



Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D

**Informações contábeis intermediárias em
30 de setembro 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 E ESTIMATIVAS CRÍTICAS	12
4	CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	14
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	PARTES RELACIONADAS	18
9	ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO	20
10	INTANGÍVEL	21
11	ATIVOS DE CONTRATO	22
12	FORNECEDORES	23
13	EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	24
14	DEBÊNTURES	26
15	IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES A RECOLHER	28
16	IMPOSTOS DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL CORRENTES E DIFERIDOS	29
17	PROVISÃO PARA RISCOS JUDICIAIS E DEPÓSITOS JUDICIAIS	29
18	PIS/COFINS A SEREM RESTITUÍDOS A CONSUMIDORES	30
19	PATRIMÔNIO LÍQUIDO NEGATIVO	32
20	RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	35
21	CUSTO DO SERVIÇO E DESPESAS OPERACIONAIS	36
22	ENERGIA ELÉTRICA COMPRADA PARA REVENDA	37
23	OUTRAS DESPESAS OPERACIONAIS, LÍQUIDAS	37
24	RESULTADO FINANCEIRO	38
25	BENEFÍCIO PÓS-EMPREGO (ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA PRIVADA)	39
26	INSTRUMENTOS FINANCEIROS	39
27	DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA	42
28	COMPROMISSOS FUTUROS	43
29	EVENTOS SUBSEQUENTES	43

Relatório sobre a revisão de informações trimestrais

Aos Administradores e Acionistas da

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D

Porto Alegre - RS

Introdução

Revisamos as informações contábeis intermediárias da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D (Companhia), contidas no Formulário de Informações Trimestrais (ITR) referente ao trimestre findo em 30 de setembro de 2025, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de setembro de 2025 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para os períodos de três e nove meses findos naquela data, e das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de nove meses findo 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**

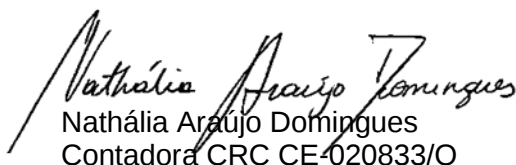
Outros assuntos

Demonstração do valor adicionado

As informações trimestrais acima referidas incluem a demonstração do valor adicionado (DVA), referente ao período de nove meses findo em 30 de setembro 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, 12 de novembro de 2025.

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


Nathália Araújo Domingues
Contadora CRC CE-020833/O

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica-CEEE-D

Balanço patrimonial em 30 de setembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024



(Em milhares de Reais)

Ativo	Nota	30/09/2025	31/12/2024	Passivo	Nota	30/09/2025	31/12/2024
Circulante				Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	4	427.849	83.929	Fornecedores	12	646.181	545.894
Aplicações financeiras	5	405.816	801.916	Fornecedores - risco sacado	12.1	65.017	40.916
Contas a receber de clientes	6	998.867	1.041.486	Empréstimos e financiamentos	13	169.994	40.714
Almoxarifado		27.877	17.078	Debêntures	14	386.371	375.884
Impostos e contribuições a recuperar		258.783	244.682	Passivo de arrendamento		1.449	934
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar		58.721	59.909	Impostos e contribuições a recolher	15	231.556	187.435
Depósitos judiciais	17	4.608	4.504	Impostos e contribuições sobre o lucro a recolher		7	737
Valores a devolver de parcela A e outros itens financeiros	7	280.393	-	Valores a devolver de parcela A e outros itens financeiros	7	-	315.422
Instrumentos financeiros derivativos	26.4	3.190	1.114	Obrigações e encargos sobre folha de pagamento		21.590	15.973
Serviços pedidos		191.421	138.537	Contribuição de iluminação pública		20.399	18.036
Outros créditos a receber		114.103	157.732	Encargos setoriais		32.566	38.778
Total do ativo circulante		2.771.628	2.550.887	Participação nos lucros		2.500	4.967
				Provisão para riscos judiciais	17	424.217	390.829
Não circulante				Benefício pós-emprego	25	99.595	80.914
Contas a receber de clientes	6	136.157	129.560	Outras contas a pagar		168.634	163.610
Serviços pedidos		37.363	37.363	Total do passivo circulante		2.270.076	2.221.043
Impostos e contribuições a recuperar		235.277	326.816				
Depósitos judiciais	17	236.182	223.823	Não circulante			
Instrumentos financeiro derivativos	26.4	-	143.542	Empréstimos e financiamentos	13	2.295.974	2.013.848
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	7	65.095	189.404	Debêntures	14	3.922.038	3.271.216
Benefício pós-emprego	25	13	10	Passivo de arrendamento		4.479	2.703
Ativo financeiro da concessão	9	1.010.960	782.759	Impostos e contribuições a recolher	15	2.698.396	2.638.250
Intangível	10	3.090.328	2.611.285	Instrumentos financeiro derivativos	26.4	43.010	-
Ativos de contrato	11	1.341.698	1.213.912	Encargos setoriais		101.178	84.133
Direito de uso		5.538	3.376	PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	18	251.799	230.478
Total do ativo não circulante		6.158.611	5.661.850	Provisão para riscos judiciais	17	586.016	496.023
				Benefício pós-emprego	25	698.646	720.421
				Outras contas a pagar		89.907	152.953
				Total do passivo não circulante		10.691.443	9.610.025
				Patrimônio líquido negativo			
				Capital social	19	3.385.861	3.385.861
				Ajuste de avaliação patrimonial		(985.903)	(1.074.793)
				Reserva de capital		1.817	1.570
				Prejuízos acumulados		(6.433.055)	(5.930.969)
				Total do Patrimônio líquido negativo		(4.031.280)	(3.618.331)
Total do ativo		8.930.239	8.212.737	Total do passivo e Patrimônio líquido negativo		8.930.239	8.212.737

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica-CEEE-D

Demonstração do resultado

Períodos de três e nove meses findos em 30 de setembro de 2025 e 2024



(Em milhares de Reais)

		01/07/2025 a 30/09/2025	01/01/2025 a 30/09/2025	01/07/2024 a 30/09/2024	01/01/2024 a 30/09/2024
	Nota				
Receita operacional líquida	20	1.633.235	4.601.804	1.405.257	3.847.891
Energia elétrica comprada para revenda	22	(903.904)	(2.469.680)	(840.069)	(2.270.810)
Custo de construção		(385.976)	(996.478)	(225.110)	(565.002)
Custo da operação		(129.057)	(395.048)	(103.086)	(285.066)
Custos de energia elétrica, construção e operação	21	(1.418.937)	(3.861.206)	(1.168.265)	(3.120.878)
Lucro bruto		214.298	740.598	236.992	727.013
Despesas operacionais					
Despesas com vendas	21	(47.345)	(135.473)	(31.286)	(114.299)
Despesas gerais e administrativas	21	(55.610)	(156.013)	(55.650)	(164.513)
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	21	(24.532)	(61.056)	(38.891)	(117.936)
Outras despesas operacionais, líquidas	23	(48.069)	(48.098)	(35.775)	(122.280)
Total de despesas operacionais		(175.556)	(400.640)	(161.602)	(519.028)
Resultado antes do resultado financeiro e impostos sobre lucro		38.742	339.958	75.390	207.985
Receitas financeiras	24	145.457	668.924	149.428	499.439
Despesas financeiras	24	(447.575)	(1.510.968)	(358.159)	(1.072.744)
Resultado financeiro		(302.118)	(842.044)	(208.731)	(573.305)
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social		(263.376)	(502.086)	(133.341)	(365.320)
Imposto de renda e contribuição social - diferidos	16.1	-	-	-	48.989
Impostos sobre o lucro		-	-	-	48.989
Prejuízo do período		(263.376)	(502.086)	(133.341)	(316.331)
Resultado básico e diluído por ação ordinária	19.3	(3,85871)	(7,35603)	(1,95357)	(4,63455)
Resultado básico e diluído por ação preferencial	19.3	(3,85871)	(7,35603)	(1,95357)	(4,63455)
Quantidade de ações ordinárias e preferenciais no final do período (em milhares de ações)		68.255	68.255	68.255	68.255

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica-CEEE-D

Demonstração do resultado abrangente

Períodos de três e nove meses findos em 30 de setembro de 2025 e 2024



(Em milhares de Reais)

	01/07/2025 a 30/09/2025	01/01/2025 a 30/09/2025	01/07/2024 a 30/09/2024	01/01/2024 a 30/09/2024
Prejuízo do período	(263.376)	(502.086)	(133.341)	(316.331)
Itens que serão reclassificados posteriormente para o resultado				
Resultado de <i>hedge accounting</i> e benefícios pós-emprego	9.429	88.890	(10.087)	(12.253)
Outros resultados abrangentes do período, líquido de impostos	9.429	88.890	(10.087)	(12.253)
Total resultados abrangentes	(253.947)	(413.196)	(143.428)	(328.584)

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica-CEEE-D

Demonstração das mutações do patrimônio líquido

Períodos findos em 30 de setembro de 2025 e 2024



(Em milhares de Reais)

	Nota	Capital social	Reserva de capital	Ajuste de avaliação patrimonial	Prejuízos acumulados	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2023		3.385.861	1.296	(1.249.712)	(5.492.081)	(3.354.636)
Pagamentos baseados em ações - <i>Stock option</i>		-	227	-	-	227
Resultado abrangente do período						-
Resultado de <i>hedge accounting</i>		-	-	(12.253)	-	(12.253)
Prejuízo do período		-	-	-	(316.331)	(316.331)
Saldos em 30 de setembro de 2024		3.385.861	1.523	(1.261.965)	(5.808.412)	(3.682.993)
Saldos em 31 de dezembro de 2024		3.385.861	1.570	(1.074.793)	(5.930.969)	(3.618.331)
Pagamentos baseados em ações - <i>Stock option</i>	19.2.1	-	223	-	-	223
Pagamentos baseados em ações - <i>Matching Shares</i>	19.2.3	-	24	-	-	24
Resultado abrangente do período						
Resultado de <i>hedge accounting</i>	26.4	-	-	88.890	-	88.890
Prejuízo do período		-	-	-	(502.086)	(502.086)
Saldos em 30 de setembro de 2025		3.385.861	1.817	(985.903)	(6.433.055)	(4.031.280)

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica-CEEE-D

Demonstração dos fluxos de caixa - método indireto

Períodos findos em 30 de setembro de 2025 e 2024



(Em milhares de Reais)

	30/09/2025	30/09/2024
Fluxo de caixa das atividades operacionais		
Prejuízo do período	(502.086)	(316.331)
Ajustes para:		
Amortização do intangível	171.148	109.993
Baixa de intangível, financeiro e contratual	31.996	21.230
Encargos de dívidas, juros, variações monetárias, cambiais e marcação a valor justo, líquidas	327.234	483.050
Provisão para riscos judiciais	135.327	138.420
Provisão para perdas estimadas em crédito de liquidação duvidosa	61.056	117.936
Baixa de recebíveis incobráveis	2.437	4.419
Ajuste a valor presente	7.254	(10.027)
Perdas (ganhos) com instrumentos derivativos	318.785	(92.790)
Atualização do ativo financeiro	(53.404)	(24.733)
Provisão e atualização dos encargos setoriais	37.225	35.138
Valores a devolver (receber) de parcela A e outros itens financeiros	(476.636)	(379.901)
Provisão para perdas de estoques	(36.548)	70.896
Participação nos lucros	5.424	3.519
Rendimentos de aplicações financeiras	(91.269)	(84.737)
Atualização de PIS/COFINS a recuperar	(4.690)	(15.626)
Imposto de renda e contribuição social diferido	-	(48.989)
Valor justo das opções de compra	3.069	82
Subtotal	(63.678)	11.549
Variações nos ativos e passivos, circulantes e não circulantes:		
Contas a receber de clientes	(42.777)	(182.876)
Almoxarifado	(10.799)	(2.439)
Serviços pedidos	(62.754)	(47.987)
Impostos e contribuições a recuperar	(24.785)	1.207
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar	1.188	(1.414)
Outros créditos a receber	51.681	31.107
Depósitos judiciais	(12.463)	(2.281)
Valores a devolver de parcela A e outros itens financeiros	5.130	28.574
Fornecedores	81.047	72.051
Fornecedores - risco sacado	24.101	(7.792)
Impostos e contribuições a recolher	232.501	189.213
Impostos e contribuições sobre o lucro a recolher	2.397	-
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	(41.649)	(54.842)
Benefício pós emprego	(3.097)	12.487
Contribuição de iluminação pública	2.363	(32.330)
Encargos setoriais	(16.522)	(27.614)
Participação nos lucros	(7.891)	(5.786)
Provisão para riscos judiciais	(74.013)	(100.302)
Outras contas a pagar	1.223	(10.529)
Caixa líquido proveniente das (utilizado nas) atividades de operacionais	104.881	(141.553)
Juros recebidos de aplicações financeiras	78.617	84.737
Imposto de renda e contribuição social pagos	(3.127)	-
Juros pagos	(500.081)	(384.203)
Fluxo de caixa líquido utilizado nas atividades de operacionais	(383.388)	(429.470)
Fluxo de caixa de atividades de investimento		
Aquisições no ativos de contrato	(871.851)	(556.386)
Resgate das aplicações financeiras	408.752	651.871
Fluxo de caixa líquido provenientes das (utilizado nas) atividades de investimento	(463.099)	95.485
Fluxo de caixa de atividades de financiamento		
Captação de empréstimos e financiamentos	521.070	-
Amortização de empréstimos e financiamentos	(16.451)	(275.102)
Captação de debêntures, líquida dos custos de transação	986.746	750.000
Amortização de debêntures	(300.000)	(311.679)
Amortização do passivo de arrendamento	(958)	(1.003)
Fluxo de caixa líquido provenientes das atividades de financiamento	1.190.407	162.216
Aumento em caixa e equivalentes de caixa	343.920	(171.769)
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	83.929	464.985
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	427.849	293.216
Aumento em caixa e equivalentes de caixa	343.920	(171.769)

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica-CEEE-D

Demonstração do valor adicionado

Períodos findos em 30 de setembro de 2025 e 2024



(Em milhares de Reais)

	30/09/2025	30/09/2024
Receitas		
Vendas de produtos, serviços e receitas de construção	5.503.736	5.043.079
Receitas de construção	996.478	565.002
Perda estimada em créditos de liquidação duvidosa	(61.056)	(117.936)
Subtotal	6.439.158	5.490.145
Insumos adquiridos de terceiros (inclui - ICMS e IMA)		
Custos dos produtos e dos serviços vendidos	(3.466.158)	(2.835.812)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros	(442.483)	(366.390)
Outras despesas	(94.594)	(164.777)
Subtotal	(4.003.235)	(3.366.979)
Valor adicionado bruto	2.435.923	2.123.166
Amortização	(171.148)	(109.993)
Valor adicionado líquido gerado pela Companhia	2.264.775	2.013.173
Valor adicionado recebido em transferência		
Receitas financeiras	682.968	513.004
	682.968	513.004
Valor adicionado total a distribuir	2.947.743	2.526.177
Distribuição do valor adicionado		
Pessoal		
Remuneração direta	53.456	51.697
Benefícios	16.499	16.374
FGTS	7.369	12.587
Subtotal	77.324	80.658
Impostos, taxas e contribuições		
Federais	1.092.054	994.926
Estaduais	765.458	690.407
Municipais	118	122
Subtotal	1.857.630	1.685.455
Remuneração de capitais de terceiros		
Juros	977.961	603.616
Aluguéis	3.907	3.651
Outras despesas financeiras	533.007	469.128
Subtotal	1.514.875	1.076.395
Remuneração de capitais próprios		
Prejuízo do período	(502.086)	(316.331)
	(502.086)	(316.331)
Valor adicionado	2.947.743	2.526.177

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

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 30 de setembro de 2025, 1.989.894(*) 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. Após os impactos do evento climático extremo em maio de 2024 e outros eventos climáticos ocorridos durante o exercício de 2024, a Companhia salienta que tanto as ações de cobrança quanto o processo de faturamento voltaram a normalidade desde agosto de 2024 e que não comprometeram sua continuidade operacional.

