em 31 de dezembro de 2024), líquido de compensação com impostos federais, após publicação do Acórdão do julgamento do Recurso extraordinário julgado pelo Supremo Tribunal Federal (STF), e suportado pelo trânsito e julgado da ação, conforme nota explicativa nº 19 – PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores. Este saldo será realizado mediante compensação dos seguintes tributos federais: imposto de renda sobre folha de pagamento, PIS e COFINS e retenções federais.

9 Partes relacionadas

Em 31 de março de 2025 e 31 de dezembro de 2024, a Companhia possui transações com partes relacionadas, principalmente dos contratos de compartilhamentos, entre outros, com as empresas descritas abaixo:

	31/03/2025		31/12/2024		31/03/2024	
	Ativo (Passivo)	Efeito no resultado (Despesa)	Ativo (Passivo)	Efeito no resultado (Despesa)	Ativo (Passivo)	Efeito no resultado (Despesa)
Outras contas a receber						
Entidade é membro do mesmo grupo econômico						
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	(a) 1.072	1.072	2.160	949		
Equatorial Para Distribuidora de Energia S.A.	(a) 1.775	1.775	3.047	1.279		
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	(a) 731	731	711	377		
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(a) 653	653	1.029	625		
Companhia de Eletricidade do Amapá – CEA	(a) 301	301	241	94		
Equatorial Goiás Distribuidora de Energia S. A.	(a) 2.660	2.660	2.565	-		
Equatorial Transmissora 1 SPE S.A.	(a) 7	7	17	7		
Equatorial Transmissora 2 SPE S.A.	(a) 7	7	16	7		
Equatorial Transmissora 3 SPE S.A.	(a) 10	10	19	10		
Equatorial Transmissora 4 SPE S.A.	(a) 32	32	79	16		
Equatorial Transmissora 5 SPE S.A.	(a) 8	8	17	7		
Equatorial Transmissora 6 SPE S.A.	(a) 9	9	17	8		
Equatorial Transmissora 7 SPE S.A.	(a) -	-	-	8		
Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.	(a) 14	14	34	12		
Total	7.279	7.279	9.952	3.399		
Outros créditos a receber – Intercompany						
Entidade é membro do mesmo grupo econômico						
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	(b) 615	-	37	-		
Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.	(b) 1.848	-	1.909	-		
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(b) -	-	37	-		
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	(b) 48	-	405	-		
Companhia de Eletricidade do Amapá – CEA	(b) 27	-	27	-		
Equatorial Goiás Distribuidora de Energia S.A.	(b) 518	-	518	-		
Total	3.056	-	2.933	-		
Fornecedores						
Entidade é membro do mesmo grupo econômico						
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	(c) (250)	-	(283)	-		
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(c) -	-	(144)	-		
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	(c) -	-	(74)	-		
Companhia de Eletricidade do Amapá – CEA	(c) (4)	-	(4)	-		
Equatorial Goiás Distribuidora de Energia S.A.	(c) (1.162)	-	(1.162)	-		
Equatorial Transmissora 1 SPE S.A.	(e) (206)	(461)	(208)	(693)		
Equatorial Transmissora 2 SPE S.A.	(e) (184)	(411)	(186)	(628)		
Equatorial Transmissora 3 SPE S.A.	(e) (268)	(601)	(272)	(931)		
Equatorial Transmissora 4 SPE S.A.	(e) (478)	(1.074)	(489)	(1.640)		
Equatorial Transmissora 5 SPE S.A.	(e) (223)	(499)	(140)	(762)		
Equatorial Transmissora 6 SPE S.A.	(e) (277)	(620)	(280)	(945)		
Equatorial Transmissora 7 SPE S.A.	(e) -	-	-	(633)		
Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.	(e) (269)	(573)	(251)	(1.106)		
Instituto de Ciência e Tecnologia Grupo Equatorial – ICT	(f) (1.972)	-	(1.996)	-		
Equatorial Telecomunicações S.A.	(d) (121)	(244)	(1.612)	(964)		
Equatorial Serviços S.A.	(g) (7.827)	(7.827)	(7.186)	(7.511)		
Total	(13.241)	(12.310)	(14.287)	(15.813)		

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

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

Outras contas a pagar	31/03/2025		31/12/2024		31/03/2024	
	Ativo (Passivo)	Ativo (Passivo)	Ativo (Passivo)	Ativo (Passivo)	Efeito no resultado (Despesa)	
Entidade é membro do mesmo grupo econômico						
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	(a)	(4.816)	(4.816)	(4.314)		(4.671)
Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.	(a)	(2.223)	(2.223)	(1.524)		(1.727)
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	(a)	(854)	(854)	(1.022)		(734)
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(a)	(821)	(821)	(552)		(606)
Companhia de Eletricidade do Amapá – CEA	(a)	(295)	(295)	(239)		(157)
Equatorial Goiás Distribuidora de Energia S.A.	(a)	(2.346)	(2.346)	(2.489)		-
Equatorial Transmissora 1 SPE S.A.	(a)	(4)	(4)	(6)		(3)
Equatorial Transmissora 2 SPE S.A.	(a)	(11)	(11)	(11)		(10)
Equatorial Transmissora 3 SPE S.A.	(a)	(6)	(6)	(3)		(1)
Equatorial Transmissora 4 SPE S.A.	(a)	(159)	(159)	(126)		(149)
Equatorial Transmissora 5 SPE S.A.	(a)	(5)	(5)	(5)		(4)
Equatorial Transmissora 6 SPE S.A.	(a)	(5)	(5)	(1)		(1)
Equatorial Transmissora 7 SPE S.A.	(a)	-	-	-		(8)
Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.	(a)	(8)	(8)	(16)		(7)
Controladora indireta						
Equatorial S.A.	(h)	(30.419)	(12.051)	(21.101)		(9.781)
Entidade é plano de benefício pós-emprego						
Equatorial Energia Fundação de Previdência – EQTPREV		-	(35)	-		(41)
Total		(41.972)	(23.639)	(31.409)		(17.900)

Investimentos em serviço – (bens em comodato)	31/03/2025		31/12/2024	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
Entidade é membro do mesmo grupo econômico				
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(i)	110	(110)	111
				(111)

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

9.1 Remuneração de pessoal-chave da Administração

O pessoal-chave da Administração, Conselho de Administração, o Presidente e Diretores, incluindo o Conselho Fiscal e Comitê de Auditoria Estatutário. A remuneração anual total foi fixada em até R\$ 6.100 (R\$ 5.400 em 31 de dezembro de 2024), conforme Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 28 de abril de 2025.

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.

Os benefícios pós-empregos estão descritos na nota explicativa nº 24– Benefício pós-emprego e referem-se aos planos de benefícios de aposentadoria e pensão com o objetivo de complementar e suplementar os benefícios pagos pelo sistema oficial da previdência social.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

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

Os diretores executivos possuem o benefício de plano de Pagamento Baseado em Ações. As datas de vencimento e os preços de exercício das opções de compra de ações pelos diretores executivos e detalhes adicionais do plano estão apresentados na nota explicativa nº 20.2 – Plano de opção de compra de ações.

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

	31/03/2025	%
Remuneração fixa anual	1.090	87%
Salário ou Pró-labore	1.076	86%
Benefícios diretos e indiretos	14	1%
Remuneração baseada em ações	161	13%
Valor total da remuneração	1.251	100%

9.2 Garantias

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

Instituição	Valor contratado (*)	% do aval	Início	Término	Valor liberado	31/03/2025 (a)
1ª Emissão de Debêntures 1ª Série	1.200.000	100	19/08/2021	15/08/2026	1.200.000	603.663
1ª Emissão de Debêntures 2ª Série	300.000	100	19/08/2021	15/09/2029	300.000	374.194
1ª Nota Comercial	400.000	100	17/10/2022	14/10/2027	400.000	423.902
2ª Emissão de Debêntures 1ª Série	250.000	100	23/12/2022	15/12/2029	250.000	286.742
Citibank	583.800	100	30/06/2023	27/01/2027	583.800	702.974
Bank of América	233.760	100	06/07/2023	29/01/2027	233.760	288.825
3ª Emissão de Debêntures Série Única	180.000	100	09/08/2023	15/07/2030	180.000	193.104
BNDES 21/22/23	200.000	100	27/09/2023	15/12/2036	200.000	190.168
4ª Emissão de Debêntures Série Única	1.000.000	100	20/12/2023	11/12/2029	1.000.000	1.037.930
5ª Emissão de Debêntures Série Única	250.000	100	19/06/2024	15/05/2036	250.000	258.433
6ª Emissão de Debêntures Série Única	500.000	100	09/08/2024	05/08/2030	500.000	508.057
7ª Emissão de Debêntures Série Única	420.000	100	04/10/2024	15/09/2036	420.000	421.091
Santander	400.000	100	29/11/2024	29/11/2027	400.000	417.176
Apólices de Seguros	521.434	100	21/03/2022	01/03/2030	N/A	N/A
Total	6.438.994				5.917.560	5.706.259

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

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

10 Ativo financeiro da concessão

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

	31/12/2024	Atualização do ativo financeiro (a)	Transferência - Ativos de contrato (b)	31/03/2025
Ativo financeiro	970.642	41.797	48.135	1.060.574
Obrigações especiais (c)	(187.883)	(3.700)	-	(191.583)
Total ativo financeiro da concessão	782.759	38.097	48.135	868.991

- 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 anual utilizados pelo regulador nos processos de reajuste tarifário. Maiores informações na nota explicativa nº 21 – Receita operacional líquida;
- b) Correspondem às transferências (bifurcação) dos ativos de contrato para o ativo financeiro da concessão; 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 concessão da Companhia não é onerosa, desta forma, não há obrigações financeiras fixas e pagamentos a serem realizados ao poder concedente.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

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

11 Intangível

O ativo intangível está constituído conforme a seguir demonstrado:

		31/03/2025			
Taxas anuais médias ponderadas de amortização (%)	Custo	Amortização	(-) Obrigações vinculadas à concessão	Valor líquido	
Em serviço	4,11%	5.333.216	(2.389.744)	(188.188)	2.755.284
Total		5.333.216	(2.389.744)	(188.188)	2.755.284

		31/12/2024			
Taxas anuais médias ponderadas de amortização (%)	Custo	Amortização	(-) Obrigações vinculadas à concessão	Valor líquido	
Em serviço	4,11%	5.152.818	(2.349.348)	(192.185)	2.611.285
Total		5.152.818	(2.349.348)	(192.185)	2.611.285

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 agosto de 2045, conforme ICPC 01(R1)/IFRIC 12 – Contratos de concessão.

11.1 Movimentação do ativo intangível

	31/12/2024	Adições	Baixas	Transferências Ativos de contrato (a)	31/03/2025
Em serviço	5.152.818	-	(8.816)	189.214	5.333.216
(-) Amortização	(2.349.348)	(49.044)	8.648	-	(2.389.744)
Total em serviço	2.803.470	(49.044)	(168)	189.214	2.943.472
Obrigações especiais (b)	(309.752)	-	-	326	(309.426)
(-) Amortização	117.567	3.671	-	-	121.238
Total em obrigações especiais	(192.185)	3.671	-	326	(188.188)
Total	2.611.285	(45.373)	(168)	189.540	2.755.284

(a) Corresponde às transferências (bifurcação) dos ativos de contrato para o intangível em serviço e ativo financeiro da concessão; e

(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.

11.2 Avaliação de impairment

A Companhia realizou o teste de valor recuperável em 31 de dezembro de 2024 e considerou, entre outros fatores, a existência de prejuízos acumulados, quando efetuou revisão para identificar indicativos de perda por redução ao valor recuperável. Como resultado dessa análise, a Administração concluiu sobre a não necessidade de reconhecimento de provisão para redução ao valor recuperável. A revisão é realizada anualmente, na mesma data-base.

A Companhia vem acompanhando os indicativos de perda por redução ao valor recuperável desde a última análise no exercício anterior e, para o período findo em 31 de março de 2025, não foram identificadas situações que exigissem novas análises.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

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

12 Ativos de contrato

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

	31/12/2024	Adições (c)	Transferências (b)		31/03/2025
			Ativo intangível	Ativo financeiro	
Ativos de contrato (d)	1.404.122	288.736	(189.214)	(48.135)	1.455.509
(-) Provisão para perda de estoque	(95.740)	19.458	-	-	(76.282)
Obrigações especiais (a)	(94.470)	(1.144)	(326)	-	(95.940)
Total	1.213.912	307.050	(189.540)	(48.135)	1.283.287

- (a) Obrigações especiais representam, substancialmente, recursos da União Federal, dos Estados e dos Municípios e pela participação de consumidores, vinculados à realização de investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica;
- (b) Correspondem às transferências (bifurcação) dos ativos de contrato para o intangível em serviço e ativo financeiro da concessão;
- (c) O montante de R\$ 307.050 refere-se às adições líquidas dos ativos de contrato reconhecidas no período. Deste total, R\$ 261.977 impactaram o Caixa da Companhia e, conforme nota explicativa nº 26.1 – Transações que não afetam caixa, R\$ 10.342 refere-se às adições em contrapartida de fornecedores, R\$ 13.506 refere-se às adições em contrapartida de obrigações sociais e trabalhistas, R\$ 1.767 refere-se à capitalização de juros de empréstimos ligados à aquisição ou construção de ativos qualificáveis de acordo com as regras do CPC 20 (R1) - Custos de Empréstimos, ver informações na nota explicativa nº 14 – Empréstimos e financiamentos e R\$ 19.458 refere-se a reversão de provisão para perda de estoque e obra; e
- (d) A Companhia possui, em 31 de março de 2025, o saldo de R\$ 272.690 classificados como almoxarifado, classificados como ativos de contrato no ativo não circulante, referentes a materiais destinados a melhoria e expansão de rede tais como postes, cabos, medidores, religadores e transformadores.

A Companhia avaliou e concluiu como baixo o risco de não recebimento e perda associada aos ativos de contrato, pois os mesmos serão remunerados, a partir da entrada em serviço, (i) por meio do incremento da tarifa cobrada dos clientes, através dos ciclos de Revisão Tarifária Periódica, compondo a receita de tarifa faturada aos consumidores, ou ainda (ii) pelo direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro do Poder Concedente, a título de indenização pela reversão da infraestrutura do serviço público. Dessa forma, não foi identificado nenhum indicativo de perda ao valor recuperável do ativo, e, conseqüentemente, nenhuma provisão foi constituída no período, findo em 31 de março de 2025 e 31 de dezembro de 2024. Os valores dos bens em construção estão sujeitos à fiscalização da ANEEL.

13 Fornecedores

	31/03/2025	31/12/2024
Suprimento de energia elétrica (a)	284.007	268.683
Encargos de uso da rede elétrica	107.397	110.515
Materiais e serviços (b)	196.152	152.409
Partes relacionadas – nota explicativa nº 9	13.241	14.287
Total	600.797	545.894

- a) O saldo em 31 de março de 2025 apresentou um aumento de R\$ 15.324 em relação a 31 de dezembro de 2024, em função das seguintes variações: (i) aumento de R\$ 29.843 nas despesas do Mercado de Curto Prazo devido ao crescimento do PLD projetado para a região SUL em R\$ 332,56; e (ii) redução de R\$ 14.519 nas despesas em aberto referentes aos contratos de energia; e
- b) A composição deve-se, substancialmente, a despesas de fornecedores de materiais e serviços, atinentes ao custeio operacional da Companhia no decorrer do período em referência. A variação ocorreu principalmente pelo aumento no consumo de materiais, atribuída em grande parte ao projeto de modernização do sistema elétrico.

O saldo de fornecedores não incide juros e é geralmente liquidado pela Companhia em prazo médio de até 42 dias (52 dias em 31 de dezembro de 2024).

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

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

13.1 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.

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\$ 42.439 (R\$ 40.916 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 o mesmo 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 no fluxo de caixa da Companhia em R\$ 103.596, no período findo em 31 de março de 2025 (R\$ 330.716 em 31 de dezembro de 2024).

Em 31 de março de 2025 o prazo médio de pagamento destes títulos é de 34 dias (35 dias em 31 de dezembro de 2024).

14 Empréstimos e financiamentos

14.1 Composição do saldo

	Custo da dívida (% a.a.)	Garantias	31/03/2025			31/12/2024		
			Circulante	Não Circulante	Total	Circulante	Não Circulante	Total
Moeda estrangeira (US\$)								
Bank Of America (BOFA) (a)	CDI + 1,8475%	Aval/Fiança	13.795	275.030	288.825	9.822	295.949	305.771
Banco Citibank (a)	CDI + 1,85%	Aval/Fiança	11.054	691.920	702.974	130	743.076	743.206
Total moeda estrangeira US\$			24.849	966.950	991.799	9.952	1.039.025	1.048.977
Moeda nacional								
		Aval/Fiança + Conta reserva +						
Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)	IPCA + 7,38%	Recebíveis	17.044	177.329	194.373	16.803	178.764	195.567
Santander	CDI + 1,10%	Aval/Fiança	17.176	400.000	417.176	4.080	400.000	404.080
Notas Comerciais	CDI + 1,40%	Aval/Fiança	23.902	400.000	423.902	10.233	400.000	410.233
Subtotal			58.122	977.329	1.035.451	31.116	978.764	1.009.880
Custo de captação			(358)	(3.847)	(4.205)	(354)	(3.941)	(4.295)
Total moeda nacional			57.764	973.482	1.031.246	30.762	974.823	1.005.585
Total empréstimos e financiamentos			82.613	1.940.432	2.023.045	40.714	2.013.848	2.054.562

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

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

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

14.2 Movimentação de empréstimos e financiamentos

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

	Moeda nacional		Moeda estrangeira (US\$)		Total
	Passivo circulante	Passivo não circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	
Saldos em 31 de dezembro de 2024	30.762	974.823	9.952	1.039.025	2.054.562
Encargos	30.128	-	14.897	-	45.025
Variação monetária e cambial	243	2.654	-	(72.075)	(69.178)
Transferências	3.995	(3.995)	-	-	-
Amortizações de principal	(4.087)	-	-	-	(4.087)
Pagamentos de juros	(3.367)	-	-	-	(3.367)
Custo de captação (a)	90	-	-	-	90
Saldos em 31 de março de 2025	57.764	973.482	24.849	966.950	2.023.045

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

14.3 Cronograma de amortização da dívida

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

Vencimento	31/03/2025	
	Valor	%
Circulante	82.613	4%
2026	81.564	4%
2027	1.714.254	85%
2028	16.496	1%
2029	16.496	1%
Até 2030 até 2036	115.469	5%
Subtotal	1.944.279	96%
Custo de captação (não circulante)	(3.847)	0%
Não circulante	1.940.432	96%
Total	2.023.045	100%

14.4 Covenants dos empréstimos e financiamentos

Os empréstimos e financiamentos contratados pela Companhia possuem garantias fidejussórias e *covenants* não financeiros e financeiros (apurados por seu controlador final, Equatorial S.A), 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:

<i>Covenants</i> empréstimos	Bank of America	Nota Comercial	Citibank	Santander
1º Dívida líquida/EBITDA: <= 4,5	3,6	3,6	3,6	3,2

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

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

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

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 asseguração limitada por auditoria independente, que deve ser entregue até 31 de maio do ano subsequente, portanto, após a divulgação das demonstrações contábeis da Companhia. No exercício findo em 31 de dezembro de 2024, a Companhia manteve-se em cumprimento de todas as obrigações e dentro dos limites estipulados nos contratos.

15 Debêntures

15.1 Movimentação de debêntures

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

	<u>Passivo circulante</u>	<u>Passivo não circulante</u>	<u>Total</u>
Saldos em 31 de dezembro de 2024	<u>375.884</u>	<u>3.271.216</u>	<u>3.647.100</u>
Encargos	94.681	-	94.681
Transferências	(3.675)	3.675	-
Pagamento de juros	(96.179)	-	(96.179)
Variação monetária e cambial	-	36.757	36.757
Custo de captação (a)	1.351	(496)	855
Saldos em 31 de março de 2025	<u>372.062</u>	<u>3.311.152</u>	<u>3.683.214</u>

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

15.2 Cronograma de amortização da dívida

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

Vencimento	31/03/2025	
	<u>Valor</u>	<u>%</u>
Circulante	<u>372.062</u>	<u>10%</u>
2026	300.000	8%
2027	200.000	5%
2028	788.948	21%
2029	1.103.636	30%
De 2030 até 2036	954.068	27%
Subtotal	<u>3.346.652</u>	<u>91%</u>
Custo de captação (Não circulante)	<u>(35.500)</u>	<u>-1%</u>
Total Não circulante	<u>3.311.152</u>	<u>90%</u>
Total debêntures	<u>3.683.214</u>	<u>100%</u>

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

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

15.3 Características das debêntures

Emissão	Característica	Série	Garantias	Valor da Emissão	Custo Nominal	Data da Emissão	Venc. Final	Passivo circulante	Passivo não circulante	31/03/2025
										Saldo líquido do custo de captação
1ª	(1)/(3)/(4)/(6)	1ª	Aval/Fiança	1.200.000	CDI+1,5% a.a.	ago/21	ago/26	308.113	295.550	603.663
1ª(a)	(1)/(3)/(4)/(5)/(6)	2ª	Aval/Fiança	300.000	IPCA+5,4% a.a.	ago/21	set/29	2.138	372.056	374.194
2ª(a)(b)	(1)/(3)/(4)/(5)/(6)	1ª	Aval/Fiança	250.000	CDI+1,08% a.a.	dez/22	dez/29	5.525	281.217	286.742
3ª(a)	(1)/(3)/(4)/(5)/(6)	Única	Aval/Fiança	180.000	IPCA+6,50% a.a.	ago/23	jul/30	1.543	191.561	193.104
4ª	(1)/(3)/(4)/(6)	Única	Aval/Fiança	1.000.000	CDI+1,65% a.a.	dez/23	dez/29	40.283	997.647	1.037.930
5ª(a)(b)	(1)/(3)/(4)/(5)/(6)	Única	Aval/Fiança	250.000	CDI+0,29% a.a.	jun/24	mai/36	5.191	253.242	258.433
6ª	(1)/(3)/(4)/(6)	Única	Aval/Fiança	500.000	CDI+1,05% a.a.	ago/24	ago/30	9.520	498.537	508.057
7ª(b)	(1)/(3)/(4)/(5)/(6)	Única	Aval/Fiança	420.000	CDI+0,24% a.a.	out/24	set/36	(251)	421.342	421.091
								372.062	3.311.152	3.683.214

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

- (a) A totalidade dos recursos obtidos foram aplicados em conformidade com a escritura; e
(b) Considera-se no custo da 2ª Debêntures, 1ª série, 5ª Debêntures e 7ª 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 8.874, de 11 de outubro de 2016 e posteriormente 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 enquadrados ou protocolados junto 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.