Em 30 de setembro de 2025, a Companhia apresentou capital circulante líquido no valor de R\$ 501.552 (R\$ 329.844 em 31 de dezembro de 2024), além de resultado antes do resultado financeiro e dos impostos sobre o lucro positivo, desde a entrada do novo acionista controlador em 2021, de R\$ 339.958 (R\$ 207.985 em 30 de setembro de 2024), devido a melhoria dos indicadores de perdas, significativa redução das despesas operacionais, aumento da tarifa e do volume de energia faturada que, no trimestre findo em 30 de setembro de 2025 alcançou 2.078 GWh(*) (2.035 GWh(*) em 30 de setembro de 2024).

(*) Informação não revisada.

A Companhia vem ainda apresentando geração de caixa operacional negativo de R\$ 383.388 e prejuízo de R\$ 502.086 no período findo em 30 de setembro de 2025 (caixa operacional negativo R\$ 429.470 e prejuízo de R\$ 316.331, no período findo em 30 de setembro 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 nº13 e 14 – 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 e para o exercício de 2025 foram mantidas 140 equipes com expansão das 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 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 finalizou as inspeções dos materiais sinistrados e apresentou todos os pleitos às seguradoras, com base nas coberturas previstas em sua apólice de riscos operacionais. Importante ressaltar que as apólices cobrem de forma integral todos os sinistros identificados. Em 2024, a Companhia registrou R\$ 4.500 referentes a adiantamentos recebidos e/ou aprovados pela seguradora, além de registrar R\$ 3.151, no primeiro trimestre de 2025, provenientes da venda do primeiro lote dos materiais recuperados e do segundo adiantamento de restituição. A regulação do sinistro foi concluída com o recebimento de R\$ 251, referentes à venda do segundo lote de salvados em 23 de julho de 2025, e com o recebimento da restituição final no valor de R\$ 12.794 em 03 de novembro de 2025.

Em 28 de julho de 2025 ocorreu um evento climático que atingiu toda a área de concessão, com desligamento de 430 mil clientes no seu momento mais crítico. A normalização total do atendimento ocorreu em 04 de agosto de 2025. A Companhia não teve danos a estruturas que comprometessem a continuidade da prestação do serviço no curto, médio e longo prazo, sendo as principais perdas restritas a cabos, postes, transformadores e pequenas estruturas que foram substituídas durante atuação das equipes de campo para recomposição do sistema, que totalizaram aproximadamente R\$ 1.784 até 30 de setembro de 2025.

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, que entrará em vigor, em período de transição, a partir de 2026 e com previsão de valer integralmente a partir de 2033. A reforma substitui os tributos PIS, COFINS, IPI, ICMS e ISS por um modelo de Imposto sobre Valor Adicionado (IVA) dual, composto pela Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS), de competência federal, e pelo Imposto sobre Bens e Serviços (IBS), de competência estadual e municipal.

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

Dessa forma, até 30 de setembro 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.

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.

A emissão dessas informações contábeis intermediárias foi autorizada pelo Conselho de Administração da Companhia em 12 de novembro de 2025.

2.2 Moeda funcional e 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 e estimativas críticas aplicáveis à essas informações contábeis intermediárias, estão consistentes com aquelas adotadas e divulgadas nas demonstrações contábeis anuais da Companhia, referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024, e, portanto, devem ser lidas em conjunto.

3.1 Novas normas e interpretações vigentes e não vigentes

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

3.1.1 Alterações em pronunciamentos contábeis com vigência a partir de 2025

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

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
CPC 51/IFRS 18: Apresentação e divulgação das Demonstrações Contábeis	O CPC 51/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. O CPC 51/IFRS 18 substituirá o CPC 26/ IAS 1: 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.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de setembro de 2025
(Valores expressos em milhares de reais)



4 Caixa e equivalentes de caixa

	30/09/2025	31/12/2024
Caixa e depósitos bancários à vista	21.071	43.433
Equivalentes de caixa (a)		
Investimentos		
Certificado de Depósito Bancário – CDB	406.778	40.496
Subtotal de equivalentes de caixa	406.778	40.496
Total	427.849	83.929

- (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 30 de setembro de 2025, equivale a 101,94% do CDI (101,70% em 31 de dezembro de 2024).

5 Aplicações financeiras

	30/09/2025	31/12/2024
Circulante		
Fundos de investimentos (a)		
Cotas de fundos de investimentos	388.670	789.159
Cotas de fundos de investimento FIDC (b)	17.146	12.366
Títulos públicos	-	391
Total	405.816	801.916

- (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 12.1 – Fornecedores – risco sacado.

A carteira da Companhia é remunerada pela variação do Certificado de Depósito Interbancário (CDI), e a rentabilidade média ponderada da carteira no período findo em 30 de setembro de 2025, equivale a 102,13% 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 30 de setembro de 2025
(Valores expressos em milhares de reais)



6 Contas a receber de clientes

6.1 Composição dos saldos

	30/09/2025				31/12/2024			
	Vencidos				Vencidos			
	A Vencer	Até 90 dias	Mais de 90 dias	Total	A vencer	Até 90 dias	Mais de 90 dias	Total
Residencial	204.977	107.163	393.525	705.665	186.672	107.937	390.394	685.003
Industrial	9.080	2.709	10.466	22.255	8.190	2.513	11.600	22.303
Comercial	77.887	24.647	113.066	215.600	81.007	28.745	120.218	229.970
Rural	18.382	9.851	24.558	52.791	20.195	9.354	19.260	48.809
Poder público	14.953	869	677	16.499	11.913	1.238	827	13.978
Iluminação pública	11.807	805	3.497	16.109	10.112	437	8.168	18.717
Serviço público	8.808	1.139	27	9.974	3.833	176	36	4.045
Contas a receber de consumidores faturados	345.894	147.183	545.816	1.038.893	321.922	150.400	550.503	1.022.825
Residencial	89.778	18.803	159.208	267.789	105.425	20.987	148.506	274.918
Industrial	2.431	313	5.337	8.081	4.523	435	5.390	10.348
Comercial	44.698	4.830	73.111	122.639	61.797	5.753	71.601	139.151
Rural	26.004	675	4.786	31.465	26.605	697	4.508	31.810
Poder público	79.187	201	754	80.142	71.615	397	400	72.412
Iluminação pública	45.699	543	28	46.270	52.033	301	437	52.771
Serviço público	25	2	-	27	115	1	-	116
Parcelamentos (a)	287.822	25.367	243.224	556.413	322.113	28.571	230.842	581.526
Contas a receber de consumidores não faturados (b)	234.067	-	-	234.067	240.571	-	-	240.571
Baixa renda (c)	14.643	-	-	14.643	12.326	-	-	12.326
Outras	24.656	-	-	24.656	21.626	-	-	21.626
Subtotal	907.082	172.550	789.040	1.868.672	918.558	178.971	781.345	1.878.874
(-) PECLD	(64.592)	(37.523)	(631.533)	(733.648)	(61.704)	(39.011)	(607.113)	(707.828)
Total contas a receber de clientes	842.490	135.027	157.507	1.135.024	856.854	139.960	174.232	1.171.046
Circulante				998.867				1.041.486
Não circulante				136.157				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 30 de setembro de 2025, no montante de R\$ 182.499 e (R\$ 175.245 em 31 de dezembro de 2024), em contrapartida ao resultado financeiro, no montante líquido de R\$ 7.254, conforme nota explicativa nº 24 – Resultado financeiro;
- (b) As contas a receber de clientes de consumidores não faturados, corresponde ao consumo estimado baseado no ciclo de leitura, o qual é encerrado 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 (b)	Baixas (c)	30/09/2025
Contas a receber de consumidores faturados	(439.612)	(43.543)	43.496	(439.659)
Parcelamentos	(249.947)	(32.393)	18.846	(263.494)
Contas a receber de consumidores não faturados	(5.831)	167	-	(5.664)
Outras (a)	(12.438)	6.103	(18.496)	(24.831)
Total	(707.828)	(69.666)	43.846	(733.648)

- (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 30 de setembro de 2025, gerou uma provisão, no montante de R\$ 69.666, com impacto no resultado operacional e no resultado financeiro de R\$ 69.108 e R\$ 558, respectivamente, conforme notas explicativas nº 21 – Custos do serviço e despesas operacionais e nº 24 – Resultado financeiro; 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 30 de setembro 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	30/09/2025
Parcela A						
CDE - Conta de desenvolvimento energético (a)	9.195	37.847	(9.195)	1.835	-	39.682
PROINFA - Programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica	(2.237)	10.327	1.870	541	-	10.501
Rede básica (b)	84.601	56.981	(76.544)	6.664	-	71.702
Compra de energia CVA (c)	(215.980)	104.145	376.999	6.375	-	271.539
ESS - Encargos do serviço do sistema (d)	33.577	(1.606)	(33.786)	1.263	-	(552)
Transp. Itaipú	3.731	5.936	(5.120)	250	-	4.797
	(87.113)	213.630	254.224	16.928	-	397.669
Itens financeiros						
Sobrecontratação de energia (e)	102.232	42.520	(70.227)	1.266	-	75.791
Neutralidade (f)	(1.457)	(62.696)	2.470	(6.415)	-	(68.098)
Ultrapassagem de demanda e reativo excedente	(45.938)	(24.119)	21.636	(391)	-	(48.812)
Compensação créditos PIS/COFINS (g)	117.811	-	(102.045)	(500)	-	15.266
Risco hidrológico	(201.371)	-	15.895	(10.166)	-	(195.642)
CDE Modicidade Tarifária – Empréstimo (h)	(27.570)	-	22.463	(1.813)	(4.248)	(11.168)
Outros (i)	17.388	(4.361)	149.645	18.692	(882)	180.482
	(38.905)	(48.656)	39.837	673	(5.130)	(52.181)
Total	(126.018)	164.974	294.061	17.601	(5.130)	345.488
Circulante						
Valores a receber	558.543					763.154
Valores a devolver	(873.965)					(482.761)
Efeito líquido ativo (passivo)	(315.422)					280.393
Não circulante						
Valores a receber	438.244					116.410
Valores a devolver	(248.840)					(51.315)
Efeito líquido ativo (passivo)	189.404					65.095
Efeito líquido total	(126.018)					345.488

- (a) A conta de CDE foi impactada pelos custos de CDE USO que superaram as quotas das coberturas tarifárias definidas de acordo com a REH nº 3.433 de 10 de dezembro de 2024 e a REH nº 3.484 de 15 de julho de 2025, que geraram valores a receber no montante de R\$ 37.847;
- (b) O saldo da CVA Rede Básica foi impactado pelo aumento na contratação do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) para 2025, o que resultou em custos com a Rede Básica superiores à cobertura tarifária estabelecida no processo tarifário de 2024, o que totalizou em um montante de constituição de R\$ 56.981;
- (c) O saldo da CVA de energia teve como principais impactos no período um efeito positivo de disponibilidade, risco hidrológico e exposição financeira repassados às distribuidoras, para atendimento do mercado, de R\$ 166.002; e o efeito negativo de R\$ 61.857 devido ao lançamento da provisão da neutralidade da bandeira faturada de agosto e setembro de 2025 não homologados pela Aneel, totalizando uma constituição de R\$ 104.145;
- (d) O ESS (Encargo de Serviço do Sistema) está relacionado ao pagamento de usinas térmicas despachadas e que operam com o preço de compra acima do PLD (Preço de Liquidação das Diferenças). O ONS (Operador Nacional do Sistema) 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 superior aos custos efetivamente pagos, sendo a principal constituição o valor de R\$ 1.606;
- (e) A constituição de R\$ 42.520 deve-se à venda no mercado de curto prazo a um PLD médio inferior ao preço médio de compra de energia das distribuidoras;
- (f) A neutralidade dos encargos é calculada a partir das diferenças mensais entre os valores faturados de cada item dos encargos setoriais durante o período de referência e os valores previstos no processo tarifário anterior, ajustados pela taxa SELIC, conforme regulamentação vigente. No período atual, foi registrada uma constituição de R\$ 62.696;
- (g) 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 18 – PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores;
- (h) 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; e
- (i) O saldo total de amortização de outros foi afetado principalmente pelas amortizações de Diferimento de Parcela B positivo em R\$ 85.316, pela Quitação da Conta COVID/Escassez positivo em R\$ 61.524 e pelo Encargo Escassez Hídrica positivo em R\$ 3.762. Os demais itens somados totalizam negativamente um valor de R\$ 957 e inclui financeiros como Reversão de Créditos Associados a REN nº 376 e 414, 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. Em vigor de 22/11/2024 a 21/11/2025.

No período findo em 30 de setembro de 2025, a Companhia reconheceu o montante de R\$ 15.397 (R\$ 111.906 em 31 de dezembro de 2024) de bandeira tarifária, sendo que R\$ 39.369 (R\$ 73.726 em 31 de dezembro de 2024) obtidos por meio de faturamento junto aos clientes e R\$ 23.972 negativos (R\$ 38.180 em 31 de dezembro de 2024) pagamento 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 30 de setembro de 2025
(Valores expressos em milhares de reais)



8 Partes relacionadas

Em 30 de setembro 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:

		30/09/2025		31/12/2024		30/09/2024	
Companhias	Notas	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)	1.626	3.775	2.160	2.638		
Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.	(a)	1.716	5.174	3.047	3.330		
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	(a)	484	1.639	711	1.097		
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(a)	667	1.982	1.029	1.502		
Companhia de Eletricidade do Amapá – CEA	(a)	126	638	241	323		
Equatorial Goiás Distribuidora de Energia S.A.	(a)	1.606	6.380	2.565	1.306		
Equatorial Transmissora 1 SPE S.A.	(a)	6	21	17	20		
Equatorial Transmissora 2 SPE S.A.	(a)	6	20	16	20		
Equatorial Transmissora 3 SPE S.A.	(a)	9	29	19	27		
Equatorial Transmissora 4 SPE S.A.	(a)	16	66	79	66		
Equatorial Transmissora 5 SPE S.A.	(a)	7	22	17	21		
Equatorial Transmissora 6 SPE S.A.	(a)	7	24	17	23		
Equatorial Transmissora 7 SPE S.A.	(j)	-	-	-	24		
Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.	(a)	12	39	34	39		
Total		6.288	19.809	9.952	10.436		
Outros créditos a receber – Intercompany							
Entidade é membro do mesmo grupo econômico							
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	(b)	101	-	37	-		
Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.	(b)	-	-	1.909	-		
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(b)	675	-	37	-		
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	(b)	1.169	-	405	-		
Companhia de Eletricidade do Amapá – CEA	(b)	-	-	27	-		
Equatorial Goiás Distribuidora de Energia S.A.	(b)	-	-	518	-		
Total		1.945	-	2.933	-		
Fornecedores							
Entidade é membro do mesmo grupo econômico							
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	(c)	(251)	-	(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)	-		
Equatorial Transmissora 1 SPE S.A.	(e)	(218)	(1.309)	(208)	(1.258)		
Equatorial Transmissora 2 SPE S.A.	(e)	(195)	(1.169)	(186)	(1.288)		
Equatorial Transmissora 3 SPE S.A.	(e)	(284)	(1.706)	(272)	(1.877)		
Equatorial Transmissora 4 SPE S.A.	(e)	(513)	(3.079)	(489)	(3.589)		
Equatorial Transmissora 5 SPE S.A.	(e)	(239)	(1.413)	(140)	(1.549)		
Equatorial Transmissora 6 SPE S.A.	(e)	(293)	(1.692)	(280)	(1.916)		
Equatorial Transmissora 7 SPE S.A.	(j)	-	-	-	(1.308)		
Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.	(e)	(327)	(1.736)	(251)	(2.220)		
Instituto de Ciência e Tecnologia Grupo Equatorial – ICT	(f)	(224)	-	(1.996)	-		
Equatorial Telecomunicações S.A.	(d)	(1.134)	(674)	(1.612)	(3.053)		
Equatorial Serviços S.A.	(g)	(7.091)	(22.067)	(7.186)	(23.310)		
Total		(10.773)	(34.845)	(14.287)	(41.368)		
Outras contas a pagar							
Entidade é membro do mesmo grupo econômico							
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	(a)	(5.537)	(16.667)	(4.314)	(13.407)		
Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.	(a)	(1.541)	(5.558)	(1.524)	(6.025)		
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(a)	(735)	(2.434)	(552)	(1.839)		
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	(a)	(593)	(2.109)	(1.022)	(2.227)		
Companhia de Eletricidade do Amapá – CEA	(a)	(151)	(622)	(239)	(472)		
Equatorial Goiás Distribuidora de Energia S.A.	(a)	(1.897)	(5.999)	(2.489)	(1.801)		
Equatorial Transmissora 1 SPE S.A.	(a)	(1)	(5)	(6)	(9)		
Equatorial Transmissora 2 SPE S.A.	(a)	(3)	(17)	(11)	(21)		
Equatorial Transmissora 3 SPE S.A.	(a)	(1)	(8)	(3)	(7)		
Equatorial Transmissora 4 SPE S.A.	(a)	(85)	(405)	(126)	(350)		
Equatorial Transmissora 5 SPE S.A.	(a)	(1)	(6)	(5)	(10)		
Equatorial Transmissora 6 SPE S.A.	(a)	(1)	(7)	(1)	(6)		
Equatorial Transmissora 7 SPE S.A.	(j)	-	-	-	(13)		
Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.	(a)	(1)	(10)	(16)	(21)		
Controladora indireta							
Equatorial S.A.	(h)	(11.483)	(16.076)	(21.101)	(32.037)		
Entidade é plano de benefício pós-emprego							
Equatorial Energia Fundação de Previdência – EQTPREV		-	(139)	-	-		
Total		(22.030)	(50.062)	(31.409)	(58.245)		
		30/09/2025		31/12/2024			
Investimentos em serviço – (bens em comodato)		Ativo	Passivo	Ativo	Passivo		
Entidade é membro do mesmo grupo econômico							
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(i)	108	(108)	112	(112)		

- (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. Adicionalmente, a Companhia reconheceu despesas de doações realizadas para o Instituto em maio de 2025 no montante de R\$ 500;
- (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 o Instrumento Particular de Remuneração pela Prestação de Garantia Corporativa (aval), entre a Companhia (contratante) e a Equatorial S.A. (contratada), estabelecendo as condições para eventual remuneração das garantias prestadas sob a forma de aval em contratos. Conforme previsto nas condições contratuais, a prestação da garantia poderá estar sujeita a remuneração equivalente a 1% a.a. (um por cento ao ano), pro rata, incidente sobre o saldo devedor do título ou contrato garantido;
- (i) Relação de ativos cedidos em comodato, da Equatorial 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; e
- (j) Em 05 de dezembro de 2024 foi concluído o processo de alienação da Equatorial Transmissora 7 SPE S.A, a informação dos valores foi mantida exclusivamente para fins de análise comparativa.

8.1 Remuneração de pessoal-chave da Administração

O pessoal-chave da Administração inclui o Conselho de Administração e Fiscal, o Comitê de Auditoria Estatutário, o Presidente e Diretores. 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 30 de setembro 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-emprego estão descritos na nota explicativa nº 25 – Benefício pós-emprego e referem-se aos planos de aposentadoria e pensão com o objetivo de complementar e suplementar o sistema oficial da previdência social.

Os diretores executivos possuem o benefício de plano de Pagamento Baseado em Ações. As datas de vencimento e os preços de exercício das opções de compra de ações pelos diretores executivos estão apresentados na nota explicativa nº 19.2 – Plano de opção de compra de ações.

Proporção de cada elemento na remuneração total paga, referente aos períodos findos em 30 de setembro de 2025 e 2024:

	01/07/2025 a 30/09/2025	01/01/2025 a 30/09/2025	01/07/2024 a 30/09/2024	01/01/2024 a 30/09/2024
Total Remuneração fixa anual	433	2.006	468	1.647
Salário ou Pró-labore	420	1.965	459	1.612
Benefícios diretos e indiretos	13	41	9	35
Total Remuneração variável	-	608	-	863
Total Remuneração baseada em ações	154	567	80	195
Valor total da remuneração	587	3.181	548	2.705

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de setembro de 2025
(Valores expressos em milhares de reais)



8.2 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 (*)	% Garantido	Início	Término	Valor liberado	30/09/2025 (a)
1ª Emissão de Debêntures 1ª Série	1.200.000	100	19/08/2021	15/08/2026	1.200.000	300.796
1ª Emissão de Debêntures 2ª Série	300.000	100	19/08/2021	15/09/2029	300.000	378.160
1ª Nota Comercial	400.000	100	17/10/2022	14/10/2027	400.000	429.128
2ª Emissão de Debêntures 1ª Série	250.000	100	23/12/2022	15/12/2029	250.000	239.187
Citibank	583.800	100	30/06/2023	27/01/2027	583.800	648.842
Bank of América	233.760	100	06/07/2023	29/01/2027	233.760	260.647
3ª Emissão de Debêntures Série Única	180.000	100	09/08/2023	15/07/2030	180.000	195.704
BNDES 21/22/23	200.000	100	27/09/2023	15/12/2036	200.000	186.575
BNDES 22/23/24	860.000	100	22/07/2025	15/08/2043	430.000	424.513
BNDES Crédito Emergencial	300.000	100	29/09/2025	15/06/2030	95.399	95.400
4ª Emissão de Debêntures Série Única	1.000.000	100	20/12/2023	11/12/2029	1.000.000	1.046.510
5ª Emissão de Debêntures Série Única	250.000	100	19/06/2024	15/05/2036	250.000	244.700
6ª Emissão de Debêntures Série Única	500.000	100	09/08/2024	05/08/2030	500.000	510.422
7ª Emissão de Debêntures Série Única	420.000	100	04/10/2024	15/09/2036	420.000	392.838
8ª Emissão de Debêntures 1ª Série	300.000	100	09/04/2025	25/03/2030	300.000	300.525
8ª Emissão de Debêntures 2ª Série	400.000	100	09/04/2025	25/03/2031	400.000	398.571
9ª Emissão de Debêntures Série Única	300.000	100	01/07/2025	15/06/2037	300.000	300.996
Santander	400.000	100	29/11/2024	29/11/2027	400.000	420.863
Apólices de Seguros	654.684	100	18/04/2022	04/10/2031	N/A	N/A
Total	8.732.244				7.442.959	6.774.377

(*) Para maior detalhamento, vide item (h), nota explicativa nº 8 – Partes relacionadas.

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

9 Ativo financeiro da concessão

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

	31/12/2024	Atualização do ativo financeiro (a)	Transferência - Ativos de contrato (b)	30/09/2025
Ativo financeiro	970.642	60.304	174.797	1.205.743
Obrigações especiais (c)	(187.883)	(6.900)	-	(194.783)
Total ativo financeiro da concessão	782.759	53.404	174.797	1.010.960

(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 20 – 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.

10 Intangível

O ativo intangível está constituído conforme a seguir demonstrado:

		30/09/2025		
Taxas anuais médias ponderadas de amortização (%)	Custo	Amortização	(-) Obrigações vinculadas à concessão	Valor líquido
Em serviço 4,11%	5.761.929	(2.484.207)	(187.394)	3.090.328
Total	5.761.929	(2.484.207)	(187.394)	3.090.328

		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.

10.1 Movimentação do ativo intangível

	31/12/2024	Adições	Baixas (c)	Transferências Ativos de contrato (a)	30/09/2025
Em serviço	5.152.818	-	(77.623)	686.734	5.761.929
(-) Amortização	(2.349.348)	(180.486)	45.627	-	(2.484.207)
Total em serviço	2.803.470	(180.486)	(31.996)	686.734	3.277.722
Obrigações especiais (b)	(309.752)	-	-	(5.634)	(315.386)
(-) Amortização	117.567	10.425	-	-	127.992
Total em obrigações especiais	(192.185)	10.425	-	(5.634)	(187.394)
Total	2.611.285	(170.061)	(31.996)	681.100	3.090.328

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

(b) Obrigações especiais representam substancialmente recursos da União Federal, dos Estados e dos Municípios e pela participação de consumidores, vinculados à realização de investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica; e

(c) A Companhia efetuou a baixa de ativos imobilizados vinculados à concessão de distribuição de energia elétrica, principalmente equipamentos, redes e instalações substituídos ou desativados em decorrência de avarias, modernização e otimização da rede, em conformidade com as práticas contábeis e regulatórias aplicáveis ao setor elétrico. Apresentando no período cerca de 80% das baixas em postes, condutores e transformadores de distribuição.

10.2 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 30 de setembro de 2025, não foram identificadas situações que exigissem novas análises.

11 Ativos de contrato

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

	31/12/2024	Adições (c)	Transferências (b)		30/09/2025
			Ativo intangível	Ativo financeiro	
Ativos de contrato (d)	1.404.122	959.930	(686.734)	(174.797)	1.502.521
(-) Provisão para perda de estoque e obras	(95.740)	36.548	-	-	(59.192)
Obrigações especiais (a)	(94.470)	(12.795)	5.634	-	(101.631)
Total	1.213.912	983.683	(681.100)	(174.797)	1.341.698

- (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\$ 983.683 refere-se às adições líquidas dos ativos de contrato reconhecidas no período. Deste total, R\$ 871.851 impactaram o Caixa da Companhia e, conforme nota explicativa nº 27.1 – Transações que não afetam caixa, R\$ 19.240 refere-se às adições em contrapartida de fornecedores, R\$ 47.266 refere-se às adições em contrapartida de obrigações sociais e trabalhistas, R\$ 8.778 refere-se à capitalização de juros de empréstimos ligados à aquisição ou construção de ativos qualificáveis de acordo com as regras do CPC 20 (R1) – Custos de Empréstimos, ver informações na nota explicativa nº 13 – Empréstimos e financiamentos e R\$ 36.548 refere-se a reversão de provisão para perda de estoque e obra; e
- (d) A Companhia possui, em 30 de setembro de 2025, o saldo de almoxarifado de R\$ 385.441, classificados como ativos de contrato, 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, consequentemente, nenhuma provisão foi constituída no período, findo em 30 de setembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024. Os valores dos bens em construção estão sujeitos à fiscalização da ANEEL.

12 Fornecedores

	30/09/2025	31/12/2024
Suprimento de energia elétrica (a)	327.134	268.683
Encargos de uso da rede elétrica	112.671	110.515
Materiais e serviços (b)	195.603	152.409
Partes relacionadas – nota explicativa nº 8	10.773	14.287
Total	646.181	545.894

- (a) O saldo em 30 de setembro de 2025 apresentou um aumento de R\$ 58.451 em relação a 31 de dezembro de 2024, em função das seguintes variações: (i) aumento de R\$ 84.145 nas despesas do Mercado de Curto Prazo devido ao crescimento do PLD projetado para a região SUL em R\$ 236,54 (R\$ 64,80 em 31 de dezembro de 2024); e (ii) redução de R\$ 25.694 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 do período ocorreu principalmente pelo fornecimento de materiais para obras.

O saldo de fornecedores não incide juros e é geralmente liquidado pela Companhia em prazo médio de até 51 dias (52 dias em 31 de dezembro de 2024).

12.1 Fornecedores – Risco sacado

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

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 é cotista. A Companhia quita a fatura original, pagando ao FIDC de acordo com a data de vencimento original mencionada.

Em 30 de setembro de 2025, o saldo de fornecedores – risco sacado é de R\$ 65.017 (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\$ 233.836, no período findo em 30 de setembro de 2025 (R\$ 167.760 em 30 de setembro de 2024).

Em 30 de setembro de 2025 o prazo médio de pagamento destes títulos é de 38 dias (35 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 30 de setembro de 2025
(Valores expressos em milhares de reais)



13 Empréstimos e financiamentos

13.1 Composição do saldo

			30/09/2025			31/12/2024		
	Custo da dívida (% a.a.)	Garantias	Circulante	Não Circulante	Total	Circulante	Não Circulante	Total
Moeda estrangeira (US\$)								
Bank Of America (BOFA) (a)	CDI + 1,8475%	Aval/Fiança	4.111	256.536	260.647	9.822	295.949	305.771
Banco Citibank (a)	CDI + 1,85%	Aval/Fiança	73.760	575.082	648.842	130	743.076	743.206
Total moeda estrangeira US\$			77.871	831.618	909.489	9.952	1.039.025	1.048.977
Moeda nacional								
Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) (b)	2,35% / IPCA + 7,38% / CDI + 0,335%	Aval/Fiança + Conta reserva + Recebíveis	42.730	672.073	714.803	16.803	178.764	195.567
Santander	CDI + 1,10%	Aval/Fiança	20.863	400.000	420.863	4.080	400.000	404.080
Notas Comerciais	CDI + 1,40%	Aval/Fiança	29.128	400.000	429.128	10.233	400.000	410.233
Subtotal			92.721	1.472.073	1.564.794	31.116	978.764	1.009.880
Custo de captação			(598)	(7.717)	(8.315)	(354)	(3.941)	(4.295)
Total moeda nacional			92.123	1.464.356	1.556.479	30.762	974.823	1.005.585
Total empréstimos e financiamentos			169.994	2.295.974	2.465.968	40.714	2.013.848	2.054.562

- (a) Considera-se no custo da dívida do *Bank Of America* e *Citibank*, o custo da ponta passiva do *swap*. Para mais detalhes, consulte a nota explicativa nº 26.4 - Instrumentos Financeiros Derivativos; e
- (b) O custo da dívida do BNDES indicado em CDI+, considera a taxa efetiva da ponta passiva do *swap*. Para mais detalhes, consulte a nota explicativa nº 26.4 - Instrumentos Financeiros Derivativos.

13.2 Movimentação de empréstimos e financiamentos

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

	Moeda nacional		Moeda estrangeira (US\$)		Total
	Passivo circulante	Passivo não circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	
Saldos em 31 de dezembro de 2024	30.762	974.823	9.952	1.039.025	2.054.562
Ingressos	-	525.399	-	-	525.399
Encargos	105.813	6	43.249	-	149.068
Variação monetária, cambial e marcação a valor justo	714	8.139	(2.045)	(141.696)	(134.888)
Transferências	39.682	(39.682)	65.711	(65.711)	-
Amortizações de principal	(16.451)	-	-	-	(16.451)
Pagamentos de juros	(68.706)	-	(38.996)	-	(107.702)
Custo de captação (a)	309	(4.329)	-	-	(4.020)
Saldos em 30 de setembro de 2025	92.123	1.464.356	77.871	831.618	2.465.968

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

13.3 Ingressos

Instituição	Ingresso	Data do Ingresso	Pagamento de Juros	Amortização	Destinação de Recurso	Encargo Financeiro (a.a.)	Taxa Efetiva com Derivativo (a.a.)
BNDES	430.000	jul-25	Mensal	Mensal	Investimento	IPCA + 7,71%	CDI + 0,3350%
BNDES	95.399	set-25	Mensal	Mensal	Investimento	2,35%	Não se aplica
Total	525.399						

13.4 Cronograma de amortização da dívida

Em 30 de setembro de 2025, as parcelas relativas aos empréstimos e financiamentos apresentavam os seguintes vencimentos:

Vencimento	30/09/2025	
	Valor	%
Circulante	169.994	7%
2026	14.529	1%
2027	1.698.382	68%
2028	66.764	3%
2029	66.764	3%
Até 2030 até 2043	457.252	18%
Subtotal	2.303.691	93%
Custo de captação (não circulante)	(7.717)	-
Não circulante	2.295.974	93%
Total empréstimos e financiamentos	2.465.968	100%

13.5 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:

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

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

No período findo em 30 de setembro 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, assegurada por auditoria independente e entregue até 31 de maio do ano subsequente. O *covenant* estabelecido nos contratos consiste na relação Dívida Líquida/EBITDA. No exercício findo em 31 de dezembro de 2024, a Companhia manteve-se em cumprimento de todas as obrigações e dentro dos limites estipulados contratualmente.