15.4 Covenants das debêntures

As debêntures contratadas pela Companhia possuem garantias reais e *covenants* não financeiros e financeiros (apurados por seu controlador final, Equatorial S.A), 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:

	1ª	2ª	3ª	4ª	5ª	6ª	7ª
Covenants debêntures	debêntures						
1ª Dívida Líquida/EBITDA: <= 4,5	3,6	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2

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

No período findo em 31 de março de 2025, a Companhia manteve-se em cumprimento de todas as obrigações e dentro dos limites estipulados nos contratos.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

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

16 Impostos e contribuições a recolher

	31/03/2025	31/12/2024
Circulante		
ICMS	28.557	24.031
ICMS parcelamento (a)	129.096	117.494
PIS e COFINS	27.965	15.213
Parcelamento Federal (b)	13.290	12.939
ISS	4.238	8.719
Outros	20.238	9.039
Subtotal	223.384	187.435
Não circulante		
ICMS parcelamento (a)	2.628.867	2.610.406
Parcelamento Federal (b)	25.283	27.844
Subtotal	2.654.150	2.638.250
Total	2.877.534	2.825.685

- (a) De acordo com o Instrumento Particular de Assunção de Obrigação de Pagamento de Dívidas e Outras Avenças, assinado em 07 de dezembro de 2020, a CEEE-D cedeu e transferiu à sua controladora, a CEEE-Par, a assunção da obrigação do débito tributário relativo a ICMS, no montante de R\$ 2.778.735. A operação se deu mediante capitalização pela CEEE-Par, na CEEE-D, dos créditos decorrentes dessa obrigação, que em decorrência da assunção da obrigação de pagamento, será considerado integralmente quitado no montante anteriormente considerado. Do saldo remanescente, R\$ 43.286, refere-se a parcelamentos ordinários, e R\$ 2.714.677 refere-se ao parcelamento realizado junto à Secretaria da Fazenda do Estado do Rio Grande do Sul – SEFAZ/RS, nos termos do Decreto nº 55.577/2020 (Programa “REFAZ Energia Elétrica”), cujo pagamento foi dividido em 180 parcelas atualizadas mensalmente pela taxa SELIC e, conforme previsto no inciso IV do art. 4º, há possibilidade de redução de 60% dos juros e multa condicionada a quitação total ou parcial do débito. Os descontos possíveis estão demonstrados na tabela abaixo:

	Parcelamentos sem descontos	Descontos	Parcelamentos com descontos
Principal	1.447.191	-	1.447.191
Multa	385.208	(231.125)	154.083
Juros	882.278	(529.367)	352.911
Total	2.714.677	(760.492)	1.954.185

- (b) A Companhia aderiu ao parcelamento da autorregularização incentivada, instituído pela Lei nº 14.740, de 29 de novembro de 2023. Este programa oferece condições especiais para regularização de pendências tributárias, permitindo à Companhia quitar seus débitos de forma parcelada e com benefícios fiscais. A companhia optou por utilizar o crédito de prejuízo fiscal e base negativa para abatimento de 50% do débito regularizado, conforme estabelecido pela Lei, e procedeu com as devidas contabilizações de baixa do diferido.

16.1 Cronograma de pagamento dos parcelamentos de ICMS

Expectativa de ICMS parcelamento a recolher	31/03/2025	
	Valor	%
Circulante	129.096	5%
2026	84.767	3%
2027	106.672	4%
2028	113.713	4%
2029	120.753	4%
Após 2029	2.202.962	80%
Não circulante	2.628.867	95%
Total	2.757.963	100%

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

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

17 Impostos de renda e contribuição social correntes e diferidos

17.1 Conciliação da despesa com imposto de renda e contribuição social

A conciliação da despesa calculada pela aplicação das alíquotas fiscais e da despesa do imposto de renda pessoa jurídica (IRPJ) e da contribuição social sobre lucro líquido (CSLL) debitada em resultado, nos períodos findos em 31 de março de 2025 e 2024, está demonstrada a seguir:

	31/03/2025		31/03/2024	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Prejuízo contábil antes do IRPJ e da CSLL	(3.382)	(3.382)	(15.996)	(15.996)
Alíquota fiscal	25%	9%	25%	9%
Pela alíquota fiscal	845	304	3.999	1.440
Ajustes que afetaram o cálculo dos tributos sobre o lucro				
Outras adições (reversões) permanentes	15.812	5.752	13.785	4.895
Parcelamento IRPJ/CSLL (anos anteriores)	-	-	36.021	12.968
Créditos fiscais não reconhecidos sobre prejuízo fiscal e base negativa	(16.657)	(6.056)	(17.784)	(6.335)
IRPJ e CSLL correntes/diferido no resultado	-	-	36.021	12.968
Alíquota efetiva	-	-	225%	81%
Imposto Diferido	-	-	36.021	12.968

17.2 Impostos diferidos não reconhecidos

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

Em 31 de março de 2025, a Companhia apresentou o saldo de R\$ 2.542.450 (R\$ 2.538.165 em 31 de março de 2024) a realizar de impostos diferidos sobre diferenças temporárias, prejuízo fiscais e base negativa de contribuição social.

	31/03/2025		31/03/2024	
	Valor	Efeito Tributário	Valor	Efeito Tributário
Prejuízos fiscais acumulados	7.311.613	1.827.903	7.337.657	1.834.414
Base negativa de CSLL	7.309.613	657.865	7.340.343	660.631
Diferenças temporárias	166.711	56.682	369.768	43.120
Total	14.787.937	2.542.450	15.047.768	2.538.165

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

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

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

18 Provisão para riscos judiciais e depósitos judiciais

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

	31/03/2025		31/12/2024	
	Provisão	Depósitos Judiciais	Provisão	Depósitos Judiciais
Cíveis	373.650	261	368.682	6.721
Fiscais	6	742	593	721
Trabalhistas	482.540	229.740	471.961	220.885
Regulatórias	8.850	-	8.672	-
Ambiental	37.645	-	36.944	-
Total	902.691	230.743	886.852	228.327
Circulante	402.373	4.504	390.829	4.504
Não circulante	500.318	226.239	496.023	223.823

18.1 Movimentação dos riscos no período

	31/12/2024	31/03/2025				Saldo final
	Saldo inicial	Adições	Utilização (1)	Reversão de provisão (2)	Atualização (3)	
Cíveis (i)	368.682	6.658	(7.344)	(2.481)	8.135	373.650
Fiscais (ii)	593	-	-	(139)	(448)	6
Trabalhistas (iii)	471.961	14.127	(19.768)	(2.788)	19.008	482.540
Regulatórios (iv)	8.672	-	-	-	178	8.850
Ambiental (v)	36.944	-	-	-	701	37.645
Total contingências	886.852	20.785	(27.112)	(5.408)	27.574	902.691

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

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

No período findo em 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 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 i)	106.858	109.295
Fiscais ii)	87.242	113.364
Trabalhistas iii)	6.434	6.518
Total	200.534	229.177

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

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

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

i) Cíveis

A Companhia figura como ré em 11.027 processos cíveis em 31 de março de 2025 (10.634 processos em 31 de dezembro de 2024), os quais, em sua grande maioria, referem-se ações indenizatórias questionando acidentes com a rede de distribuição, repetição do indébito por má-classificação tarifária, falha no fornecimento, morte por descarga elétrica (eletroplessão) ou danos decorrentes da rescisão de contratos com fornecedores. Esses processos são avaliados como prováveis, no montante de R\$ 373.650 (R\$ 368.682 em 31 de dezembro de 2024).

Dentre as provisões constituídas para processos com expectativa de perda provável, destaca-se a ação indenizatória movida por Banco Master (Banco Máxima) em face da CEEE-D, buscando indenização por danos emergentes e lucros cessantes em decorrência de resgate forçado de debêntures conversíveis em ações, no montante de R\$ 249.069 (R\$ 244.282 em 31 de dezembro de 2024). Atualmente o processo está em fase de liquidação de sentença, a fim de aferir eventual prejuízo sofrido pelo Banco em decorrência dos danos emergentes. O pedido de lucros cessantes foi julgado improcedente, já com trânsito em julgado.

Além dos processos provisionados, existem outros processos cíveis cuja possibilidade de perda em 31 de março de 2025 é avaliada como possível pela Administração, com base na avaliação da gerência jurídica, no montante de R\$ 106.858 (R\$ 109.295 em 31 de dezembro de 2024) para as quais não foi constituída provisão. Desse montante, destaca-se o processo que envolve ação indenizatória movida pelo Banco Dimensão em face da CEEE-D, buscando indenização por danos emergentes e lucros cessantes em decorrência de resgate forçado de debêntures conversíveis em ações, no montante de R\$ 69.791 (R\$ 69.267 em 31 de dezembro de 2024). O processo foi julgado procedente, dando origem ao ingresso de Ação Rescisória por parte da CEEE-D, o qual está em trâmite.

ii) Fiscais

A Companhia figura como ré em 221 processos fiscais em 31 de março de 2025 (508 processos em 31 de dezembro de 2024).

Além dos processos provisionados, existem outros processos cuja possibilidade de perda é avaliada como possível pela Administração, com base na avaliação da gerência jurídica, no montante de R\$ 87.242 em 31 de março de 2025 (R\$ 113.364 em 31 de dezembro de 2024), para as quais não foi constituída provisão. Os assuntos discutidos nos processos mais relevantes de diagnóstico possível são de estorno dos créditos do PIS e da COFINS sobre perdas não técnicas de energia elétrica injetada, no âmbito federal; e contribuição de iluminação pública, no valor aproximado de R\$ 20.000, no âmbito municipal. Este último, embora classificado como possível, tem viés remoto, devido a negociação em curso entre as partes.

iii) Trabalhistas

O passivo trabalhista, em 31 de março de 2025, é composto por 7.146 reclamações em trâmite e ajuizadas (7.163 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.

Existem outros processos trabalhistas cuja possibilidade de perda em 31 de março de 2025 é avaliada como possível pela Administração, com base na avaliação da gerência jurídica, no montante de R\$ 6.434 (R\$ 6.518 em 31 de dezembro de 2024) para as quais não foi constituída provisão.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

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

iv) Regulatórios

A Companhia figura como ré em 168 processos regulatórios em 31 de março de 2025 (171 processos em 31 de dezembro de 2024), no montante de R\$ 8.850 (R\$ 8.672 em 31 de dezembro de 2024).

v) Ambientais

A Companhia figura como ré em 104 processos ambientais em 31 de março de 2025 (104 processos em 31 de dezembro de 2024). O valor de R\$ 37.645 (R\$ 36.944 em 31 de dezembro de 2024) corresponde Ação Civil Pública ajuizada pelo Ministério Público Estadual para compelir a CEEE-D promover a descontaminação ambiental dos imóveis denominados Horto Florestal Renner e Fábrica de Postes Barreto, ambos localizados do Município de Triunfo-RS.

19 PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores

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

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

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

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

No período findo em 31 de março de 2025, a Companhia efetuou complemento neste lançamento, referente à atualização da taxa SELIC, constituindo: (i) complemento de ativo e passivo no montante de R\$ 6.690 (R\$ 37.968 em 31 de dezembro de 2024); e (ii) compensação de débitos tributários de R\$ 40.988 (R\$ 152.667 em 31 de dezembro de 2024) com os tributos federais PIS, COFINS e retenções federais através de PER/DCOMP.

	31/03/2025	31/12/2024
Ativo		
Circulante – nota explicativa nº 8	189.207	189.207
Não circulante – nota explicativa nº 8	215.829	248.037
PIS e COFINS a recuperar	<u>405.036</u>	<u>437.244</u>
Passivo (a)		
Não circulante	237.168	230.478
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	<u>237.168</u>	<u>230.478</u>

Expectativa de PIS/COFINS a recuperar

	31/03/2025	
	Valor	%
Circulante	189.207	47%
2026	189.207	47%
2027	26.622	6%
Não circulante	215.829	53%
Total	<u>405.036</u>	<u>100%</u>

Adicionalmente, no período findo em 31 de março de 2025, a companhia realizou atualização financeira, referente à taxa SELIC, no montante de R\$ 2.090 (R\$ 1.516 em 31 de março de 2024), sobre a qual houve incidência de PIS/COFINS, no montante de R\$ 97 (R\$ 70 em 31 de março de 2024), conforme demonstrado a seguir:

	31/03/2025	31/03/2024
Resultado		
(+) Receita financeira	2.090	1.516
PIS/COFINS consumidores a restituir	(97)	(70)
(-) PIS/COFINS sobre a receita financeira	<u>1.993</u>	<u>1.446</u>
Efeito líquido no resultado antes do imposto de renda e da contribuição social		

20 Passivo a descoberto

20.1 Capital social

O capital social subscrito e integralizado da Companhia é de R\$ 3.385.861 (R\$ 3.385.861 em 31 de dezembro de 2024), correspondente a um total de 68.090.916 (sessenta e oito milhões, noventa mil, novecentas e dezesseis) ações ordinárias e 164.014 (cento e sessenta e quatro mil e quatorze) ações preferenciais, todas nominativas e sem valor nominal, e principais acionistas está demonstrada conforme a seguir:

Acionistas	31/03/2025			
	Ações ordinárias	Ações preferenciais	Total	%
Equatorial Participações e Investimentos S.A.	64.920.583	1.087	64.921.670	95,12%
Eletrobras	3.067.033	87.638	3.154.671	4,62%
Outros	103.300	75.289	178.589	0,26%
Total	<u>68.090.916</u>	<u>164.014</u>	<u>68.254.930</u>	<u>100,00%</u>

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

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

20.2 Planos de opção de compra de ações

A Companhia instituiu Planos de Opção de Compra das ações a colaboradores dedicados ao Grupo Equatorial (“Grupo”), que representam, direitos de compra de ações emitidas por empresas do mesmo grupo econômico, mas não da Companhia. Os planos de opção do Grupo são classificados como instrumento patrimonial, visto que as Companhias devem mensurar e reconhecer a transação com correspondente aumento do seu patrimônio líquido como contribuição (aporte) da Equatorial 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 Equatorial S.A., por intermédio de um Comitê de Pessoas, Governança e Sustentabilidade, dentro dos limites estabelecidos nas Diretrizes de Elaboração e Estruturação de cada Plano e na legislação aplicável. As características dos planos estão descritas na nota explicativa nº 21.2 – Planos de opção de compra de ações, das demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2024.

20.2.1 Quinto Plano de Opção de Compra de Ações

Os beneficiários do Plano poderão exercer suas Opções no prazo máximo de 6 (seis) anos a partir da data de outorga das Opções. As opções tornam-se exercíveis ao longo de 4 (quatro) anos, sendo 25% em cada ano.

<i>Vesting Date</i>	6º Outorga
	Opções exercíveis
11/03/2023	37.500
11/03/2024	37.500
11/03/2025	37.500
11/03/2026	37.500
	<u>150.000</u>

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

Valor justo na data de outorga	<u>31/03/2025</u> 12,17
Data da outorga: 03/04/2023	
Quantidade outorgada	112.500
Preço da ação na data de outorga	26,88
Valor justo ponderado do <i>vesting period</i>	26,04
Volatilidade esperada (média ponderada)	31,53%
Vida da opção (expectativa de vida média ponderada em anos)	4,25
Taxa de juros livre de risco (média baseada em títulos públicos)	12,16%

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

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

a. Forma de determinação da volatilidade esperada

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

	Número de Opções	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	112.500	-	150.000	23,00
Encerradas durante o período/exercício	-	-	(37.500)	-
Encerramento ao fim do período 6ª Outorga	112.500	26,04	112.500	26,04
Existentes ao fim do período/exercício	112.500	-	112.500	-

A despesa reconhecida na Companhia, em contrapartida ao patrimônio líquido, no período findo em 31 de março de 2025 foi de R\$ 46 e refere-se ao valor justo reconhecido durante o *vesting period* que é avaliado em cada data base.

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

O valor da ação foi calculado pelo preço dos 60 pregões anteriores ao término do período de 31 de março de 2025, ponderado pelo volume negociado.

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 ações	Média ponderada do preço de exercício	Número de ações	Média ponderada do preço de exercício
	31/03/2025	31/03/2025	31/12/2024	31/12/2024
<i>Em ações</i>				
Existentes em 1º de janeiro	110.000	-	135.000	-
Revertidas durante o exercício	-	-	(25.000)	-
Existentes ao fim do período/exercício	110.000	30,23	110.000	31,15

A provisão reconhecida, em contrapartida a outras contas a pagar, para o período findo em 31 de março de 2025 foi R\$ 156 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%.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

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

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

a. Forma de cálculo da despesa do programa

O valor da ação foi calculado pelo preço dos 60 pregões anteriores ao término do período de 31 de março de 2025, ponderado pelo volume negociado.

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 ações	Média ponderada do preço de exercício	Número de ações	Média ponderada do preço de exercício
<i>Em ações</i>	31/03/2025	31/03/2025	31/12/2024	31/12/2024
Existentes em 1º de janeiro	62.452	32,19	60.343	-
Outorgadas durante o período/exercício	591	-	-	-
Transferidas/Canceladas durante o período/exercício	-	-	2.109	-
Existentes ao fim do período/exercício	63.043	36,51	62.452	32,19

A despesa reconhecida, em contrapartida a outras contas a pagar, no período findo em 31 de março de 2025 foi de R\$ 225 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 0% (zero por cento) e 150% (cento e cinquenta por cento) da Quantidade Alvo.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

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

20.2.4 Plano de outorga de “Phantom Shares” – Contrato 2025

a. Forma de cálculo da despesa do programa

O valor da ação foi calculado pelo preço dos 60 pregões anteriores ao término do período de 31 de março de 2025, ponderado pelo volume negociado.

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 ações	Média ponderada do preço de exercício
<i>Em ações</i>	31/03/2025	31/03/2025
Existentes em 1º de janeiro	-	-
Outorgadas durante o período	122.241	-
Existentes ao fim do período	122.241	28,32

Para o plano de “Phantom shares”, referente ao período findo em 31 de março de 2025, foi reconhecida uma provisão de R\$ 375 em contrapartida a rubrica de outras contas a pagar 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 0% (zero por cento) e 150% (cento e cinquenta por cento) da Quantidade Alvo.

20.3 Resultado por ação

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

	31/03/2025			31/03/2024		
	Ações ordinárias	Ações preferenciais	Total	Ações ordinárias	Ações preferenciais	Total
Numerador:						
Prejuízo do período	(3.374)	(8)	(3.382)	32.914	79	32.993
Denominador:						
Média ponderada por classe de ações	68.091	164	68.255	68.091	164	68.255
Resultado básico e diluído por ação	(0,04955)	(0,04955)	(0,04955)	0,48338	0,48338	0,48338

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

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

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

21 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	1.575.841	1.481.578
Remuneração financeira WACC (a)	7.301	12.153
Valores a receber/devolver de parcela A e outros itens financeiros (b)	(77.287)	(20.475)
Subvenção CDE - Outros	54.760	46.081
Fornecimento de energia elétrica	<u>1.560.615</u>	<u>1.519.337</u>
Suprimento de energia elétrica (c)	23.168	9.725
Receita pela disponibilidade - uso da rede	193.353	151.653
Receita de construção (d)	308.194	126.809
Atualização dos ativos financeiro (e)	38.097	10.266
Outras receitas	48.882	58.002
Receita operacional bruta	<u>2.172.309</u>	<u>1.875.792</u>
Deduções		
ICMS sobre venda de energia elétrica	(277.221)	(256.705)
PIS e COFINS	(104.955)	(104.611)
Encargos do consumidor	(13.389)	(12.464)
ISS	(22)	(32)
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	(192.057)	(198.652)
Penalidades DIF/FIC e outras	(22.339)	(23.590)
Deduções da receita operacional	<u>(609.983)</u>	<u>(596.054)</u>
Receita operacional líquida	<u>1.562.326</u>	<u>1.279.738</u>

- (a) Valor referente ao cálculo e contabilização da taxa regulatória de remuneração de capital (WACC) usada para revisão de tarifa ou receita de distribuidoras, conforme metodologia definida pela ANEEL;
- (b) A variação negativa de R\$ 56.812 dos ativos e passivos regulatórios deve-se principalmente por: (i) variação negativa entre os valores amortizados do último reajuste no montante de R\$ 34.335; (ii) em relação a constituição não houve alteração de posição entre anos, os movimentos se mantiveram passivos, entretanto, no período atual houve uma despesa maior, principalmente em função do comportamento dos custos com energia e encargos setoriais frente às coberturas tarifárias homologadas pela ANEEL, gerando uma variação negativa de R\$ 25.984 quando comparado com o período anterior; (iii) variação positiva pelo reconhecimento de despesa na tarifa dos recursos recebidos a título de Conta-Covid no montante de R\$ 3.352; (iv) a variação positiva entre os valores da receita de ultrapassagem da demanda e excedente reativo no montante de R\$ 347; e (v) efeito negativo de R\$ 192 em CVA da Bandeira Faturada;
- (c) A receita de suprimento de energia elétrica foi maior em comparação com o período anterior, devido o suprimento para outros agentes de distribuição terem sido maiores do que o mesmo período anterior. No período anterior teve receita de R\$ 8.353, ao passo que, no período atual foi de R\$ 22.330;
- (d) A Companhia reconhece a receita de construção referente aos serviços de construções e melhorias previstos no contrato de concessão, com base no estágio de conclusão das obras realizadas. O valor é avaliado pela referência do levantamento dos trabalhos realizados, ou, quando não puder ser medido de maneira confiável, até o limite dos custos reconhecidos na condição em que os custos incorridos possam ser recuperados. Assim, o valor da receita de construção reflete o movimento de adições do ativo de contrato, ou seja, as obras em andamento da Companhia, no período findo em 31 de março de 2024 este movimento foi de R\$ 151, já no período findo em 31 de março de 2025 as adições foram apresentadas no valor de R\$ 308; e
- (e) Houve aumento do índice de inflação adotado, o IPCA, que passou de 3,93% até março de 2024 para 5,48% até março de 2025.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

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

22 Custo do serviço e despesas operacionais

	31/03/2025				
	Custo do serviço de energia elétrica	Despesas com vendas	Despesas administrativas	PECLD	Total
Pessoal	(12.166)	(10.208)	(7.022)	-	(29.396)
Material	(1.989)	(445)	(165)	-	(2.599)
Serviços de terceiros	(69.793)	(27.006)	(14.742)	-	(111.541)
Energia elétrica comprada para revenda (a)	(769.091)	-	-	-	(769.091)
Custo de construção (b)	(308.194)	-	-	-	(308.194)
PECLD (c)	-	-	-	(28.857)	(28.857)
Provisão para riscos judiciais	-	-	(15.377)	-	(15.377)
Amortização	(39.762)	-	(5.948)	-	(45.710)
Outros	(312)	(918)	(2.456)	(873)	(4.559)
Total	(1.201.307)	(38.577)	(45.710)	(29.730)	(1.315.324)

	31/03/2024				
	Custo do serviço de energia elétrica	Despesas com vendas	Despesas administrativas	PECLD	Total
Pessoal	(9.398)	(9.507)	(11.091)	-	(29.996)
Material	(2.014)	(235)	127	-	(2.122)
Serviços de terceiros	(47.900)	(30.217)	(29.823)	-	(107.940)
Energia elétrica comprada para revenda (a)	(733.267)	-	-	-	(733.267)
Custo de construção (b)	(126.809)	-	-	-	(126.809)
PECLD (c)	-	-	-	(27.422)	(27.422)
Provisão para riscos judiciais	-	-	(20.769)	-	(20.769)
Amortização	(33.159)	-	(1.529)	-	(34.688)
Outros	(251)	(647)	(1.767)	(11.281)	(13.946)
Total	(952.798)	(40.606)	(64.852)	(38.703)	(1.096.959)