14 Debêntures

14.1 Movimentação de debêntures

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

	Passivo circulante	Passivo não circulante	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2024	375.884	3.271.216	3.647.100
Ingressos	-	1.000.000	1.000.000
Encargos	360.082	-	360.082
Transferências	292.248	(292.248)	-
Amortização de principal	(300.000)	-	(300.000)
Pagamento de juros	(346.472)	-	(346.472)
Varição monetária, cambial e marcação a valor justo (a)	332	(43.676)	(43.344)
Custo de captação (b)	4.297	(13.254)	(8.957)
Saldos em 30 de setembro de 2025	386.371	3.922.038	4.308.409

- (a) Além das variações monetárias e cambiais, o saldo é composto da marcação a mercado das dívidas que são objeto de *swaps* contabilizados pelo método do *hedge* a valor justo; e
- (b) Refere-se a movimentação do custo de transação/captação, quando positivo significa amortização e quando negativo adição.

14.2 Ingressos

Emissão	Ingresso	Data do Ingresso	Pagamento de Juros	Amortização	Destinação de Recurso	Encargo Financeiro (a.a.)	Taxa Efetiva com Derivativo (a.a.)
8ª Emissão, 1ª Série	300.000	abr-25	Semestral	<i>Bullet</i>	Capital de Giro	CDI + 0,80%	Não se aplica
8ª Emissão, 2ª Série	400.000	abr-25	Semestral	Anual após carência	Capital de Giro	CDI + 0,80%	Não se aplica
9ª Emissão, Série Única	300.000	jul-25	Semestral	Anual após carência	Investimento	IPCA + 7,0606%	CDI - 0,020%
Total	1.000.000						

14.3 Cronograma de amortização da dívida

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

Vencimento	30/09/2025	
	Valor	%
Circulante	386.371	9%
2027	200.000	5%
2028	792.545	18%
2029	1.190.819	28%
Até 2030 até 2037	1.782.856	41%
Subtotal	3.966.220	92%
Custo de captação (não circulante)	(44.182)	-1%
Total Não circulante	3.922.038	91%
Total debêntures	4.308.409	100%

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de setembro de 2025
(Valores expressos em milhares de reais)



14.4 Características das debêntures

Emissão	Característica	Série	Garantias	Valor da Emissão	Custo Nominal	Data da Emissão	Venc. Final	Passivo circulante	Passivo não circulante	30/09/2025
										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	304.595	-	304.595
1ª(a)	(1)/(3)/(4)/(5)/(6)	2ª	Aval/Fiança	300.000	IPCA+5,4%a.a.	ago/21	set/29	2.477	371.884	374.361
2ª(a)(b)	(1)/(3)/(4)/(5)/(6)	1ª	Aval/Fiança	250.000	CDI+1,08%a.a.	dez/22	dez/29	6.013	233.174	239.187
3ª(a)	(1)/(3)/(4)/(5)/(6)	Única	Aval/Fiança	180.000	IPCA+6,50%a.a.	ago/23	jul/30	1.768	193.936	195.704
4ª	(1)/(3)/(4)/(6)	Única	Aval/Fiança	1.000.000	CDI+1,65%a.a.	dez/23	dez/29	48.548	997.962	1.046.510
5ª(a)(b)	(1)/(3)/(4)/(5)/(6)	Única	Aval/Fiança	250.000	CDI+0,29%a.a.	jun/24	mai/36	5.718	238.982	244.700
6ª	(1)/(3)/(4)/(6)	Única	Aval/Fiança	500.000	CDI+1,05%a.a.	ago/24	ago/30	11.674	498.748	510.422
7ª(b)	(1)/(3)/(4)/(5)/(6)	Única	Aval/Fiança	420.000	CDI+0,24%a.a.	out/24	set/36	77	392.761	392.838
8ª	(1)/(3)/(4)/(6)	1ª	Aval/Fiança	300.000	CDI+0,80%a.a.	abr/25	mar/30	525	300.000	300.525
8ª	(1)/(3)/(4)/(6)	2ª	Aval/Fiança	400.000	CDI+0,80%a.a.	abr/25	mar/31	313	398.258	398.571
9ª (b)	(1)/(3)/(4)/(5)/(6)	Única	Aval/Fiança	300.000	CDI + 0,02% a.a.	jul/25	jun/37	4.663	296.333	300.996
Total								386.371	3.922.038	4.308.409

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

(a) A totalidade dos recursos obtidos foram aplicados em conformidade com a escritura; e

(b) Considera-se 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.

14.5 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:

<i>Covenants</i> debêntures	1ª debêntures	2ª debêntures	3ª debêntures	4ª debêntures	5ª debêntures	6ª debêntures	7ª debêntures	8ª debêntures	9ª debêntures
1ª Dívida Líquida/EBITDA: <= 4,5	3,4	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3

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

No período findo em 30 de setembro 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 30 de setembro de 2025
(Valores expressos em milhares de reais)



15 Impostos e contribuições a recolher

	30/09/2025	31/12/2024
Circulante		
ICMS	30.894	24.031
ICMS parcelamento (a)	151.940	117.494
PIS e COFINS	18.472	15.213
Parcelamento Federal (b)	14.094	12.939
ISS	4.595	8.719
Outros	11.561	9.039
Subtotal	231.556	187.435
Não circulante		
ICMS parcelamento (a)	2.678.619	2.610.406
Parcelamento Federal (b)	19.777	27.844
Subtotal	2.698.396	2.638.250
Total	2.929.952	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\$ 27.057, refere-se a parcelamentos ordinários, e R\$ 2.803.502 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	1.429.878	-	1.429.878
Multa	380.599	(228.360)	152.239
Juros	993.025	(595.815)	397.210
Total	2.803.502	(824.175)	1.979.327

- (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.

15.1 Cronograma de pagamento dos parcelamentos de ICMS

Expectativa de ICMS parcelamento a recolher	30/09/2025	
	Valor	%
Circulante	151.940	5%
2026	26.268	1%
2027	110.663	4%
2028	119.610	4%
2029	128.557	5%
Após 2029	2.293.521	81%
Não circulante	2.678.619	95%
Total	2.830.559	100%

16 Impostos de renda e contribuição social correntes e diferidos

16.1 Conciliação da despesa com imposto de renda e contribuição social

A conciliação da despesa calculada pela aplicação das alíquotas fiscais e da despesa do imposto de renda pessoa jurídica (IRPJ) e da contribuição social sobre lucro líquido (CSLL) debitada em resultado, nos períodos findos em 30 de setembro de 2025 e 2024, está demonstrada a seguir:

	01/07/2025 a 30/09/2025		01/01/2025 a 30/09/2025		01/07/2024 a 30/09/2024		01/01/2024 a 30/09/2024	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Resultado antes do IRPJ e da CSLL	(263.376)	(263.376)	(502.086)	(502.086)	(133.341)	(133.341)	(365.320)	(365.320)
Alíquota fiscal	25%	9%	25%	9%	25%	9%	25%	9%
Pela alíquota fiscal	65.844	23.704	125.522	45.188	33.335	12.001	91.330	32.879
Ajustes que afetaram o cálculo dos tributos sobre o lucro								
Outras adições (reversões) permanentes	514	215	6.121	2.260	2.481	924	20.281	7.293
Parcelamento IRPJ/CSLL (anos anteriores)	-	-	-	-	1	-	36.022	12.968
Créditos fiscais não reconhecidos sobre prejuízo fiscal e base negativa	(66.358)	(23.919)	(131.643)	(47.448)	(35.816)	(12.926)	(111.611)	(40.173)
IRPJ e CSLL correntes/diferidos no resultado					1	(1)	36.022	12.967
Alíquota efetiva com ativo fiscal diferido	-	-	-	-	-	-	10%	4%
Imposto diferido	-	-	-	-	-	-	36.022	12.967

16.2 Impostos diferidos não reconhecidos

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

Em 30 de setembro de 2025, a Companhia apresentou o saldo de R\$ 2.985.969 (R\$ 2.797.421 em 30 de setembro de 2024) a realizar de impostos diferidos sobre diferenças temporárias, prejuízo fiscais e base negativa de contribuição social.

	30/09/2025		30/09/2024	
	Valor	Efeito Tributário	Valor	Efeito Tributário
Prejuízos fiscais acumulados	7.894.616	1.973.654	7.834.660	1.958.665
Base negativa de CSLL	8.521.125	766.901	7.837.979	705.418
Diferenças temporárias	721.804	245.414	392.169	133.338
Total	17.137.545	2.985.969	16.064.808	2.797.421

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.

17 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:

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de setembro de 2025
(Valores expressos em milhares de reais)



	30/09/2025		31/12/2024	
	Provisão	Depósitos Judiciais	Provisão	Depósitos Judiciais
Cíveis	380.095	6.195	368.682	6.721
Fiscais	-	744	593	721
Trabalhistas	512.920	233.851	471.961	220.885
Regulatórios	77.808	-	8.672	-
Ambiental	39.410	-	36.944	-
Total	1.010.233	240.790	886.852	228.327
Circulante	424.217	4.608	390.829	4.504
Não circulante	586.016	236.182	496.023	223.823

17.1 Movimentação dos riscos no período

	31/12/2024		30/09/2025				
	Saldo inicial	Adições	Utilização (1)	Reversão de provisão (2)	Atualização (3)	Reclassificação (4)	Saldo final
Cíveis	368.682	25.723	(25.144)	(12.096)	22.930	-	380.095
Fiscais	593	-	-	(144)	(449)	-	-
Trabalhistas	471.961	63.569	(48.824)	(29.694)	55.908	-	512.920
Regulatórios	8.672	-	-	(863)	7.932	62.067	77.808
Ambiental	36.944	-	(45)	-	2.511	-	39.410
Total contingências	886.852	89.292	(74.013)	(42.797)	88.832	62.067	1.010.233

- (1) Gastos efetivos (pagamentos) com contingências judiciais;
- (2) Reversões realizadas no período;
- (3) Atualizações monetárias mensais pelo INPC acrescido de 1% da taxa Selic; e
- (4) Refere-se à reclassificação das multas aplicadas pela AGERGS, provisionadas no exercício de 2023, acrescidas da respectiva atualização monetária. Tais valores estavam inicialmente registrados no grupo de "Outras contas a pagar", uma vez que sua discussão ocorria em âmbito administrativo. No entanto, diante da judicialização da matéria, houve a necessidade de reclassificação para o grupo de "Provisão para riscos judiciais".

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

No período findo em 30 de setembro 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:

	30/09/2025	31/12/2024
Cíveis	109.727	109.295
Fiscais	91.902	113.364
Trabalhistas	6.172	6.518
Total	207.801	229.177

18 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

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de setembro de 2025
(Valores expressos em milhares de reais)



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.

Em 28 de junho de 2022, foi sancionada a Lei nº 14.385/2022, que modificou a Lei nº 9.427/1996 para regulamentar a devolução aos consumidores de valores de tributos pagos a maior pelas distribuidoras de energia elétrica, especialmente aqueles relacionados à exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e da COFINS. No entanto, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) questionou a constitucionalidade da norma por meio da Ação Direta de Inconstitucionalidade (ADI) nº 7.324.

Em 14 de agosto de 2025, o Supremo Tribunal Federal (STF) concluiu o julgamento de mérito da Ação Direta de Inconstitucionalidade (ADI) nº 7.324 e ratificou a constitucionalidade da Lei nº 14.385/2022. Porém, o acórdão, que detalha termos legais do julgamento e define os efeitos práticos da decisão ainda não foi publicado.

Nesse sentido, a Administração da Companhia monitora continuamente os desenvolvimentos jurídicos e regulatórios do tema, a fim de garantir o reconhecimento a avaliação tempestiva de quaisquer impactos que possam alterar as estimativas contábeis atualmente registradas.

No período findo em 30 de setembro 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\$ 23.079 (R\$ 37.968 em 31 de dezembro de 2024); e (ii) compensação de débitos tributários de R\$ 128.234 (R\$ 152.667 em 31 de dezembro de 2024) com os tributos federais PIS, COFINS e retenções federais através de PER/DCOMP.

	30/09/2025	31/12/2024
Ativo		
Circulante	189.207	189.207
Não circulante	145.814	248.037
PIS e COFINS a recuperar	335.021	437.244
Passivo		
Não circulante	251.799	230.478
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	251.799	230.478

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de setembro de 2025
(Valores expressos em milhares de reais)



18.1 Expectativa de PIS/COFINS a recuperar

	30/09/2025	
	Valor	%
Circulante	189.207	56%
2026	47.302	14%
2027	98.512	30%
Não circulante	145.814	44%
Total	335.021	100%

Adicionalmente, no período findo em 30 de setembro de 2025, a companhia realizou atualização financeira, referente à taxa SELIC, no montante de R\$ 2.932 (R\$ 4.018 em 30 de setembro de 2024), sobre a qual houve incidência de PIS/COFINS, no montante de R\$ 136 (R\$ 187 em 30 de setembro de 2024), conforme demonstrado a seguir:

Resultado	30/09/2025	30/09/2024
(+) Receita financeira		
PIS/COFINS consumidores a restituir	2.932	4.018
(-) PIS/COFINS sobre a receita financeira	(136)	(187)
Efeito líquido no resultado antes do imposto de renda e da contribuição social	2.796	3.831

19 Patrimônio líquido negativo

19.1 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	30/09/2025			
	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	68.090.916	164.014	68.254.930	100,00%

19.2 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.

19.2.1 Quinto Plano de Opção de Compra de Ações

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
	30/09/2025	30/09/2025	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	25,73	112.500	26,04
Existentes ao fim do período/exercício	112.500	25,73	112.500	-

A despesa reconhecida na Companhia, em contrapartida ao patrimônio líquido, no período findo em 30 de setembro de 2025 foi de R\$ 223 (R\$ 227 em 30 de setembro de 2024) e refere-se ao valor justo reconhecido durante o *vesting period* que é avaliado em cada data base. O valor justo médio ponderado das opções em 30 de setembro de 2025 é de R\$ 11,92 (R\$ 11,25 em 31 de dezembro de 2024).

19.2.2 Plano de outorga de "Phantom Shares".

A Companhia possui três contratos ativos de "Phantom shares" referente aos anos de 2019, 2023 e 2025.

O valor da ação foi calculado pelo preço dos 60 pregões anteriores ao término do exercício de 31 de dezembro de 2024, ponderado pelo volume negociado.

Com base na apuração das métricas de *performance* definidas, a Companhia, fez jus aos referidos programas. Abaixo, encontra-se a quantidade de ações para Equatorial S.A., caso as métricas de *performance* forem atingidas, considerando todos os programas ativos:

	Número de ações	Valor justo médio ponderado	Número de ações	Valor justo médio ponderado
	30/09/2025	30/09/2025	31/12/2024	31/12/2024
<i>Em ações</i>				
Existentes em 1º de janeiro	172.452	31,60	195.343	33,32
Outorgadas durante o período/exercício	117.020	-	2.109	-
Pagamentos durante o período/exercício	(55.000)	-	(25.000)	-
Existentes ao fim do período/exercício	234.472	38,59	172.452	31,60

Para os planos de 2023 e 2025, a Companhia realizou a estimativa de valor justo dos referidos planos por meio da técnica de avaliação *Monte Carlo* para precificação, incorporando fatores e premissas de mercado, de acordo com o item 17 do CPC 10 (R1). As quantidades de ações podem variar conforme a *performance* do plano e serem multiplicadas por um percentual entre 0% (zero por cento) e 150% (cento e cinquenta por cento) da quantidade-alvo.

Ressalta-se que estes planos são classificados como instrumentos financeiros passivos liquidáveis em caixa. Para o período findo 30 de setembro de 2025, foi reconhecida uma provisão de R\$ 2.822 para a Companhia, em contrapartida a rubrica de outras contas a pagar (reversão de R\$ 145 em 30 de setembro de 2024) e refere-se ao valor justo reconhecido durante o *vesting period* que é avaliado a cada data-base.

19.2.3 Matching Shares

As Ações *Matching Shares* serão entregues aos participantes em quatro *tranches* iguais, sendo 25% em cada data de aniversário da outorga e serão entregues aos Participantes, no prazo de até 60 (sessenta) dias contados de cada uma das datas do período de carência.

(a) Forma de determinação da volatilidade esperada

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

	Número de opções	Valor justo médio ponderado	Número de opções	Valor justo médio ponderado
<i>Em ações</i>	30/09/2025	30/09/2025	31/12/2024	31/12/2024
Existentes em 1ª de janeiro	-	-	-	-
Outorgadas durante o período/exercício	8.201	32,22	-	-
Existentes ao fim do período/exercício 2ª Outorga	8.201	32,22	-	-
Existentes ao fim do período/exercício	8.201	32,22	-	-

A despesa reconhecida na Companhia, em contrapartida ao patrimônio líquido, no período findo em 30 de setembro de 2025 foi de R\$ 24 e refere-se ao valor justo reconhecido durante o período que é avaliado em cada data base.

19.3 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.

	01/07/2025 a 30/09/2025			01/01/2025 a 30/09/2025		
	Ações ordinárias	Ações preferenciais	Total	Ações ordinárias	Ações preferenciais	Total
Numerador:						
Prejuízo do período	(262.743)	(633)	(263.376)	(500.880)	(1.206)	(502.086)
Denominador:						
Média ponderada por classe de ações (em milhares)	68.091	164	68.255	68.091	164	68.255
Resultado básico e diluído por ação (em R\$)	(3,85871)	(3,85871)	(3,85871)	(7,35603)	(7,35603)	(7,35603)
	01/07/2024 a 30/09/2024			01/01/2024 a 30/09/2024		
	Ações ordinárias	Ações preferenciais	Total	Ações ordinárias	Ações preferenciais	Total
Numerador:						
Prejuízo do período	(133.021)	(320)	(133.341)	(315.571)	(760)	(316.331)
Denominador:						
Média ponderada por classe de ações (em milhares)	68.091	164	68.255	68.091	164	68.255
Resultado básico e diluído por ação (em R\$)	(1,95357)	(1,95357)	(1,95357)	(4,63455)	(4,63455)	(4,63455)

Em 30 de setembro de 2025 e 2024, a Companhia não possuía categoria de ações potenciais que provocariam diluição.

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.

20 Receita operacional líquida

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

	01/07/2025 a 30/09/2025	01/01/2025 a 30/09/2025	01/07/2024 a 30/09/2024	01/01/2024 a 30/09/2024
Receita de distribuição (a)	1.257.918	4.011.063	1.196.494	3.730.682
Remuneração financeira WACC (b)	7.802	21.642	23.391	53.870
Valores a receber/devolver de parcela A e outros itens financeiros (c)	319.847	459.035	228.318	376.118
Subvenção CDE - Outros	54.759	164.279	46.081	138.243
Fornecimento de energia elétrica	1.640.326	4.656.019	1.494.284	4.298.913
Suprimento de energia elétrica (d)	33.135	77.814	80.815	116.500
Receita pela disponibilidade - uso da rede (e)	181.370	584.525	149.559	459.186
Receita de construção (f)	385.976	996.478	225.110	565.002
Atualização dos ativos financeiro (g)	6.541	53.404	10.490	24.733
Outras receitas	40.172	131.974	46.746	143.747
Receita operacional bruta	2.287.520	6.500.214	2.007.004	5.608.081
Deduções				
ICMS sobre venda de energia elétrica	(246.906)	(765.458)	(227.869)	(690.407)
PIS e COFINS	(126.252)	(408.246)	(147.788)	(379.402)
Encargos do consumidor	(13.493)	(38.969)	(12.744)	(35.828)
ISS	(50)	(118)	(12)	(122)
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	(230.874)	(614.837)	(198.652)	(595.956)
Penalidades DIF/FIC e outras	(36.710)	(70.782)	(14.682)	(58.475)
Deduções da receita operacional	(654.285)	(1.898.410)	(601.747)	(1.760.190)
Receita operacional líquida	1.633.235	4.601.804	1.405.257	3.847.891

- (a) O aumento na receita de distribuição no acumulado de janeiro a setembro de 2025, em relação ao mesmo período do ano anterior, decorre principalmente do crescimento de 5,5% na energia faturada. Além disso, o Reajuste Tarifário Anual (RTA) de 2024, com vigência a partir de novembro de 2024, estabeleceu um reajuste médio de 4,67% nas tarifas de energia elétrica, o que também contribuiu para o resultado observado;
- (b) 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;
- (c) A variação negativa de R\$ 82.918 dos ativos e passivos regulatórios deve-se principalmente por: (i) em relação a constituição não houve alteração de posição entre anos, os movimentos se mantiveram ativos, entretanto, no exercício atual houve uma receita maior principalmente em função do comportamento dos custos com energia e encargos setoriais frente às cobertura tarifárias homologadas pela ANEEL, gerando uma variação positiva de R\$ 262.354 quando comparado com o exercício anterior; (ii) variação negativa entre os valores amortizados do último reajuste no montante de R\$ 126.121; (iii) variação positiva pelo reconhecimento de despesa na tarifa dos recursos recebidos a título de Conta-Covid no montante de R\$ 25.075; (iv) efeito negativo de R\$ 82.694 em CVA da Bandeira Faturada devido as bandeira tarifárias vermelhas ocorridas em 2025, diferente do ocorrido no exercício anterior; e (v) a variação positiva entre os valores da receita de ultrapassagem da demanda e excedente reativo no montante de R\$ 4.304;
- (d) A receita de suprimento de energia elétrica foi menor em comparação com o período anterior, devido a distribuidora ter disponibilizado menos energia para venda no Mercado de Curto Prazo no terceiro trimestre de 2025. No período anterior de 30 de setembro de 2024 foram 241.608 MWh vendidos e ao passo que no período de 30 de setembro de 2025 foram 225.037 MWh vendidos. Assim, houve uma diminuição da disponibilidade de suprimento para a venda no mercado de curto prazo;
- (e) O aumento deve-se, principalmente, pelos consumidores livres que apresentaram um crescimento no mercado faturado de 3,1%. Além disso, o processo de RTA de 2024 estabeleceu um reajuste de 4,67% de efeito médio ao consumidor;
- (f) 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 comparativo entre os anos de 2024 e 2025 revelou um aumento de 76%, impulsionado pela intensificação dos investimentos realizados no período, com foco na modernização e expansão da infraestrutura com o de objetivo de aprimorar a qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica, por meio da redução de falhas, aumento da eficiência operacional e melhoria no atendimento aos consumidores; e
- (g) O aumento na atualização dos ativos financeiros decorre principalmente do crescimento do saldo desses ativos no período, pois só em 2025 já foram capitalizados R\$ 861.531, onde 174.797 foram adicionados ao ativo financeiro.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de setembro de 2025
(Valores expressos em milhares de reais)



21 Custo do serviço e despesas operacionais

	01/07/2025 a 30/09/2025					01/01/2025 a 30/09/2025				
	Custo do serviço de energia elétrica	Despesas com vendas	Despesas administrativas	PECLD	Total	Custo do serviço de energia elétrica	Despesas com vendas	Despesas administrativas	PECLD	Total
Pessoal	(10.959)	(9.846)	(9.601)	-	(30.406)	(34.195)	(30.379)	(28.709)	-	(93.283)
Material	(3.324)	(453)	(462)	-	(4.239)	(9.588)	(1.489)	(1.160)	-	(12.237)
Serviços de terceiros	(70.261)	(36.106)	(21.529)	-	(127.896)	(198.178)	(101.184)	(55.613)	-	(354.975)
Energia elétrica comprada para revenda (a)	(903.904)	-	-	-	(903.904)	(2.469.680)	-	-	-	(2.469.680)
Custo de construção (b)	(385.976)	-	-	-	(385.976)	(996.478)	-	-	-	(996.478)
PECLD (c)	-	-	-	(33.884)	(33.884)	-	-	-	(69.108)	(69.108)
Provisão para riscos judiciais	-	-	(8.801)	-	(8.801)	-	-	(46.495)	-	(46.495)
Amortização	(44.382)	-	(14.326)	-	(58.708)	(152.453)	-	(18.695)	-	(171.148)
Outros	(131)	(940)	(891)	9.352	7.390	(634)	(2.421)	(5.341)	8.052	(344)
Total	(1.418.937)	(47.345)	(55.610)	(24.532)	(1.546.424)	(3.861.206)	(135.473)	(156.013)	(61.056)	(4.213.748)

	01/07/2024 a 30/09/2024					01/01/2024 a 30/09/2024				
	Custo do serviço de energia elétrica	Despesas com vendas	Despesas administrativas	PECLD	Total	Custo do serviço de energia elétrica	Despesas com vendas	Despesas administrativas	PECLD	Total
Pessoal	(17.288)	(1.154)	(13.530)	-	(31.972)	(35.418)	(21.220)	(43.184)	-	(99.822)
Material	(7.675)	3.158	(2.310)	-	(6.827)	(11.090)	(1.273)	(1.743)	-	(14.106)
Serviços de terceiros	(39.863)	(33.073)	(21.511)	-	(94.447)	(131.019)	(88.411)	(65.473)	-	(284.903)
Energia elétrica comprada para revenda (a)	(840.069)	-	-	-	(840.069)	(2.270.810)	-	-	-	(2.270.810)
Custo de construção (b)	(225.110)	-	-	-	(225.110)	(565.002)	-	-	-	(565.002)
PECLD (c)	-	-	-	(37.956)	(37.956)	-	-	-	(103.930)	(103.930)
Provisão para riscos judiciais	-	-	(12.148)	-	(12.148)	-	-	(42.499)	-	(42.499)
Amortização	(38.593)	-	(1.316)	-	(39.909)	(105.634)	-	(4.359)	-	(109.993)
Outros	333	(217)	(4.835)	(935)	(5.654)	(1.905)	(3.395)	(7.255)	(14.006)	(26.561)
Total	(1.168.265)	(31.286)	(55.650)	(38.891)	(1.294.092)	(3.120.878)	(114.299)	(164.513)	(117.936)	(3.517.626)

- (a) Para maior detalhamento, vide a abertura dos custos da energia elétrica comprada para revenda, conforme nota explicativa nº 22 – 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 11 – Ativos de contrato e 20 – 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 30 de setembro de 2025
(Valores expressos em milhares de reais)



22 Energia elétrica comprada para revenda

	01/07/2025 a 30/09/2025		01/01/2025 a 30/09/2025		01/07/2024 a 30/09/2024		01/01/2024 a 30/09/2024	
	GWh (*)	R\$	GWh (*)	R\$	GWh (*)	R\$	GWh (*)	R\$
Energia de leilão (a)	1.227	(399.357)	3.668	(1.000.809)	1.225	(348.460)	3.689	(907.838)
Contratos Eletronuclear	72	(23.251)	215	(69.935)	74	(25.352)	219	(73.653)
Contratos cotas de garantias	238	(80.782)	772	(190.851)	298	(87.355)	969	(190.446)
Encargo de Serviço do Sistema - ESS/ Energia reserva (b)	-	(38.357)	-	(103.279)	-	(55.414)	-	(146.901)
Energia bilateral	8	(3.991)	20	(9.047)	11	(3.679)	24	(8.567)
Energia de curto prazo – CCEE (c)	-	(71.700)	-	(275.487)	-	(29.417)	-	(97.281)
Programa incentivo fontes alternativas energia - PROINFA	36	(25.432)	106	(76.297)	35	(21.990)	106	(65.970)
Itaipu (d)	362	(97.874)	1.070	(277.117)	371	(129.435)	1.105	(283.827)
(-) Parcela a compensar crédito PIS/COFINS não cumulativo	-	79.111	-	228.584	-	74.965	-	200.562
Geração distribuída (e)	-	(1.109)	-	(12.465)	-	121	-	(7.637)
Subtotal	1.943	(662.742)	5.851	(1.786.703)	2.014	(626.016)	6.112	(1.581.558)
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição	-	(241.162)	-	(682.977)	-	(214.053)	-	(689.252)
Total	1.943	(903.904)	5.851	(2.469.680)	2.014	(840.069)	6.112	(2.270.810)

- (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 aumento na despesa em 10,2 % decorrente do preço médio do período em R\$ 272,85 /MWh em relação ao período anterior de R\$ 246,09/MWh, devido atualização dos preços dos contratos e despacho térmico;
- (b) A redução nas despesas associada ao ESS no período findo em 30 de setembro 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;
- (c) A energia de curto prazo apresentou uma variação de R\$ 42.283, em virtude do aumento da despesa dos itens que compõe o Mercado de Curto no período findo em 30 de setembro de 2025 em relação a 30 de setembro de 2024;
- (d) 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 redução de 3,17% nas despesas em relação a 2024, devido redução do volume contratado em 2,4%; e
- (e) 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.

23 Outras despesas operacionais, líquidas

	01/07/2025 a 30/09/2025	01/01/2025 a 30/09/2025	01/07/2024 a 30/09/2024	01/01/2024 a 30/09/2024
Outras receitas operacionais				
Outras receitas operacionais	1.858	2.687	2.760	19.482
Reversão para perda de estoque (a)	1.899	56.095	16.149	16.149
Total de outras receitas operacionais	3.757	58.782	18.909	35.631
Outras despesas operacionais				
Perdas pela desativação de bens e direitos (b)	(29.843)	(67.497)	(24.065)	(37.332)
Indenização por danos a terceiros	(2.659)	(8.443)	(2.638)	(10.495)
Provisão para perda de estoque (a)	(6.516)	(19.547)	(22.510)	(87.045)
Reversão (baixa) de recebíveis incobráveis (c)	(1.100)	(2.437)	(1.816)	(4.419)
Outras despesas operacionais	(11.708)	(8.956)	(3.655)	(18.620)
Total de outras receitas (despesas) operacionais	(51.826)	(106.880)	(54.684)	(157.911)
Total	(48.069)	(48.098)	(35.775)	(122.280)

- (a) A distribuidora realiza avaliações periódicas de seus estoques/obras a fim de identificar materiais com baixa movimentação, constituindo provisão para perdas como forma de refletir o real potencial dos estoques na geração de caixa. O montante provisionado corresponde, em sua maioria, a itens obsoletos, de baixa rotatividade e/ou danificados. Para os materiais sem expectativa de benefício econômico, a distribuidora constitui provisão, uma vez que esses itens atendem às premissas previamente estabelecidas. Quando tais premissas deixam de ser atendidas, procede-se à reversão da respectiva provisão;
- (b) Este saldo refere-se as baixas de ativos ocorridas no período findo de 30 de setembro de 2025; e
- (c) No período findo de 30 de setembro de 2025 foram realizadas baixas de títulos a receber, vencidos acima de 5 anos, e a reversão da respectiva PECLD, nos montantes de R\$ 46.295 e R\$ 43.858 (sendo R\$ 43.846 do contas a receber de clientes, conforme nota explicativa nº 6.2 - Perdas estimadas em crédito de liquidação duvidosa, e R\$ 12 de outros créditos a receber), respectivamente, resultando em um montante líquido de R\$ 2.437.