- (a) Para maior detalhamento, vide a abertura dos custos da energia elétrica comprada para revenda, conforme nota explicativa nº 22.1 – Energia elétrica comprada para revenda;
- (b) Refere-se a apropriação dos custos relacionados às construções de acordo com a regulamentação da ANEEL, através do critério de departamentalização contemplando assim os custos indiretos de mão-de-obra, conforme notas explicativas nº 12 – Ativos de contrato e 21 – Receita operacional líquida; e
- (c) Para maior detalhamento, vide nota explicativa nº 6.2 – Perdas estimadas em crédito de liquidação duvidosa.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

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

22.1 Energia elétrica comprada para revenda

	31/03/2025		31/03/2024	
	GWh (*)	R\$	GWh (*)	R\$
Energia de leilão (a)	1.253	(265.606)	1.299	(293.216)
Contratos Eletronuclear	71	(23.344)	73	(23.574)
Contratos cotas de garantias (b)	289	(51.729)	372	(49.287)
Encargo de Serviço do Sistema - ESS/ Energia reserva (c)	-	(37.248)	-	(47.559)
Energia bilateral	5	(2.421)	6	(2.062)
Energia de curto prazo – CCEE (d)	-	(88.601)	-	(35.425)
Programa incentivo fontes alternativas energia - PROINFA	-	(25.432)	52	(21.990)
Itaipu (e)	39	(81.235)	369	(70.557)
(-) Parcela a compensar crédito PIS/COFINS não cumulativo	-	70.567	-	59.182
Geração distribuída (f)	353	(44.641)	-	(11.719)
Subtotal	2.010	(549.690)	2.171	(496.207)
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição	-	(219.401)	-	(237.060)
Total	2.010	(769.091)	2.171	(733.267)

- (a) Compreende os custos com os Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no ambiente regulado (CCEAR) e Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), que apresentaram redução na despesa em 9,4% decorrente da redução no volume contratado em 3,54 %, com preço médio do período em R\$ 211,98 /MWh em relação ao período anterior de R\$ 225,72/MWh;
- (b) As variações são decorrentes das despesas com os Contratos de Cotas de Garantia Física e os Efeitos dessa Contratação na Liquidação CCEE, para o período houve redução no volume contratado em 22,31 %, embora a despesa tenha crescido em 4,95 % devido as usinas que antes pertenciam ao grupo Eletrobras terem sido repactuadas em 2024, tendo seus preços de venda ajustados, aumentando assim o preço médio do período em R\$ 178,99/MWh em relação a 2024 de R\$ 132,49/MWh;
- (c) A redução nas despesas associada ao ESS no período de 2025 deve-se a queda no acionamento das térmicas fora da ordem de mérito pela situação hidrológica favorável, ocasionando redução dos pagamentos associado a este encargo;
- (d) A energia de curto prazo apresentou uma variação de R\$ 53.176, em virtude do aumento da despesa devido a compra de energia no Mercado de Curto no período findo em 31 de março de 2025 em relação a 31 de março de 2024;
- (e) A variação refere-se aos custos do contrato da Usina de Itaipu e aos seus efeitos na liquidação na CCEE, no âmbito do Mercado de Curto Prazo. Esses fatores resultaram em aumento de 15,13% nas despesas em relação a 2024, devido à atualização do preço médio de compra, que evoluiu de R\$ 191,21/MWh em 2024 para R\$ 230,13/MWh em 2025; e
- (f) Os valores referem-se ao impacto da contabilização dos 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.

(*) não revisado.

22.2 Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas

	31/03/2025	31/03/2024
Outras receitas operacionais		
Outras receitas operacionais	103	14.717
Reversão para perda de estoque (a)	32.459	-
Total de outras receitas operacionais	32.562	14.717
Outras despesas operacionais		
Perdas pela desativação de bens e direitos (b)	(5.942)	-
Indenização por danos a terceiros	(2.845)	(3.071)
Provisão para perda de estoque (a)	(13.001)	(24.723)
Baixa de recebíveis incobráveis (c)	(5.167)	(1.214)
Outras despesas operacionais	(1.184)	(12.544)
Total de outras receitas (despesas) operacionais	(28.139)	(41.552)
Total	4.423	(26.835)

- (a) A Companhia avalia periodicamente seus estoques/obras no intuito de identificar se existem materiais de baixa rotatividade, constituindo uma provisão para perda como uma forma de demonstrar o real potencial dos estoques na geração de caixa. O montante provisionado trata-se em sua maioria de itens obsoletos, morosos e/ou danificados. Para os materiais que não havia expectativa de benefício econômico, a Companhia realizou a capitalização da obra contemplando a reversão dos itens;
- (b) Este saldo refere-se as baixas de ativos ocorridas no período findo de 31 de março de 2025. Ressalta-se que, no período findo em 31 de março de 2024, não houve registros de baixas dessa natureza; e
- (c) No período findo em 31 de março de 2025 foram realizadas baixas de títulos vencidos, do contas a receber.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

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

23 Resultado financeiro

	<u>31/03/2025</u>	<u>31/03/2024</u>
Receitas financeiras		
Rendimentos de aplicação financeiras (a)	24.470	32.353
Valores a receber/devolver parcela A	20.580	41.315
Operações com instrumentos financeiros derivativos (b)	163.526	82.081
Acréscimo moratório de energia vendida (c)	22.836	13.715
Receita financeira de AVP	3.363	6.396
PIS/COFINS sobre receita financeira	(3.943)	(16.391)
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	2.090	1.516
Variação monetária e cambial da dívida (d)	72.074	1.360
Outras receitas financeiras (h)	15.863	6.782
Total de receitas financeiras	<u>320.859</u>	<u>169.127</u>
Despesas financeiras		
Encargos da dívida (e)	(139.380)	(99.610)
Operações com instrumentos financeiros derivativos (b)	(242.394)	(64.512)
Valores a receber/devolver parcela A	(15.799)	(24.069)
Variação monetária e cambial da dívida (d)	(39.653)	(52.170)
Atualização de contingências (f)	(27.574)	(38.294)
Multas	(1.201)	(16.267)
Juros, multas s/ operação de energia	(139)	(31)
Despesa com Aval	(12.051)	-
Encargos sobre déficit atuarial	(24.274)	(24.699)
Juros, multas s/ impostos	(54.796)	-
Outras despesas financeiras (g)	(18.527)	(21.415)
Encargos de geração distribuída	122	-
Total de despesas financeiras	<u>(575.666)</u>	<u>(341.067)</u>
Total do resultado financeiro	<u>(254.807)</u>	<u>(171.940)</u>

- (a) A redução dos rendimentos financeiros deve-se, principalmente, à menor disponibilidade de caixa e de aplicações financeiras em comparação ao mesmo período do exercício 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) Variação ocasionada pelas negociações realizadas com os maiores ofensores provisionados na PECLD, conforme orientação do plano de recuperação da PECLD da Companhia, onde foi acordado negociações com isenções importantes, dentre elas parte dos moratórios, que oportunizaram a composição da negociação com parcelas viáveis para pagamento;
- (d) No acumulado até março de 2025, o principal impacto foi causado pela variação cambial, que resultou em uma receita devido à queda de 7,27% no valor do dólar. O câmbio passou de R\$ 6,19 em 31 de dezembro de 2024 para R\$ 5,74 em 31 de março de 2025. Em contrapartida, no acumulado até março de 2024, a variação cambial gerou uma despesa, decorrente da alta de 3,20% no valor do dólar;
- (e) O principal impacto nos encargos da dívida foi resultado do aumento de 21,6% na dívida total da Companhia, em comparação com o acumulado até março 2024;
- (f) A diminuição do saldo deve-se, principalmente, pela mudança do índice de atualização do IGPM para IPCA em Processos Cíveis após emissão do provimento número 014/2022-CGJ que alterou a Consolidação Normativa Judicial do Tribunal de Justiça do Rio Grande do Sul;
- (g) Refere-se, principalmente, ao reconhecimento de encargos, juros e multas do parcelamento de ICMS, conforme saldos apresentados na nota explicativa nº 16 – Impostos e contribuições a recolher; e
- (h) A principal variação corresponde a atualização do crédito a recuperar do consumidor, devolvido a maior sobre o crédito da exclusão do ICMS na base do PIS e COFINS, dos reajustes anteriores, conforme homologado no reajuste tarifário pela Aneel em 2024.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

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

24 Benefício pós-emprego (Entidade de previdência privada)

Os saldos registrados no passivo compõem-se de:

	<u>31/03/2025</u>	<u>31/12/2024</u>
Ativo não circulante		
Equatorial CD	11	10
Total do ativo	<u>11</u>	<u>10</u>
Passivo circulante		
Plano Único	42.595	32.117
Plano CEEEPREV	49.424	48.797
Subtotal	<u>92.019</u>	<u>80.914</u>
Passivo não circulante		
Plano Único	128.110	149.390
Plano CEEEPREV	540.677	534.974
Saúde e Odonto	37.144	36.057
Subtotal	<u>705.931</u>	<u>720.421</u>
Total do passivo	<u>797.950</u>	<u>801.335</u>

As características dos planos de benefícios previdenciários patrocinados pela Companhia estão descritas na nota explicativa nº 26 – Benefícios pós-emprego, das demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2024 e não houve alterações de critérios adotados no período.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

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

25 Instrumentos financeiros

25.1 Considerações gerais

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

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

A Administração faz uso dos instrumentos financeiros visando remunerar ao máximo suas disponibilidades de caixa, manter a liquidez de seus ativos, proteger-se de variações de taxas de juros ou câmbio e obedecer aos índices financeiros constituídos em seus contratos de financiamento (*covenants*), conforme notas explicativas nº 14.4 *Covenants* dos empréstimos e financiamentos e nº 15.5 *Covenants* das debêntures.

25.2 Política de utilização de derivativos

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

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

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

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. As divulgações quantitativas da hierarquia do valor justo para ativos e passivos 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 equivalentes de caixa – depósitos bancários	-	Custo amortizado	24.055	24.055	43.433	43.433
Caixa e equivalentes de caixa (Fundo de investimentos)	1	Valor justo por meio do resultado	42.993	42.993	40.496	40.496
Aplicações financeiras	2	Valor justo por meio do resultado	660.795	660.795	801.916	801.916
Contas a receber de clientes	-	Custo amortizado	1.334.722	1.334.722	1.171.046	1.171.046
Instrumentos financeiros derivativos	2	Custo Amortizado	69.644	69.644	144.656	144.656
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	-	Custo amortizado	15.666	15.666	189.404	189.404
Ativo financeiro de concessão	3	Valor justo por meio do resultado	868.991	868.991	782.759	782.759
Total do ativo			3.016.866	3.016.866	3.173.710	3.173.710

Passivo	Níveis	Categoria dos instrumentos financeiros	31/03/2025		31/12/2024	
			Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Fornecedor	-	Custo amortizado	600.797	600.797	545.894	545.894
Fornecedores – Risco Sacado	-	Custo amortizado	42.439	42.439	40.916	40.916
Empréstimos e financiamentos	2	Custo amortizado	2.023.045	2.050.681	2.054.562	2.062.190
Debêntures	2	Custo amortizado	3.683.214	3.655.954	3.647.100	3.587.450
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	-	Custo amortizado	215.072	215.072	315.422	315.422
Passivo de arrendamento	-	Custo Amortizado	4.203	4.203	3.637	3.637
Total do passivo			6.568.770	6.569.146	6.607.531	6.555.509

- **Caixa e equivalente de caixa** – são classificados como custo amortizado e estão registrados pelos seus valores originais;
- **Aplicações financeiras (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 à 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;

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

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. 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** – têm o propósito de gerar recursos para financiar os programas de investimento da Companhia e, eventualmente, gerenciar necessidades de curto prazo. 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;
- **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; e
- **Passivo de arrendamento** – composto pelas obrigações decorrentes de contratos de locações e leasing que se enquadram no escopo do CPC 06 (R2). Os saldos são trazidos a valor presente por meio de fluxo de caixa descontado para o período de vigência de cada contrato e são classificados como passivo ao custo amortizado.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação

Período findo em 31 de março de 2025

(Valores expressos em milhares de reais)

25.4 Instrumentos financeiros derivativos

Em 31 de março de 2025 e 31 de dezembro de 2024, a Companhia possui os seguintes instrumentos financeiros derivativos:

Instituição financeira	Ingresso	Vencimento	Valor contratado (USD)	Valor contratado (BRL)	Amortização	Tipo	Juros	Indexadores	Valor Justo		
									31/03/2025	31/12/2024	
Itaú	23/12/2022	15/12/2029	-	250.000	Bullet	Juros	Semestral	IPCA + 7,1498% a.a./CDI + 1,08% a.a.	8.528	7.242	
Citibank	30/06/2023	27/01/2027	120.000	583.800	Semestral	Câmbio	Semestral	US\$ + Sofr + 1,09% a.a./CDI + 1,85% a.a.	84.217	141.670	
Bank of America	06/07/2023	29/01/2027	48.000	233.760	Bullet	Câmbio	Anual	US\$ + 6,7882% a.a./CDI + 1,8475% a.a.	32.763	55.257	
XP	19/06/2024	15/05/2036	-	250.000	Anual	Juros	Semestral	IPCA + 6,5596% a.a. / CDI + 0,29% a.a.	(22.523)	(24.062)	
BTG	04/10/2024	15/09/2036	-	420.000	Anual	Juros	Semestral	IPCA + 6,6493% a.a./ CDI +0,24% a.a.	(33.341)	(35.451)	
Total									69.644	144.656	
									Ativo circulante	2.463	1.114
									Ativo não circulante	67.181	143.542
									Efeito líquido total	69.644	144.656

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

Risco Cambial	Rubrica no balanço patrimonial em que instrumento de <i>hedge</i> está incluído	31/03/2025			31/12/2024			31/03/2025	31/03/2024
		Valor Nominal	Ativo	Passivo	Valor Nominal	Ativo	Passivo	Alterações no valor do instrumento de <i>hedge</i> reconhecidas em ORA	
Contrato de <i>hedge</i> para empréstimos em moeda estrangeira	Instrumentos financeiros derivativos	1.737.560	125.508	(55.864)	1.737.560	204.168	(59.512)	3.832	(3.244)

Para o período findo em 31 de março de 2025, não houve mudança nas políticas de instrumentos financeiros em relação àquelas divulgadas na nota explicativa nº 26.4 – Instrumentos financeiros derivativos das demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2024.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

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

25.5 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 àquelas divulgadas na nota explicativa nº 27.5 – Gerenciamento dos riscos financeiros das demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2024.

26 Demonstração dos fluxos de caixa

26.1 Transações que não afetam caixa

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

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

	<u>Efeito não caixa</u>
Atividades de investimento	
Transferência de ativos de contrato para ativo intangível (a)	189.540
Transferência de ativos de contrato para ativo financeiro (a)	48.135
Adição de ativo contratual em contrapartida de fornecedor (a)	10.342
Adição de ativo contratual em contrapartida de obrigações sociais e trabalhistas (a)	13.506
Total atividades de investimento	<u>261.523</u>
Atividades de financiamento	
Capitalização de juros de empréstimos (b)	1.767
Resultado de <i>hedge accounting</i> de fluxo de caixa (c)	3.832
Total atividades de financiamento	<u>5.599</u>
Total	<u>267.122</u>

(a) Conforme demonstrado nas notas explicativas nº 11 – Intangível e 12 – Ativos de contrato;

(b) Capitalização de juros de empréstimos ligados à aquisição ou construção de ativos qualificáveis registrados nos ativos de contrato de acordo com as regras do CPC 20 (R1) – Custos de empréstimos; e

(c) Proteção contra exposições a variações de fluxos de caixa que sejam atribuíveis a riscos específicos associados com ativos ou passivos ou que possa afetar o resultado.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

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

26.2 Mudanças nos passivos de atividades de financiamento

	31/12/2024	Fluxo de caixa	Pagamento de juros (a)	Mudança no valor justo	Outros (b)	31/03/2025
Empréstimos e financiamentos	2.054.562	(4.087)	(3.367)	-	(24.063)	2.023.045
Debêntures	3.647.100	-	(96.179)	-	132.293	3.683.214
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	(3.832)	3.832	-
Passivos de arrendamento	3.637	(290)	(156)	-	1.012	4.203
Total	5.705.299	(4.377)	(99.702)	(3.832)	113.074	5.710.462

(a) A Companhia classifica juros pagos como fluxos de caixa das atividades operacionais; e

(b) As movimentações incluídas na coluna de “Outros” incluem os efeitos das apropriações de encargos de dívidas, juros e variações monetárias líquidas, capitalização de juros, e resultado financeiro com operações de instrumentos derivativos.

27 Compromissos futuros

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

	Vigência	2025	2026	2027	Após 2027 (*)
Energia contratada (em R\$ mil)	2025 a 2036	1.398.302	2.093.489	2.059.873	23.329.781
Energia contratada (em MhW)	2025 a 2036	5.713.241	7.681.534	7.594.704	71.565.007

(*) estimado em 9 anos após 2027.

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

	Vigência	2025	2026	2027	Após 2027 (*)
Arrendamentos e aluguéis (R\$ Mil)	2025 a 2029	861	1.027	1.156	1.159

(*) estimado em 3 anos após 2026.

28 Eventos subsequentes

Liberação de recurso da 8ª (Oitava) Emissão de Debêntures

Em 09 de abril de 2025, ocorreu a liberação de recursos da 8ª Emissão de Debêntures Simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em duas séries, no montante total de R\$ 700.000,00, sendo a 1ª série no montante de R\$ 300.000,00 com prazo de 5 anos e amortização bullet e a 2ª série no montante de R\$ 400.000,00, prazo de 6 anos e amortização no 4º, 5º e 6º ano. As duas séries com a taxa de CDI + 0,80% a.a., juros semestrais e sem carência. Os recursos da emissão serão utilizados para capital de giro.

* * *

Conselho de Administração

Augusto Miranda da Paz Júnior
Presidente

Leonardo da Silva Lucas Tavares de Lima
Vice-Presidente

David Abdalla Pires Leal

Marcos Antônio Souza de Almeida

João Alberto da Silva Neto

Conselho Fiscal

Titulares

Saulo de Tarso Alves de Lara

Paulo Roberto Franceschi

Vanderlei Dominguez da Rosa

Maria Salete Garcia Pinheiro

Thiago Wolf Pereira

Suplentes

Adilson Celestino de Lima

Claudia Luciana Ceccatto de Trotta

Ricardo Bertucci

Dorgival Soares da Silva

Rafael de Souza Morsch

Comitê de Auditoria Estatutário

Tiago de Almeida Noel
Coordenador

João Alberto da Silva Neto

Jorge Roberto Manoel

Diretoria Executiva

Riberto José Barbanera
Diretor Presidente

Tatiana Queiroga Vasques
Diretora de Relações com Investidores

Cristiano de Lima Logrado
Diretor

Nierbeth Costa Brito
Diretor

José Silva Sobral Neto
Diretor

Marcos Antônio Souza de Almeida
Diretor

André Luiz Barata Pessoa
Diretor

Agnelo Coelho Neto
Diretor

Maurício Alvares da Silva Velloso Ferreira
Diretor

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

GRUPO

equatorial
ENERGIA



Release de
Resultados
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: EQUYEY), 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 ¹

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

¹ 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.

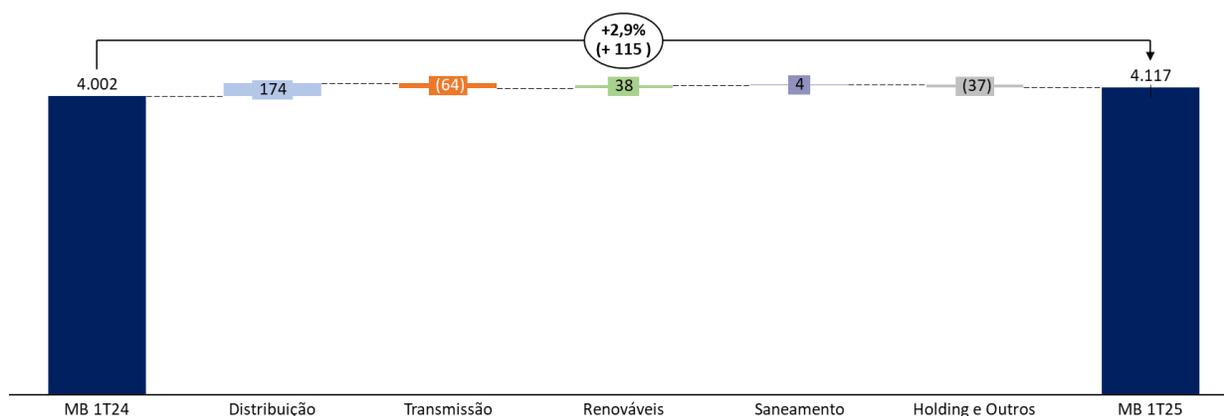
Critérios contábeis adotados:

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
R\$ milhões				
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)
Margem Bruta	4.194	4.501	7,3%	307
Margem Bruta Ajustada	4.002	4.117	2,9%	115
Custo e despesas operacionais	(1.484)	(1.211)	-18,4%	274
Outras receitas/despesas operacionais	(66)	(129)	95,1%	(63)
EBITDA	2.644	3.161	19,6%	517
EBITDA Ajustado	2.523	2.889	14,5%	366
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
Resultado financeiro	(1.276)	(1.455)	14,0%	(179)
Resultado financeiro ajustado	(1.231)	(1.509)	22,6%	(278)
Lucro antes da tributação (EBT)	711	945	32,8%	233
IR/CSLL	(132)	(239)	80,7%	(107)
Participações minoritárias	(300)	(150)	-50,0%	150
Lucro líquido Ex Minoritários	279	556	99,0%	277
Lucro líquido Ajustado	491	411	-16,4%	(81)
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	-	-	-	-	-	-
Custos	18	-	27	-	-	45
Lançamentos Retroativos	18	-	-	-	-	18
Despesas O&M	-	-	27	-	-	27
Margem Bruta	18	-	27	-	-	45

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
R\$ milhões								
(+) 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)
(=) PMSO Reportado	1.204	(33)	3	(33)	(11)	1.130	-6,2%	(74)
Ajustes	(25)	-	-	-	-	3	-113,0%	28
PMSO Ajustado	1.179	(20)	(5)	(6)	(16)	1.133	-3,9%	(46)
(+) 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
Custos e Despesas Reportado	2.063	106	3	(14)	14	2.172	5,3%	109
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
Custos e Despesas Operacionais	12	-	(27)	-	13	(3)
Pessoal	9	-	-	-	13	22
Material	2	-	-	-	-	2
Serviços de Terceiros	-	-	(27)	-	-	(27)
Outros	-	-	-	-	-	-
Provisões	-	-	-	-	-	-
Custos e Despesas	12	-	(27)	-	13	(3)

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

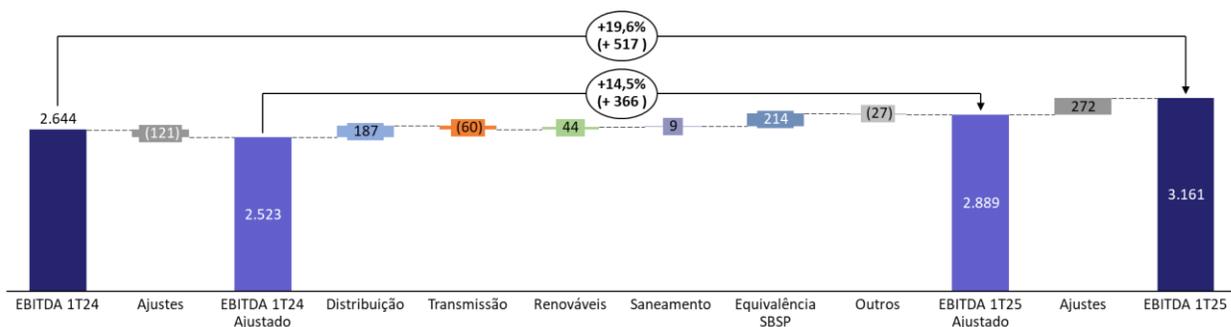
- (ii) Aquisição de materiais de EPI e EPC voltados para primarização (PA).