24 Resultado financeiro

	01/07/2025 a 30/09/2025	01/01/2025 a 30/09/2025	01/07/2024 a 30/09/2024	01/01/2024 a 30/09/2024
Receitas financeiras				
Rendimentos de aplicação financeiras (a)	45.542	112.010	24.610	84.737
Valores a receber/devolver parcela A	27.607	71.121	43.695	93.642
Operações com instrumentos financeiros derivativos (b)	(34.998)	90.037	3.741	169.554
Acréscimo moratório de energia vendida (c)	21.589	105.866	16.559	53.297
Receita financeira de AVP	4.213	10.312	5.334	16.286
PIS/COFINS sobre receita financeira	(4.969)	(14.043)	(4.830)	(13.564)
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	912	2.932	1.236	4.018
Variação monetária, cambial e marcação a valor justo (d)	66.614	242.809	43.735	45.096
Outras receitas financeiras (h)	18.947	47.880	15.348	46.373
Total de receitas financeiras	145.457	668.924	149.428	499.439
Despesas financeiras				
Encargos da dívida (e)	(195.345)	(504.978)	(111.508)	(314.183)
Operações com instrumentos financeiros derivativos (b)	(75.438)	(408.686)	(25.864)	(75.463)
Valores a receber/devolver parcela A	(18.921)	(53.520)	(48.682)	(89.859)
Variação monetária, cambial e marcação a valor justo (d)	(9.754)	(64.577)	(40.253)	(213.340)
Despesa financeira de AVP	(100)	(17.566)	(2.691)	(6.259)
Atualização de contingências (f)	(27.600)	(88.832)	(29.701)	(95.921)
Multas	(2.567)	(44.755)	(2.342)	(25.927)
Juros, multas s/ operação de energia	(71)	(350)	(7)	(290)
Despesa com aval	-	(16.076)	(10.993)	(32.037)
Encargos sobre déficit atuarial	(24.274)	(72.821)	(24.699)	(74.097)
Juros de mora sobre PECLD	(558)	(558)	-	-
Outras despesas financeiras (g)	(92.947)	(238.249)	(61.419)	(145.368)
Total de despesas financeiras	(447.575)	(1.510.968)	(358.159)	(1.072.744)
Total do resultado financeiro	(302.118)	(842.044)	(208.731)	(573.305)

- (a) O aumento nos rendimentos das aplicações financeiras deve-se, principalmente, ao efeito favorável da elevação da taxa CDI, que passou de 7,99% no acumulado até setembro de 2024 para 10,36% no mesmo período de 2025;
- (b) A variação nas operações com instrumentos derivativos refere-se, principalmente, à contratação de operações de *swap* designadas como *hedge* de fluxo de caixa. O principal impacto no resultado financeiro decorreu da variação cambial incidente sobre essas operações. No período findo em 30 de setembro de 2025, houve reconhecimento de despesa financeira, em razão da valorização do real frente ao dólar, cuja cotação passou de R\$ 6,19 em 31 de dezembro de 2024 para R\$ 5,31 em 30 de setembro de 2025, representando uma queda de 14,11%. Já no período findo em 30 de setembro de 2024, registrou-se receita financeira em função da desvalorização do real, com o dólar subindo 12,53% de R\$ 4,84 em 31 de dezembro de 2023 para R\$ 5,44 em 30 de setembro de 2024;
- (c) A variação ocasionada decorre dos parcelamentos relevantes realizados no período, com negociações dos valores de encargos moratórios referente as dívidas anteriores;
- (d) No acumulado até 30 de setembro de 2025, o principal impacto foi causado pela variação cambial, que resultou em uma receita devido à queda de 14,11% no valor do dólar. O câmbio passou de R\$ 6,19 em 31 de dezembro de 2024 para R\$ 5,31 em 30 de setembro de 2025. Em contrapartida, no acumulado até 30 de setembro de 2024, a variação cambial gerou uma despesa, decorrente da alta de 12,53% no valor do dólar. Além das variações monetárias e cambiais, o saldo é composto da marcação a valor justo das dívidas que são objeto de *swaps* contabilizados pelo método do *hedge* a valor justo;
- (e) No acumulado até 30 de setembro de 2025, o aumento na despesa, deu-se principalmente em função do crescimento da dívida da Companhia em 42,25%, em relação ao mesmo período em 30 de setembro de 2024. Além disso, houve impacto da elevação da taxa CDI, indexador com 88% de participação na dívida da Companhia, que passou de 7,99% no acumulado até setembro de 2024 para 10,36% no acumulado até setembro de 2025;
- (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 15 – 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.

25 Benefício pós-emprego (Entidade de previdência privada)

Os saldos registrados no passivo compõem-se de:

	30/09/2025	31/12/2024
Ativo não circulante		
Equatorial CD	13	10
Total do ativo	13	10
Passivo circulante		
Plano Único	45.265	32.117
Plano CEEEPREV	54.330	48.797
Subtotal	99.595	80.914
Passivo não circulante		
Plano Único	116.466	149.390
Plano CEEEPREV	542.860	534.974
Saúde e Odonto	39.320	36.057
Subtotal	698.646	720.421
Total do passivo	798.241	801.335

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.

26 Instrumentos financeiros

26.1 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 13.5 *Covenants* dos empréstimos e financiamentos e nº 14.5 *Covenants* das debêntures.

26.2 Política de utilização de derivativos

A Companhia poderá utilizar-se de operações com derivativos (*swap*), apenas para conferir proteção às oscilações de indexadores macroeconômicos e conferir proteção às oscilações de cotações de moedas estrangeiras. Estas operações não são realizadas em caráter especulativo. Em 30 de setembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024, a Companhia possuía operações de instrumentos financeiros derivativos contratados.

A Companhia adota a contabilização de instrumentos financeiros derivativos conforme os critérios estabelecidos pelo Pronunciamento Técnico CPC 48 – Instrumentos Financeiros. Os *swaps* contratados para proteção da exposição cambial das dívidas denominadas em moeda estrangeira serão designados como instrumentos de *hedge* contábil na modalidade de *hedge* de fluxo de caixa.

Já os *swaps* contratados para proteção da exposição das dívidas indexadas ao IPCA serão designados como instrumentos de *hedge* contábil na modalidade de *hedge* de valor justo.

26.3 Categoria e valor justo dos instrumentos financeiros

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

Entretanto, considerável julgamento foi requerido na interpretação dos dados de mercado para produzir a estimativa do valor de realização mais adequado. Como consequência, as estimativas a seguir não indicam, necessariamente, os montantes que poderão ser realizados no mercado de troca corrente. O uso de diferentes metodologias de mercado pode ter um efeito material nos valores de realização estimados.

A Companhia reconhece, quando aplicável, as transferências entre níveis da hierarquia do valor justo no final do exercício das demonstrações contábeis em que ocorreram as mudanças. Para o período findo em 30 de setembro 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.

(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 30 de setembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024 estão identificados conforme a seguir:

Ativo	Níveis	Categoria dos instrumentos financeiros	30/09/2025		31/12/2024	
			Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Caixa e equivalentes de caixa – depósitos bancários	-	Custo amortizado	21.071	21.071	43.433	43.433
Caixa e equivalentes de caixa (Fundo de investimentos)	1	Valor justo por meio do resultado	406.778	406.778	40.496	40.496
Aplicações financeiras	2	Valor justo por meio do resultado	405.816	405.816	801.916	801.916
Contas a receber de clientes	-	Custo amortizado	1.135.024	1.135.024	1.171.046	1.171.046
Instrumentos financeiros derivativos	2	Valor justo por meio do resultado	3.190	3.190	144.656	144.656
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	-	Custo amortizado	345.488	345.488	189.404	189.404
Ativo financeiro de concessão	3	Valor justo por meio do resultado	1.010.960	1.010.960	782.759	782.759
Total do ativo			3.328.327	3.328.327	3.173.710	3.173.710

Passivo	Níveis	Categoria dos instrumentos financeiros	30/09/2025		31/12/2024	
			Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Fornecedor	-	Custo amortizado	646.181	646.181	545.894	545.894
Fornecedores – Risco Sacado	-	Custo amortizado	65.017	65.017	40.916	40.916
Empréstimos e financiamentos	-	Custo amortizado	2.041.456	2.069.302	2.054.562	2.062.190
Empréstimos e financiamentos	2	Valor justo por meio do resultado	424.513	428.773	-	-
Debêntures	-	Custo amortizado	3.130.937	3.154.459	3.647.100	3.587.450
Debêntures	2	Valor justo por meio do resultado	1.177.472	1.212.040	-	-
Instrumentos financeiros derivativos	-	Valor justo por meio do resultado	43.010	43.010	-	-
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	-	Custo amortizado	-	-	315.422	315.422
Passivo de arrendamento	-	Custo Amortizado	5.928	5.928	3.637	3.637
Total do passivo			7.534.514	7.624.710	6.607.531	6.555.509

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de setembro de 2025
(Valores expressos em milhares de reais)



26.4 Instrumentos financeiros derivativos

Em 30 de setembro 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	
									30/09/2025	31/12/2024
									Total	Total
Itaú	23/12/2022	15/12/2029	-	250.000	Bullet	Juros	Semestral	IPCA + 7,1498% a.a./CDI + 1,08% a.a.	(22.194)	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.	32.292	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.	17.259	55.257
XP	19/06/2024	15/05/2036	-	250.000	Anual	Juros	Semestral	IPCA + 6,5596% a.a. / CDI + 0,29% a.a.	(22.853)	(24.062)
BTG	04/10/2024	15/09/2036	-	420.000	Anual	Juros	Semestral	IPCA + 6,6493% a.a./ CDI + 0,24% a.a.	(37.982)	(35.451)
Bradesco	01/07/2025	15/06/2037	-	300.000	Anual	Juros	Semestral	IPCA + 7,0606% a.a./ CDI - 0,020% a.a.	(1.892)	-
Bradesco	22/07/2025	15/08/2043	-	430.000	Mensal	Juros	Mensal	IPCA + 7,71% a.a./ CDI + 0,3350% a.a.	(4.450)	-
Total									(39.820)	144.656
Ativo circulante									3.190	1.114
Ativo não circulante									(43.010)	143.542
Efeito líquido total									(39.820)	144.656

Para o período findo em 30 de setembro 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.

Risco Cambial	Rubrica no balanço patrimonial em que instrumento de hedge está incluído	30/09/2025			31/12/2024			30/09/2025	30/09/2024
		Valor Nominal	Ativo	Passivo	Valor Nominal	Ativo	Passivo	Alterações no valor do instrumento de hedge reconhecidas em ORA	
Contrato de hedge para empréstimos em moeda estrangeira	Instrumentos financeiros derivativos	2.467.560	47.657	(87.478)	1.737.560	204.168	(59.512)	88.890	(12.253)

26.5 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 30 de setembro 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.

27 Demonstração dos fluxos de caixa

27.1 Transações que não afetam caixa

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

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

	Efeito não caixa
Atividades de investimento	
Transferência de ativos de contrato para ativo intangível (a)	681.100
Transferência de ativos de contrato para ativo financeiro (a)	174.797
Adição de ativo contratual em contrapartida de fornecedor (a)	19.240
Adição de ativo contratual em contrapartida de obrigações sociais e trabalhistas (a)	47.266
Total atividades de investimento	922.403
Atividades de financiamento	
Capitalização de juros de empréstimos (b)	8.778
Resultado de <i>hedge accounting</i> (c)	88.890
Total atividades de financiamento	97.668
Total	1.020.071

(a) Conforme demonstrado nas notas explicativas nº 10 – Intangível e 11 – 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 30 de setembro de 2025
(Valores expressos em milhares de reais)



27.2 Mudanças nos passivos de atividades de financiamento

	31/12/2024	Fluxo de caixa	Pagamento de juros (a)	Mudança no valor justo	Outros (b)	30/09/2025
Empréstimos e financiamentos	2.054.562	504.619	(107.702)	-	14.489	2.465.968
Debêntures	3.647.100	686.746	(346.472)	-	321.035	4.308.409
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	(45.419)	(88.890)	177.319	43.010
Passivos de arrendamento	3.637	(958)	(488)	-	3.737	5.928
Total	5.705.299	1.190.407	(500.081)	(88.890)	516.580	6.823.315

(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.

28 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	520.389	2.093.489	2.059.873	23.329.781
Energia contratada (em MWh)	2025 a 2036	2.011.641	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	382	1.440	1.624	2.482

(*) estimado em 3 anos após 2026.

29 Eventos subsequentes

Ocorrência de eventos climáticos

Em 07 de novembro de 2025, um ciclone extratropical com rajadas de vento de até 100km/h atingiu a área de concessão da Companhia, ocasionando desligamentos em parte da concessão que atingiram, no momento de maior criticidade, aproximadamente 10% do total de consumidores da Companhia.

A Companhia iniciou a mobilização das estruturas para enfrentamento do evento climático no mesmo dia do evento, quando as agências de meteorologia informaram sobre a aproximação do ciclone na área da concessão. Dessa forma, o plano de contingência foi iniciado assim que os primeiros incidentes ocorreram. O atendimento em toda área de concessão foi normalizado em 11 de novembro de 2025.

A Companhia não teve danos a estruturas que comprometessem a continuidade da prestação do serviço, sendo as principais perdas restritas a cabos, postes, transformadores e pequenas estruturas que foram substituídas durante atuação das equipes de campo para recomposição do sistema. A Administração está em processo de análise dos impactos financeiros, os quais acredita não serem relevantes para as informações contábeis intermediárias da Companhia.

Liberação de recurso da 10ª emissão de debêntures institucionais

Em 30 de outubro de 2025, foi realizada a liberação dos recursos referentes à 10ª Emissão de Debêntures Simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, emitidas em série única, no montante total de R\$ 2.700.000. A emissão possui prazo de 7 anos, com juros semestrais e amortização anual no 4º ano (15%), 5º ano (15%), 6º ano (35%) e 7º ano (35%), sendo remunerada à taxa de CDI + 0,65% a.a. Os recursos captados serão destinados ao (i) pré-pagamento das debêntures da 1ª série da 1ª emissão, (ii) pré-pagamento das debêntures da 4ª emissão e (iii) pré-pagamento das notas comerciais da 1ª emissão. Os recursos remanescentes serão utilizados para capital de giro.

Resgate Antecipado da 1ª série 1ª emissão de debêntures

Em 12 de novembro de 2025, ocorreu o resgate antecipado da 1ª série da 1ª emissão de debêntures no montante de R\$ 312.418.

Resgate Antecipado da 1ª emissão das notas comerciais

Em 12 de novembro de 2025, ocorreu o resgate antecipado da 1ª emissão das notas comerciais escriturais no montante de R\$ 406.667.

* * *

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



**Release
de
Resultados
3T25**



EQTL B3
LISTED NM

[B]³
BRASIL
BOLSA
BALCÃO

Por você hoje.
Pelo futuro todo dia.

GRUPO
equatorial

Brasília, 12 de novembro 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: EQUEY), anuncia os resultados do terceiro trimestre de 2025 (3T25).

EBITDA Consolidado Ajustado cresce 18,6%, R\$ 3,5 bilhões no período (vs. 3T24)

Enquadramento da CEEE-D no DEC contratual, crescimento de mercado e controle de custos e despesas são os destaques do período

- **Qualidade da Operação** – Atingimento do DEC contratual da CEEE-D e Redução do **DEC no 3T25 vs 3T24, em todas as distribuidoras do grupo.**
- **Aumento** consolidado de **volume de energia** Faturada + Compensada de GD II e III de **2,6%.**
- **Perdas totais consolidadas** abaixo do nível regulatório pelo oitavo trimestre consecutivo.
- **Equivalência Patrimonial** da **Sabesp** atingiu **R\$ 315 milhões** no trimestre.
- **Investimentos consolidados** totalizaram cerca de **R\$ 3,0 bilhões** no 3T25.
- Relação **Dívida Líquida / EBITDA consolidado** na visão *covenant*, encerrou o trimestre em **3,3x.**
- **Disponibilidade e Aplicações** do período atingiram **R\$ 16,0 bilhões**, com uma relação **Disponibilidades / Dívida de curto prazo** de **2,1x.**
- Pagamento aprovado de **JCP** no montante de R\$ 1,8 bilhão (R\$ 1,45/ação)
- **R\$ 9,4 bilhões captados** no trimestre, resultando em um **alongamento do prazo médio da dívida** de **5,5 anos para 5,8 anos.**
- **Closing da venda da Equatorial Transmissão**, com um **equity value** de **R\$ 5,4 bilhões**, além da **redução de capital** no valor de **R\$ 988 milhões.**
- **Resgate antecipado das classes A e B das ações preferenciais** da Equatorial Distribuição no valor de **R\$ 2 bilhões** e **reformulação da condição de resgate da preferencial classe C, agora corrigida por 100% do CDI.**

PRINCIPAIS MACROINDICADORES ¹

Destaques Financeiros	3T24	3T25	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Receita operacional líquida (ROL)	12.361	14.145	14,4%	1.784
EBITDA ajustado (trimestral)	2.933	3.478	18,6%	545
<i>Margem EBITDA (%ROL)</i>	23,7%	24,6%	0,9 p.p.	
EBITDA ajustado (12 meses)	10.641	12.785	20,2%	2.145
Lucro líquido ajustado	791	830	4,9%	39
<i>Margem líquida (%ROL)</i>	6,4%	5,9%	-0,5 p.p.	
Investimentos	2.423	3.031	25,1%	608
Dívida líquida	41.636	46.139	10,8%	4.503
Dívida líquida/EBITDA (12m - Covenants)	3,2	3,3	0,1x	
Disponibilidade / Dívida de curto prazo	2,0	2,1	0,2x	

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.....	9
RESULTADO FINANCEIRO	10
LUCRO LÍQUIDO.....	11
ENDIVIDAMENTO	12
INVESTIMENTOS.....	13
ESG (Environmental, Social and Governance)	14
DISTRIBUIÇÃO.....	15
DESEMPENHO COMERCIAL	15
DESEMPENHO OPERACIONAL	17
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	18
MARGEM BRUTA	18
DESPESAS OPERACIONAIS E PMSO/CONSUMIDOR	19
EBITDA.....	21
EFEITOS NÃO RECORRENTES EBITDA	22
RESULTADO FINANCEIRO	23
LUCRO LÍQUIDO.....	23
INVESTIMENTOS.....	23
TRANSMISSÃO	24
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	24
RENOVÁVEIS.....	26
DESEMPENHO OPERACIONAL	26
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	29
SANEAMENTO	32
DESEMPENHO OPERACIONAL E COMERCIAL.....	32
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	32
EQUATORIAL SERVIÇOS	34
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	34
SERVIÇOS PRESTADOS PELO AUDITOR INDEPENDENTE	35

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.