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				
EBITDA Equatorial Societário	2.644	3.161	19,6%	517
Ajustes EBITDA	(121)	(272)	124,8%	(151)
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)
EBITDA Equatorial Ajustado	2.523	2.889	14,5%	366
EBITDA Ajustado - Efeito GD Retroativo	2.476	2.889	16,7%	413
EBITDA Ajustado - Mesmos Ativos e GD Retroativo	2.424	2.635	8,7%	211

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)
Ajustes EBITDA	(198)	(54)	-	-	(20)	(272)

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

RESULTADO FINANCEIRO

Resultado Financeiro líquido	1T24	Δ Distribuição	Δ Transmissão	Δ Renováveis	Δ Outros	1T25	Δ%	Δ
R\$ milhões								
(+) 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
Resultado financeiro	(1.276)	(255)	28	(85)	132	(1.455)	14,0%	(179)
(-/+ Efeitos Não Recorrentes	(62)					-		
(-/+ Efeitos Não Caixa	107					(55)		
Resultado financeiro ajustado	(1.231)					(1.509)	22,6%	(278)

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
(=) Lucro Líquido	579	706	21,9%	127
Ajustes Totais	(88)	(296)	235,7%	(208)
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)
(=) Lucro Líquido Equatorial Ajustado	491	411	-16,4%	(81)
(=) Lucro Líquido	579	706	21,9%	127
<i>(-) Participações Minoritárias</i>	<i>(300)</i>	<i>(150)</i>	<i>-50,0%</i>	<i>150</i>
(=) Lucro Líquido Ex Minoritários	279	556	99,0%	277

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:

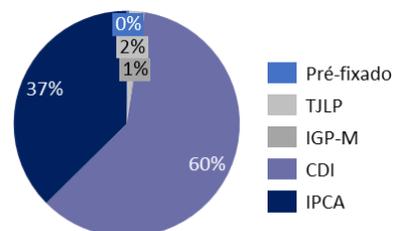
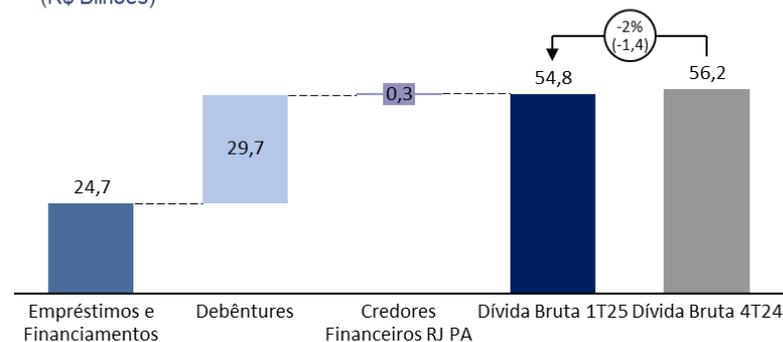
Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	1T25 Total
Ajustes EBITDA (Margem + Custos)	17	-	-	-	13	30
Impostos	49	-	-	-	-	49
PPAs	-	-	-	-	(20)	(20)
Ajuste PNs - Não caixa	-	-	-	-	(55)	(55)
<i>Ajustes IFRS (VNR / IFRS 9 / MtM) líquido de impostos</i>	<i>(227)</i>	<i>(53)</i>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

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

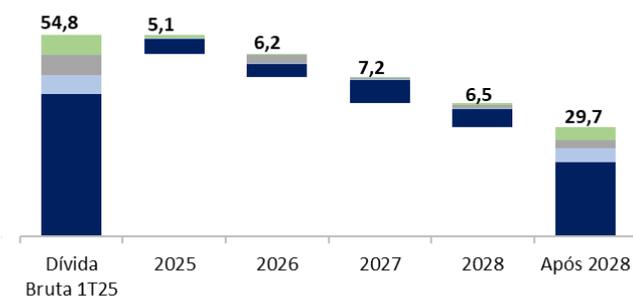
Build-up - Covenants	
Dívida Bruta	54,8
(-) Ajustes Covenants	- 0,5
(-) Disponibilidades	11,2
Dívida Líquida	44,1
EBITDA Covenants	13,6
Dívida líquida / EBITDA	3,2

Prazo e Custo Médio

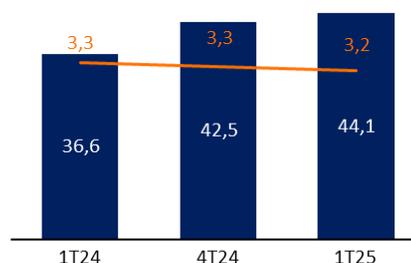
5,6 anos / 11,69% a.a.

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

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%
Ambiental				
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%
Social				
% 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%
Governança				
% de Conselheiros Independentes ¹	%	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%

¹ - 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
Energia Injetada Total	GWh	2.456	3.730	1.357	1.575	2.954	494	4.859	17.425	2.464	3.735	1.374	1.555	3.197	455	4.921	17.701
<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
Consumidores Cativos	GWh	1.652	1.964	854	906	1.884	293	2.877	10.428	1.616	1.812	824	826	1.925	275	2.754	10.033
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
Consumidores livres	GWh	245	596	112	260	552	19	1.132	2.916	257	633	130	325	665	27	1.270	3.307
Energia de Conexão - outras Ds	GWh	2	4	43	5	17	0	6	77	4	8	44	3	23	0	3	85
Energia Faturada	GWh	1.899	2.563	1.009	1.171	2.453	312	4.014	13.421	1.878	2.453	998	1.154	2.613	302	4.027	13.425
<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
Energia Faturada + Energia Compensada	GWh	1.918	2.563	1.031	1.190	2.458	312	4.057	13.528	1.931	2.557	1.055	1.197	2.643	306	4.157	13.847
<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
Energia Distribuída	GWh	2.019	2.731	1.130	1.259	2.557	323	4.334	14.353	2.045	2.689	1.165	1.282	2.741	323	4.454	14.699
<i>Δ Distribuída (%)</i>	%									1,3%	-1,5%	3,1%	1,8%	7,2%	-0,1%	2,8%	2,4%
Número de Consumidores	MIL	2.744	3.002	1.512	1.361	1.933	224	3.371	14.149	2.799	3.045	1.547	1.398	1.971	264	3.453	14.477
<i>Δ Número de Consumidores (%)</i>	%									2,0%	1,4%	2,3%	2,7%	1,9%	17,7%	2,4%	2,3%
Perdas totais	GWh	437	999	227	316	398	171	525	3.072	419	1.046	209	273	456	133	466	3.002
<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
Consolidado	18,2%	17,5%	17,4%	18,3%	-0,8%	-0,2%	-0,9%	18,4%
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 ¹	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%

¹Em 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 ¹	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.
Consolidado	1,72%	1,66%	-0,07 p.p.	Consolidado	96,62%	97,85%	1,23 p.p.

¹ 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
DEC							
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
FEC							
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 DEC² e FEC³, 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.

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

³ 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
(+) Vendas as classes	1.376	2.208	847	872	1.477	248	2.401	9.428	1.327	1.972	794	810	1.564	264	2.495	9.226	-2%
Renda Não Faturada	8	(6)	(6)	19	55	1	25	95	(25)	(24)	(12)	7	84	(4)	65	92	-3%
(+) Ult. de demanda / reativo excedente	(4)	(12)	(4)	(5)	(9)	(1)	(15)	(49)	(5)	(11)	(3)	(4)	(10)	(1)	(17)	(51)	4%
(+) Outras receitas	285	568	146	186	282	27	470	1.962	348	689	169	205	354	69	583	2.417	23%
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%
(+) Outras receitas operacionais	27	41	23	17	44	3	54	209	23	31	16	12	33	3	49	166	-20%
Outras Receitas (Parcela B)	14	21	7	6	26	2	27	103	13	20	8	6	25	2	33	107	4%
(+) Suprimento	0	1	5	2	10	6	39	63	12	20	6	8	23	17	40	127	102%
(+) Valores a receber de parcela A	0	(76)	13	(87)	(11)	53	201	93	71	26	37	(75)	(67)	55	247	295	216%
(+) Receita de construção	220	521	132	99	127	88	352	1.539	307	720	190	160	308	82	486	2.252	46%
(=) Receita operacional bruta	1.877	3.209	1.138	1.068	1.876	420	3.447	13.036	2.060	3.416	1.193	1.103	2.172	486	3.834	14.265	9%
(+) Deduções à receita	(527)	(815)	(340)	(347)	(596)	(112)	(1.128)	(3.863)	(528)	(721)	(315)	(290)	(610)	(104)	(1.105)	(3.674)	-5%
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%
(=) Receita operacional líquida	1.351	2.394	798	721	1.280	309	2.320	9.173	1.532	2.695	879	813	1.562	382	2.729	10.592	15%
(-) Receita de construção	(220)	(521)	(132)	(99)	(127)	(88)	(352)	(1.539)	(307)	(720)	(190)	(160)	(308)	(82)	(486)	(2.252)	46%
(=) Receita operac. líq. sem rec.de construção	1.131	1.874	666	622	1.153	221	1.968	7.635	1.226	1.975	688	653	1.254	300	2.243	8.340	9%
(-) 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%
(=) Margem Bruta	558	1.007	333	296	420	101	866	3.580	600	1.038	338	283	485	155	1.026	3.926	10%
(+) 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%
(=) Margem Bruta Ajustada	497	906	330	292	409	112	878	3.425	499	886	333	296	447	152	986	3.600	5%
<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	178	171	93	71	149	36	350	1.049	182	188	94	75	151	36	290	1.016	-3%		
Ajustes	(3)	-	(2)	-	(13)	-	(6)	(25)	(4)	(6)	(1)	(1)	-	-	(12)	(53)	-53%		
PMSO Ajustado	175	171	91	71	136	36	344	1.024	178	182	93	74	151	36	290	1.004	-2%		
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	38	72	23	16	61	12	59	280	33	64	28	21	50	12	68	277	-1%		
(+) 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	303	385	168	125	264	56	564	1.864	330	404	179	137	234	68	618	1.970	6%		
PMSO Ajustado/Consumidor (12m)	248	234	244	207	302	604	348	278	255	236	247	213	298	526	347	279			
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%
(=) EBITDA societário (CVM)*	325	737	203	203	191	55	456	2.169	367	746	208	182	297	102	590	2.492	15%
Ajustes Totais	(41)	(87)	13	3	22	9	20	(62)	(78)	(128)	4	19	(52)	(1)	38	(198)	221,2%
(+) 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%
(=) EBITDA societário ajustado	284	650	216	205	212	64	476	2.107	289	617	212	202	245	101	628	2.294	9%
									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
Margem Bruta	-	-	-	18	-	-	-	18
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)
Ajustes EBITDA	(78)	(128)	4	19	(52)	(1)	38	(198)

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%		
Resultado financeiro	(62)	(97)	(90)	(49)	(172)	(67)	(379)	(916)	(93)	(147)	(106)	(62)	(255)	(77)	(431)	(1.171)	27,8%		
(-/+ Efeitos Não Recorrentes	-	-	-	-	(72)	-	9	(62)	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Resultado financeiro ajustado	(62)	(97)	(90)	(49)	(244)	(67)	(370)	(979)	(93)	(147)	(106)	(62)	(255)	(77)	(431)	(1.171)	19,6%		
	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																	
(+) Lucro Líquido	155	430	65	106	33	(22)	(59)	708	142	393	47	56	(3)	8	2	645	-9%
(+) 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%
(=) Lucro Líquido Ajustado	118	363	65	103	(13)	(14)	(41)	582	84	318	44	85	(29)	6	(24)	485	-17%
	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%
Total	220	521	132	99	127	88	323	1.510	307	720	190	160	308	82	486	2.252	49%
	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**

DRE Regulatória - R\$ milhões	1T24	1T25	Δ%	Δ
Receita líquida	303	265	-12,5%	(38)
Custos e despesas operacionais	(18)	(18)	0,7%	(0)
EBITDA Regulatório	285	247	-13,3%	(38)
Margem EBITDA	94,0%	93,1%	-1,0%	N/A
Depreciação / amortização	(110)	(107)	-2,6%	3
Resultado do serviço (EBIT)	175	140	-20,0%	(35)
Resultado financeiro	175	140	-20,0%	(35)
Impostos	(109)	(81)	-25,9%	28
Lucro Líquido	240	199	-17,4%	(42)
Endividamento	1T24	1T25	Δ%	Δ
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.

⁴ 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
Receita operacional	337.095	(310.778)	383.881	295.017	60.473	355.490
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
Deduções da receita operacional	(34.464)	(564)	(35.028)	(30.126)	0	(30.125)
Receita operacional líquida	302.631	46.222	348.853	264.891	60.473	325.364
Margem Bruta Operacional	302.631	46.222	348.853	264.891	60.473	325.364
Custo/despesa operacional	(18.028)	(8.234)	(26.262)	(18.159)	(6.566)	(24.724)
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)
EBITDA	284.603	37.988	322.591	246.733	53.907	300.640
Depreciação e amortização	(109.905)	38.570	71.336	(106.994)	35.143	(71.851)
Equivalencia patrimonial	-	-	-	-	-	(1.169)
Resultado do serviço	174.697	76.558	251.255	139.738	89.050	227.620
Resultado financeiro	(108.987)	0	(108.987)	(80.789)	(0)	(80.789)
Receitas financeiras	53.329	0	53.329	59.838	4	59.842
Despesas financeiras	(162.316)	0	162.316	(140.627)	(4)	(140.631)
Resultado antes do imposto de renda	65.710	76.558	142.268	58.949	87.881	146.831
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)
Resultado do exercício	56.294	37.691	93.985	49.965	52.542	102.507

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 ¹ (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.

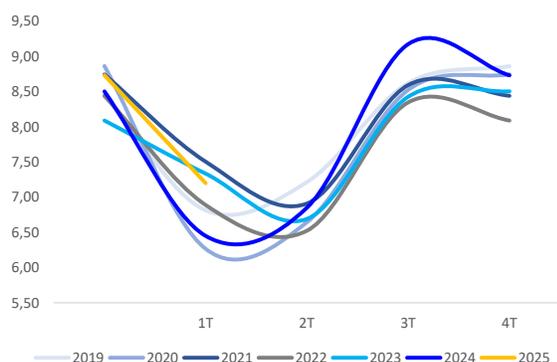
As informações operacionais foram divulgadas no release operacional da companhia. Para acessar o documento, [clique aqui](#).

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

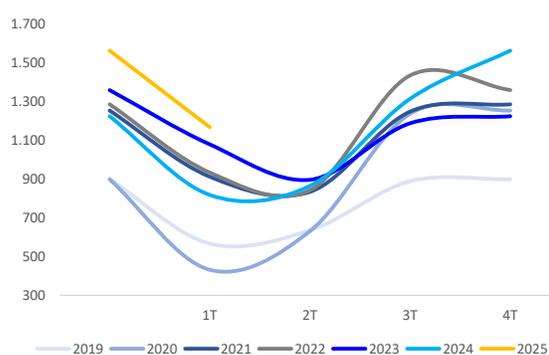
Complexos Eólicos	Geração (GWh)				Vento (m/s)			
	1T24	1T25	Δ%	Δ	1T24	1T25	Δ%	Δ
Ventos de Tianguá	117,4	101,4	-13,6%	-16,0	6,8	7,3	7,5%	0,5
Serra do Mel 1 e 2	299,9	384,8	28,3%	84,9	6,2	7,0	12,5%	0,8
Echo 1, 2, 4 e 5	207,6	256,0	23,3%	48,4	6,4	7,5	16,2%	1,0
Ventos de São Clemente	193,6	179,1	-7,5%	-14,5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

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

MÉDIA DOS VENTOS - PORTFÓLIO EÓLICO (m/s)

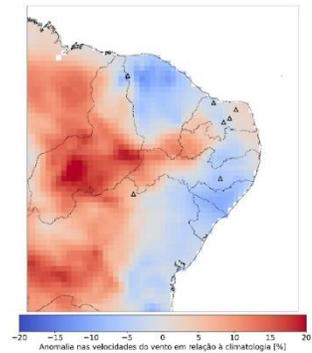


GERAÇÃO TOTAL - PORTFÓLIO EÓLICO (GWh)



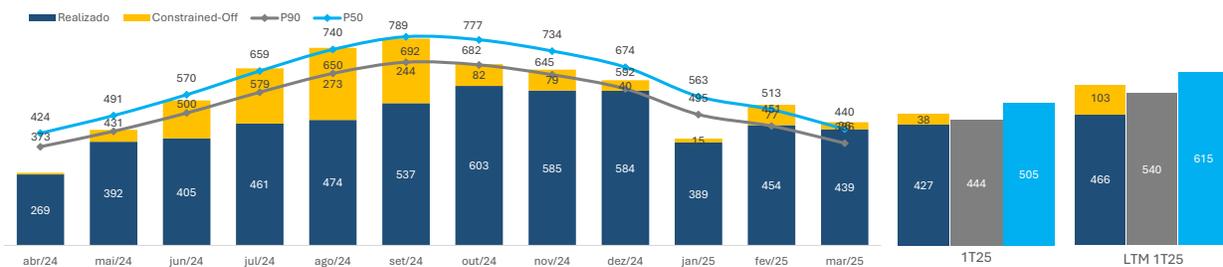
O 1T25 foi marcado por velocidades de vento dentro da média climatológica na maior parte do Nordeste, sendo que em algumas áreas dos estados do Maranhão, Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Pernambuco e Bahia que registraram anomalias positivas. Em comparação com o 1T24, a velocidade média dos ventos 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.

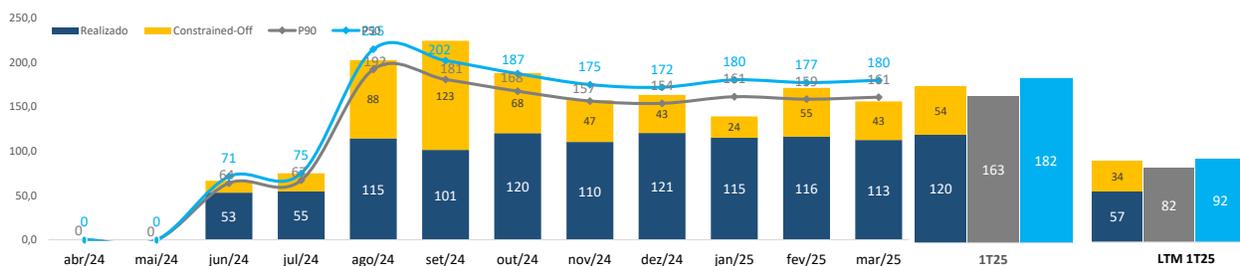


Os gráficos a seguir apresentam a geração de energia eólica e solar da Echoenergia nos últimos meses e a visão para o 1T25, comparando-a com os valores de P50 e P90 anual revisados pela empresa no início de 2024. Vale destacar que essas estimativas de produção de energia são consideradas robustas, pois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



¹ 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
Receita Líquida	201,6	220,9	9,6%	19,3	4,4	96,3	N/A	91,9
(-) 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
Lucro Bruto de Energia	195,4	202,9	3,9%	7,5	(0,0)	63,4	N/A	63,4
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)
EBITDA	114,9	118,9	3,5%	4,0	0,7	40,3	N/A	39,6
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)
EBITDA Ajustado	114,9	118,9	3,5%	4,0	0,7	40,1	N/A	39,4
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)
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	(33,7)	(26,4)	-21,7%	7,3	0,6	(71,5)	N/A	(72,1)
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
Receita Líquida	206,0	317,2	54,0%	111,2
(-) Compra de Energia	(10,6)	(51,0)	383,1%	(40,4)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(0,1)	0,1	-258,9%	0,2
Lucro Bruto de Energia	195,4	266,3	36,3%	71,0
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)
EBITDA	115,6	159,2	37,7%	43,6
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)
EBITDA Ajustado	115,7	159,1	37,5%	43,4
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)
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	(33,1)	(97,8)	196,0%	(64,8)
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
Receita Líquida	206,0	317,2	54,0%	111,2	68,9	379,1	450,0%	310,2
(-) 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
Lucro Bruto de Energia	195,4	266,3	36,3%	71,0	12,3	13,3	8,7%	1,1
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
EBITDA	115,6	159,2	37,7%	43,6	7,0	2,8	-60,3%	(4,2)
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)
EBITDA Ajustado	115,7	159,1	37,5%	43,4	1,9	(25,4)	-1454,2%	(27,3)
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)
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	(33,1)	(97,8)	196,0%	(64,8)	4,5	(6,0)	-233,2%	(10,4)
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
Receita Líquida	274,9	696,3	153,3%	421,4
(-) Compra de Energia	(72,3)	(444,9)	515,3%	(372,6)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	5,0	28,3	464,0%	23,3
Lucro Bruto de Energia	207,6	279,7	34,7%	72,0
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)
EBITDA	122,5	161,9	32,2%	39,4
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)
EBITDA Ajustado	117,5	133,7	13,7%	16,1
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)
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	(28,6)	(103,8)	263,1%	(75,2)
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 ³)	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 ³)	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
R\$ milhões				
Receita Operacional	42,8	62,0	44,7%	19,2
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
Deduções à receita operacional	(2,1)	(2,5)	18,5%	-0,4
Receita operacional líquida	40,8	59,5	46,1%	18,8
Custos de construção	(20,2)	(35,3)	74,9%	-15,1
Custo da Operação	(26,0)	(20,5)	-20,9%	5,4
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
EBITDA	(5,4)	3,7	-168,4%	9,1
Depreciação e amortização	(0,5)	(0,8)	57,8%	-0,3
Resultado financeiro	(44,3)	(55,0)	24,2%	-10,7
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
Resultado do exercício	(50,2)	(52,1)	3,8%	-1,9

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
R\$ milhões				
Receita Operacional Bruta	186,2	539,3	189,6%	353,1
Deduções	(23,3)	(62,0)	166,2%	(38,7)
Receita operacional líquida	163,0	477,4	192,9%	314,4
Custos Operacionais	(65,3)	(395,6)	505,6%	(330,3)
Despesas Operacionais	(67,7)	(58,1)	-14,2%	9,6
EBITDA	30,0	23,7	-20,8%	(6,3)
<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)
EBITDA Ajustado	25,0	(7,4)	-129,7%	(32,4)
Depreciação e Amortização	(2,7)	(6,1)	127,8%	(3,4)
Resultado do serviço (EBIT)	27,3	17,6	-35,5%	(9,7)
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)
Lucro Líquido	11,3	0,1	-99,4%	(11,2)

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](#)