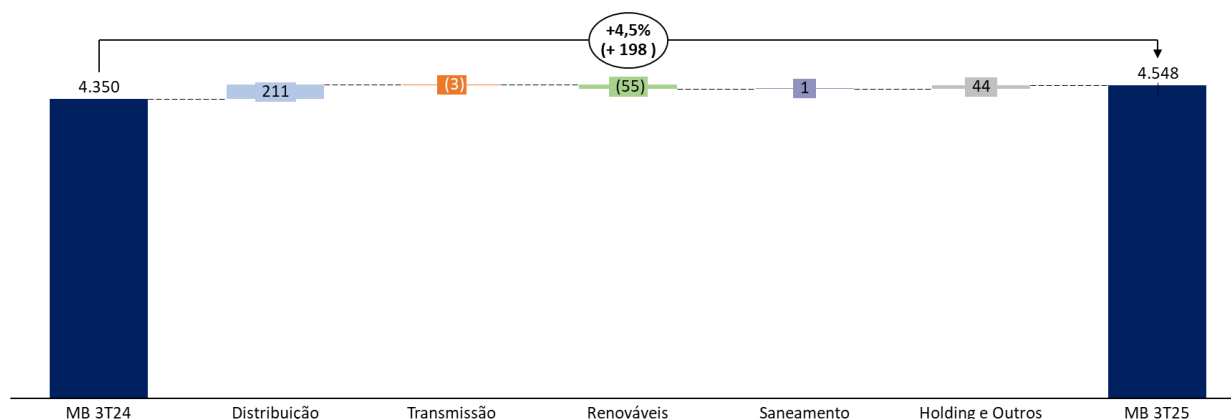
Critérios contábeis adotados:

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	3T24	3T25	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Receita operacional bruta (ROB)	16.399	18.750	14,3%	2.351
Receita operacional líquida (ROL)	12.361	14.145	14,4%	1.784
Custos	(7.698)	(9.582)	24,5%	(1.884)
Margem Bruta	4.664	4.563	-2,2%	(101)
Margem Bruta Ajustada	4.350	4.548	4,5%	198
Custo e despesas operacionais	(1.419)	(1.500)	5,7%	(81)
Outras receitas/despesas operacionais	(24)	(270)	1011,9%	(246)
Equivalencia patrimonial	2	315	14005,3%	312
EBITDA	3.221	3.108	-3,5%	(113)
EBITDA Ajustado	2.933	3.478	18,6%	545
Depreciação	(539)	(573)	6,2%	(34)
Amortização de ágio	(142)	(143)	0,1%	(0)
Resultado do serviço (EBIT)	2.539	2.392	-5,8%	(147)
Resultado financeiro	(1.189)	(1.574)	32,3%	(384)
Resultado financeiro ajustado	(1.186)	(1.527)	28,7%	(341)
Lucro antes da tributação (EBT)	1.350	818	-39,4%	(531)
IR/CSLL	(361)	(208)	-42,3%	153
Participações minoritárias	(230)	(141)	-38,8%	89
Lucro líquido Ex Minoritários	758	469	-38,1%	(289)
Lucro líquido Ajustado	791	830	4,9%	39
Investimentos	2.423	3.031	25,1%	608

MARGEM BRUTA AJUSTADA

De forma consolidada, a Margem Bruta ajustada do grupo Equatorial no 3T25 apresentou um crescimento de 4,5% em comparação ao 3T24, totalizando R\$ 4,5 bilhões, já excluindo os efeitos da receita de construção e os efeitos IFRS (VNR, IFRS 9 e MtM). Vale ressaltar que, ao ajustarmos o 3T24 pelos efeitos da receita da geração distribuída (R\$ 74 milhões), a margem do trimestre teria crescido 6,3%, ou R\$ 267,5 milhões.

O resultado é explicado, principalmente, pelo aumento da margem bruta do segmento de Distribuição (R\$ 211 milhões), em função do crescimento de margem da Equatorial Maranhão (R\$ 95 milhões), da Equatorial Goiás (R\$ 57 milhões) e da Equatorial Piauí (R\$ 43 milhões). O resultado do segmento de Distribuição foi parcialmente compensado pela menor margem bruta de renováveis (- R\$ 55 milhões), influenciada pela menor geração registrada no período.

Neste trimestre, a variação de mercado impactou a margem da distribuição em R\$ 89 milhões, enquanto as variações de tarifa e o delta perdas adicionaram R\$ 196 milhões e R\$ 6 milhões, respectivamente. A variação da Renda Não Fatu-rada foi positiva em R\$ 64 milhões.

Na tabela abaixo apresentamos os efeitos não recorrentes da margem bruta:

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	3T25 Total
Receita Operacional	51	-	-	-	-	51
Constituição/Amortização de ativos/passivos regulatórios	36	-	-	-	-	36
Descasamento de VPA	15	-	-	-	-	15
Receita operacional líquida	51	-	-	-	-	51
Ajustes IFRS (VNR / IFRS 9 / MtM)	(42)	(37)	-	-	13	(67)
Margem Bruta	9	(37)	-	-	13	(16)

Abaixo o detalhamento dos efeitos não recorrentes:

Receita Operacional

- (i) *Constituição/Amortização de ativos/passivos regulatórios (PA): Efeito da baixa de ativos regulatórios decorrentes do processo de reajuste tarifário.*

Deduções da receita operacional

- (i) *Descasamento de VPA (AL): Efeito de descasamento entre trimestres de itens da receita de parcela A.*

CUSTOS E DESPESAS

Custos Operacionais	3T24	Δ Distribuição	Δ Transmissão	Δ Renováveis	Δ Outros*	3T25	Δ%	Δ
R\$ milhões								
(+) Pessoal	291	86	(1)	4	(4)	376	29,0%	84
(+) Material	67	(20)	(0)	4	(1)	51	-24,9%	(17)
(+) Serviço de terceiros	651	51	10	19	11	742	14,0%	91
(+) Outros	160	18	(1)	(56)	(15)	106	-33,8%	(54)
(=) PMSO Reportado	1.169	135	8	(29)	(9)	1.274	9,0%	105
Ajustes	(31)	-	-	-	-	(128)	311,1%	(97)
PMSO Ajustado	1.138	46	8	(38)	(9)	1.146	0,7%	8
(+) Provisões	231	(41)	-	-	10	200	-13,4%	(31)
(+) Sistemas Isolados e Subv. CCC	18	7	-	-	-	25	39,7%	7
(+) Outras receitas/despesas operacionais	24	266	(2)	-	(18)	270	1011,9%	246
(+) Depreciação e amortização	539	30	1	(2)	4	573	6,2%	34
Custos e Despesas Reportado	1.983	397	6	(31)	(12)	2.343	18,2%	361
IPCA (12 meses)				5,17%				
IGPM (12 meses)				2,82%				

*Inclui PPAs e Eliminações

O PMSO Ajustado apresentou um aumento de 0,7% no comparativo entre trimestres, de R\$ 1.138 milhões para R\$ 1.146 milhões. Como principais efeitos do PMSO Ajustado do trimestre, destacamos:

- (i) Aumento de R\$ 46 milhões no segmento de Distribuição, reflexo principalmente dos aumentos de PMSO na Equatorial Pará, Equatorial Alagoas e na CEEE-D; e
- (ii) Redução de R\$ 29 milhões no segmento de Renováveis na linha de outros, devido a reclassificação dos encargos de conexão e transmissão para a linha de custos. Este efeito é neutro para o EBITDA, e desconsiderando essa reclassificação, o PMSO da Echoenergia teria reduzido aproximadamente R\$ 1 milhão, decorrente de economias com sistemas operacionais e serviços de manutenção em parques.

A variação na linha de Outras Receitas/Despesas Operacionais decorre: (i) do expressivo aumento (206%) de obras para manutenção/renovação que ocorreram neste trimestre principalmente na Equatorial Pará, CEEE-D e Goiás, fato que impacta tanto na desativação dos valores residuais dos ativos quanto nos custos de remoção; (ii) reversão de provisão de perda de estoque no valor de R\$ 54 milhões em GO no 3T24 e (iii) efeito não recorrente no Para no valor de R\$ 57 MM referente a baixa de serviços de obras tendo em vista a aceleração do processo de encerramento de obras visando a revisão tarifária, este último efeito também presente no ajuste do Lucro Líquido.

A abertura das explicações para os movimentos de cada segmento está 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	3T25 Total
Custos e Despesas Operacionais	120	-	9	-	-	128
Serviços de Terceiros	90	-	-	-	-	90
Outros	30	-	9	-	-	39
Provisões	1	-	-	-	-	1
Custos e Despesas	120	-	9	-	-	129

Abaixo o detalhamento dos efeitos não recorrentes:

Custos e Despesas Operacionais:

Serviços de Terceiros

- (i) *Ramp up primarização (AL – R\$ 3 milhões /AP – R\$ 1 milhão): Ajuste referente aos custos de capacitação de equipes primarizadas.*

- (ii) *Honorários advocatícios e Consultorias (MA/PA/AP/GO): Despesas referentes a consultoria de processos operacionais (MA – R\$ 3 milhões / PA - R\$ 22 milhões) e a honorários de escritórios de advocacia e êxitos de processos (AP R\$ 7 milhões / GO - R\$ 41 milhões).*
- (iii) *Pagamentos extemporâneos (PA): Pagamentos de fornecedores referentes a outros períodos (R\$ 4 milhões).*

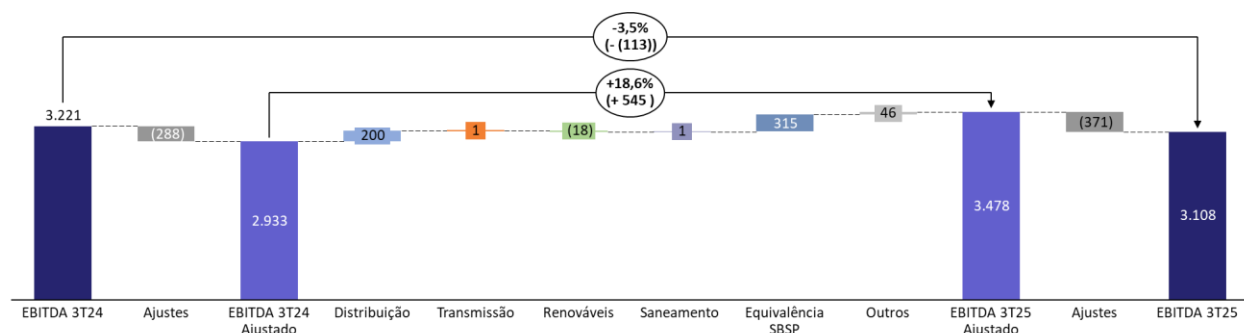
Outros

- (i) *Baixa de ativos (Echo): Referentes a ações corretivas nos parques eólicos de Echo 2 (R\$ 9 milhões).*
- (ii) *Multas Regulatórias (MA R\$ 26 milhões / PI R\$ - 3 milhões / AL R\$ - 5 milhões / CEEE R\$ 9 milhões / CEA R\$ 2 milhões).*

Provisões

- (i) *Ajuste de metodologia de contabilização (AP): Efeito contábil da bifurcação do ajuste a valor presente da PECLD (R\$ 7 milhões).*
- (ii) *Provisão de multa regulatória (PI R\$ 3 milhões / AL – R\$ 5 milhões)*

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

EBITDA

O EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa alcançou R\$ 3.478 milhões, 18,6% superior ao mesmo período do ano anterior, ou R\$ 545 milhões superior, aumento explicado principalmente pelo aumento do segmento de distribuição em R\$ 200 milhões e pelo efeito da equivalência patrimonial da SABESP, que atingiu R\$ 315 milhões no trimestre.

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	3T24	3T25	Δ%	Δ
R\$ milhões				
EBITDA Equatorial Societário	3.221	3.108	-3,5%	(113)
Ajustes EBITDA	(288)	371	-228,8%	658
Não Recorrentes	34	437	1204,7%	404
(-) IFRS 9 (Transmissão)	(288)	(37)	-87,0%	251
(-) VNR	(56)	(42)	-24,5%	14
(-) MtM	23	13	-43,8%	(10)
EBITDA Equatorial Ajustado	2.933	3.478	18,6%	545
EBITDA Ajustado - Mesmos Ativos	2.921	3.164	8,3%	242

Na tabela acima também mostramos a visão “mesmos ativos”, ajustando os efeitos da SPE 7 e a equivalência patrimonial da Sabesp.

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

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	3T25 Total
Margem Bruta	51	-	-	-	-	51
Custos e Despesas	120	-	9	-	-	129
Sistemas Isolados	-	-	-	-	-	-
Outras receitas/despesas operacionais	275	-	-	-	-	275
Ajustes IFRS (VNR / IFRS 9 / MtM)	(42)	(37)	-	-	13	(67)
PPAs	-	-	-	-	(18)	(18)
Ajustes EBITDA	404	(37)	9	-	(5)	371

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

RESULTADO FINANCEIRO

Resultado Financeiro líquido	3T24	Δ Distribuição	Δ Transmissão	Δ Renováveis	Δ Outros	3T25	Δ%	Δ
R\$ milhões								
(+) Rendas Financeiras	302	144	17	21	(2)	481	59,5%	179
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia	109	9	-	0	1	118	8,6%	9
(+) Encargos da dívida	(1.384)	(581)	20	7	29	(1.910)	38,0%	(526)
(+) Encargos CVA	(31)	76	-	-	-	45	-245,5%	76
(+) AVP - Comercial	18	(25)	-	-	-	(7)	-140,9%	(25)
(+) Contingências	(60)	14	-	-	-	(46)	-23,6%	14
(+) Outras Receitas / Despesas	(142)	(24)	(3)	(5)	(81)	(255)	80,0%	(113)
Resultado financeiro	(1.189)	(387)	33	23	(54)	(1.574)	32,3%	(384)
(-/+ Efeitos Não Recorrentes	28					21		
(-/+ Efeitos Não Caixa	(25)					26		
Resultado financeiro ajustado	(1.186)					(1.527)	28,7%	(341)

De forma consolidada, o resultado financeiro reportado da Companhia atingiu R\$ 1.574 milhões negativos contra R\$ 1.189 milhões negativos no 3T24, enquanto resultado financeiro ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa no 3T25 foi de R\$ 1.527 milhões negativos, 28,7% maior em relação ao 3T24. A piora no resultado financeiro do trimestre é explicada, principalmente, pelo crescimento da dívida bruta entre períodos (+ R\$ 10,6 bilhões ou 20,5%), além do aumento do CDI (2,63% no 3T24 vs 3,70% no 3T25).

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

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	2T25 Total
Receitas Financeiras	21	-	-	-	-	21
AVP	21	-	-	-	-	21
Despesas Financeiras	-	-	-	-	-	-
Resultado Financeiro	21	-	-	-	-	21

Abaixo o detalhamento dos efeitos não recorrentes:

Receitas Financeiras

- (i) AVP (AP): Reconhecimento de ajuste a valor presente do contas a receber (R\$ 21 milhões).

LUCRO LÍQUIDO

De forma consolidada, o lucro líquido do período foi de R\$ 610 milhões, enquanto o lucro líquido ajustado do período foi de R\$ 830 milhões.

Lucro Líquido Consolidado (R\$ Mithões)	3T24	3T25	Δ%	Δ
Distribuição	956	366	-61,7%	(590)
Transmissão	258	169	-34,6%	(89)
Echoenergia	74	57	-23,1%	(17)
Echo Crescimento	(38)	(32)	-17,9%	7
Serviços	(15)	(7)	-53,9%	8
CSA	(44)	(45)	3,0%	(1)
PPAS	20	21	5,0%	1
Holding + outros	(220)	81	-136,6%	301
(=) Lucro Líquido	990	610	-38,4%	(381)
Ajustes Totais	(199)	220	-210,2%	419
Ajustes Distribuição	(7)	267	-4078,6%	273
Ajustes Transmissão	44	-	-100,0%	(44)
Ajustes Renováveis	-	6	N/A	6
Ajustes PPAS e Holding	8	(21)	-363,1%	(29)
Ajustes PNs - Não caixa	(25)	26	-202,8%	51
Ajustes IFRS (VNR, IFRS e MtM)	(220)	(57)	-74,0%	163
(=) Lucro Líquido Equatorial Ajustado	791	830	4,9%	39
(=) Lucro Líquido	990	610	-38,4%	(381)
<i>(-) Participações Minoritárias</i>	<i>(230)</i>	<i>(141)</i>	<i>-38,8%</i>	<i>89</i>
(=) Lucro Líquido Ex Minoritários	760	469	-38,3%	(291)

As participações minoritárias da companhia são afetadas pelo direito econômico dos dividendos no ano em curso conferido às ações PN emitidas na Equatorial Distribuição, e por isso não refletem a participação econômica existente na Equatorial. Como o percentual de dividendos das ações PN para o ano de 2025 é menor do que a participação econômica, o Lucro Líquido Ex Minoritários seria de R\$ 467,9 milhões, menor do que o Lucro Líquido reportado. Este cálculo é realizado levando em consideração: (i) as participações minoritárias das empresas do grupo, que no trimestre atingiram R\$ 42,5 milhões, e (ii) o valor da atualização das PNs por CDI, que no trimestre registrou R\$ 99,4 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. Neste trimestre também classificamos um efeito não recorrente na linha de Outras Receitas/Despesas Operacionais, que no EBITDA é completamente ajustado, e se refere a baixa de serviços de obras com um fornecedor.

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

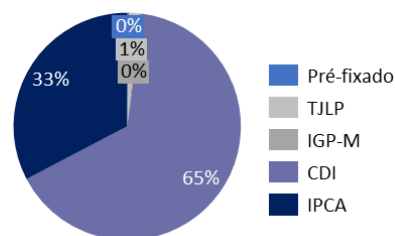
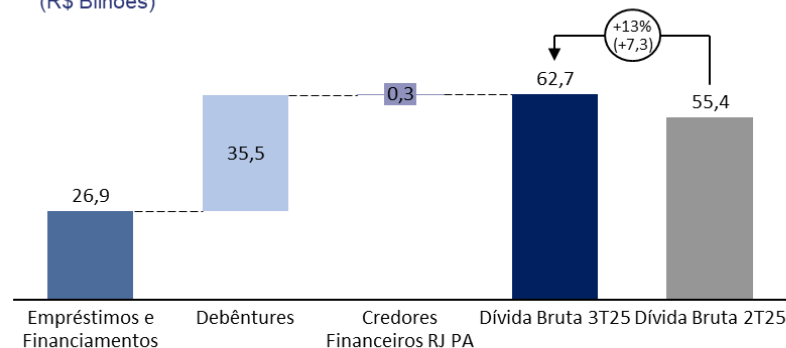
Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	3T25 Total
Ajustes EBITDA (Margem + Custos)	171	-	9	-	-	180
Outras Receitas e Despesas não Operacionais	57	-	-	-	-	57
Resultado Financeiro	21	-	-	-	-	21
Impostos	18	-	(3)	-	-	15
PPAs	-	-	-	-	(21)	(21)
Ajuste PNs - Não caixa	-	-	-	-	26	26
Ajustes IFRS (VNR / IFRS 9 / MtM) líquido de impostos	(28)	(38)	-	-	8	(57)
Ajustes Totais Lucro Líquido	239	(38)	6	-	13	220

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\$ 62,7 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

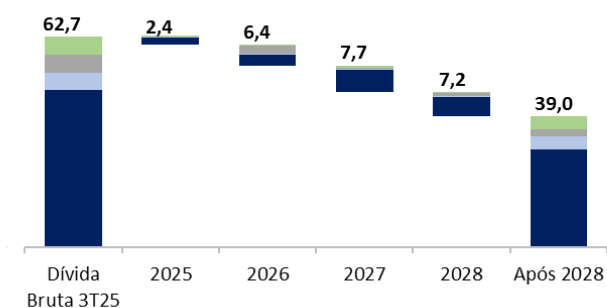
Build-up - Covenants	
Dívida Bruta	62,7
(-) Ajustes Covenants	0,6
(-) Disponibilidades	16,0
Dívida Líquida	46,1
EBITDA Covenants	13,8
Dívida líquida / EBITDA	3,3

Prazo e Custo Médio

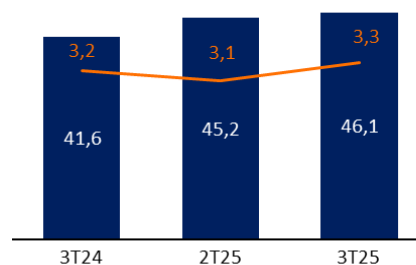
5,8 anos / 12,87% a.a.

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\$ 46,1 bilhões, implicando numa relação dívida líquida/EBITDA para fins de *covenants* de 3,3x. 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*.

Nos últimos 12 meses a parcela da dívida do grupo indexada ao CDI registrou um custo de 14,2% a.a., ou CDI + 0,80% a.a., enquanto a parcela da dívida indexada ao IPCA registrou um custo médio de 10,43% a.a., ou IPCA + 5,05% a.a..

A cobertura de caixa com relação as obrigações de curto prazo da Companhia foi de 2,1x no 3T25, e o prazo médio da dívida aumentou de 5,5 anos para 5,8 anos com as captações realizadas no período.

INVESTIMENTOS

Investimentos	3T24	3T25	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Distribuição	2.330	2.932	26%	602
Ativos elétricos	1.607	2.317	44%	710
Obrigações especiais	529	461	-13%	-68
Ativos não elétricos	194	154	-20%	-40
Transmissão	8	12	39%	3
Renováveis	38	65	71%	27
Saneamento	41	14	-65%	-27
Outros	5	8	47%	3
Total Equatorial	2.423	3.031	25%	608

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 3T25 os investimentos consolidados somaram R\$ 3,0 bilhões, volume 25% superior ao registrado no 3T24.

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.

Os investimentos em ativos não elétricos representaram 5,2% do CAPEX total segmento de distribuição no 3T25, contra 8,3% no 3T24.

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

ESG (Environmental, Social and Governance)

O Grupo Equatorial encerrou agosto de 2025 com importantes reconhecimentos em sua trajetória de gestão da sustentabilidade. A Companhia alcançou a 7ª posição nacional no Anuário Integridade ESG 2025, celebrando um importante reconhecimento de suas práticas. A publicação, realizada pela Insight Comunicação, é uma referência no mercado por avaliar a maturidade e a reputação das práticas ESG das maiores empresas do Brasil, baseando-se no Índice de Imagem ESG (iESG) para analisar dados públicos, relatórios e investimentos nos três pilares.

Reforçando a percepção positiva do mercado financeiro internacional, o Grupo também foi destaque no ranking Extel 2025, uma das principais pesquisas do setor que aprofunda diretamente a opinião de analistas de sell-side, buy-side e gestores de fundos. Nesta pesquisa, a Companhia conquistou o 2º lugar na categoria ESG entre todas as empresas de Utilities da América Latina, um marco que atesta o compromisso do Grupo com a transparência e a excelência na gestão de seus indicadores de sustentabilidade.

Na frente ambiental, a Companhia ampliou seus investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética em Meio Ambiente, que somaram R\$ 31,3 milhões no período. O valor representa um crescimento de 69,5% em relação aos R\$ 18,5 milhões investidos no mesmo período do ano anterior. Esses investimentos são direcionados ao desenvolvimento de soluções inovadoras que promovem economia circular, descarbonização das operações, mobilidade elétrica e a transição energética, alinhando as práticas da empresa às demandas climáticas globais.

No pilar social, o Grupo registrou avanços na universalização do acesso à energia, com um aumento de 42% no número de ligações em áreas remotas via Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente (SIGFI). Essa solução, que utiliza fontes de energia renováveis, totalizou 7.757 conexões no período, evidenciando a responsabilidade da Companhia em promover o desenvolvimento e a inclusão social nas localidades mais isoladas do Brasil. Adicionalmente, o Instituto Equatorial lançou o edital "Diálogos Equatorial", que destinará R\$ 3 milhões para fomentar projetos de Organizações da Sociedade Civil (OSCs) em sete estados, com foco em empreendedorismo e geração de emprego e renda.

Vale ressaltar que, ainda no trimestre, o Grupo Equatorial avançou de forma significativa no rating de sustentabilidade Refinitiv, passando de 79 pontos em 2024 para 85 pontos. O resultado demonstra a evolução das práticas ambientais, sociais e de governança do Grupo, bem como o amadurecimento dos seus processos de gestão.

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

Indicadores ESG	Medida	3T24	3T25	Δ%
Ambiental				
Consumo de Combustíveis Renováveis na Frota Administrativa	L	190.974	246.714	29,2%
Intensidade de Emissões de SF6	tCO2eq/GWh	0,05	0,04	-18,9%
# de Ligações em Áreas Remotas via SIGFI (Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente)	#	5.453	7.757	42,3%
Investimentos P&D e Eficiência Energética em Meio Ambiente	R\$ mil	18.472	31.318	69,5%
Social				
% de Mulheres no Grupo Equatorial Energia	%	35,2%	33,4%	-1,8p.p.
% de Mulheres em Cargos de Liderança x Total de Líderes	%	22,2%	23,0%	0,8p.p.
% de Negros em Cargos de Liderança x Total de Líderes	%	49,3%	53,4%	4,1p.p.
% de Fornecedores Locais	%	42,8%	43,3%	0,4p.p.
Investimentos Sociais	R\$ mil	64.763	25.002	-61,4%
TG Próprios	#	19	36	89,5%
TG Terceiros	#	1.050	351	-66,6%
Número de óbitos de empregados (próprios + terceiros)	#	2	1	-50,0%
Número de Acidentes com a População	#	4	12	200,0%
Número de Unidades Consumidoras (UCs) beneficiadas pela Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE)	# mil	4.496	4.405	-2,0%
Governança				
% de Conselheiros Independentes ¹	%	86,0%	88,0%	2p.p.
% de Mulheres no Conselho	%	14,0%	14,0%	0,0%
% de Colaboradores Treinados na Trilha de Integridade	%	93,9%	98,6%	5,0%
Casos Registrados no Canal de Ética	#	118	245	107,6%

1 - Considera composição atual

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

DISTRIBUIÇÃO

DESEMPENHO COMERCIAL

Dados Operacionais		3T24								3T25							
	Medida	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
Energia Injetada SIN	GWh	2.523	3.857	1.270	1.157	2.262	519	4.654	16.243	2.623	3.876	1.331	1.130	2.275	474	4.352	16.062
Sistema isolado	GWh	0	70	-	-	-	16	-	86	0	78	0	0	-	16	-	94
Energia injetada pela GD	GWh	214	311	221	130	73	24	474	1.448	275	413	300	180	111	43	849	2.172
Energia Injetada Total	GWh	2.737	4.238	1.491	1.287	2.336	558	5.129	17.777	2.898	4.367	1.632	1.310	2.386	533	5.202	18.328
<i>Variação Injetada Total (%)</i>	%									5,9%	3,1%	9,4%	1,8%	2,2%	-4,5%	1,4%	3,1%
Residencial - convencional	GWh	742	818	306	258	803	113	1.292	4.333	766	787	327	265	796	107	1.260	4.308
Residencial - baixa renda	GWh	441	478	203	166	122	96	255	1.761	465	479	217	166	142	89	259	1.816
Industrial	GWh	34	73	18	21	43	11	87	287	25	50	15	16	35	7	63	211
Comercial	GWh	150	324	123	111	326	60	402	1.497	138	273	112	98	293	53	333	1.300
Outros	GWh	427	422	240	176	209	47	856	2.377	435	408	251	146	198	43	788	2.269
Consumidores Cativos	GWh	1.794	2.115	891	732	1.503	328	2.891	10.255	1.828	1.997	922	692	1.463	299	2.703	9.904
Industrial	GWh	118	350	41	162	287	3	995	1.956	129	416	44	185	312	5	1.025	2.118
Comercial	GWh	142	246	66	81	195	19	192	942	163	289	84	90	226	22	245	1.119
Outros	GWh	11	36	20	29	44	4	65	209	15	41	23	40	72	3	67	262
Consumidores livres	GWh	272	632	127	272	526	26	1.252	3.106	307	746	152	315	610	31	1.336	3.498
Energia de Conexão - outras Distribuidoras	GWh	3	5	46	5	16	0	3	78	6	8	50	4	15	0	2	85
Energia Faturada	GWh	2.069	2.752	1.064	1.009	2.044	353	4.147	13.439	2.142	2.752	1.123	1.011	2.089	330	4.041	13.487
<i>Variação Faturada (%)</i>	%									3,5%	0,0%	5,6%	0,1%	2,2%	-6,7%	-2,6%	0,4%
SCEE* - GDII + GD III	GWh	54	112	42	20	4	-	83	315	80	151	83	43	27	23	217	625
Energia Faturada + Energia Compensada	GWh	2.123	2.864	1.105	1.029	2.048	353	4.230	13.753	2.222	2.903	1.206	1.054	2.116	353	4.259	14.112
<i>Δ Faturada + Compensada (%)</i>	%									4,6%	1,4%	9,1%	2,4%	3,3%	-0,1%	0,7%	2,6%
SCEE - GDI	GWh	108	132	119	63	73	18	267	780	127	166	132	70	83	10	306	895
Energia Distribuída	GWh	2.231	2.996	1.225	1.093	2.121	372	4.497	14.534	2.349	3.070	1.338	1.124	2.199	363	4.565	15.007
<i>Variação Distribuída (%)</i>	%	-								5,3%	2,5%	9,2%	2,9%	3,7%	-2,4%	1,5%	3,3%
Número de Consumidores*	MIL	2.780	3.030	1.535	1.382	1.947	233	3.417	14.324	2.838	3.089	1.574	1.411	1.990	268	3.501	14.670
<i>Variação Número de Consumidores (%)</i>	%									2,1%	2,0%	2,6%	2,1%	2,2%	15,0%	2,4%	2,4%

PERDAS (12 meses)

Distribuidoras	3T24	2T25	3T25	Regulatório 3T25 LTM	Δ 3T24	Δ 2T25	Δ Regulatório	Regulatório 3T25 Homologado
Consolidado	17,9%	17,4%	17,4%	18,4%	-0,5%	0,0%	-1,0%	18,6%
Equatorial Maranhão	17,8%	18,3%	18,4%	17,7%	0,7%	0,1%	0,7%	18,7%
Equatorial Pará	27,8%	28,6%	28,7%	28,6%	0,9%	0,1%	0,1%	28,9%
Equatorial Piauí	17,6%	17,4%	17,4%	19,5%	-0,2%	0,0%	-2,1%	19,5%
Equatorial Alagoas ²	17,4%	16,2%	15,9%	17,7%	-1,5%	-0,2%	-1,8%	17,6%
CEEE-D	12,9%	12,1%	11,7%	11,4%	-1,2%	-0,3%	0,4%	11,4%
CEA ¹	35,6%	31,4%	30,9%	33,7%	-4,7%	-0,4%	-2,8%	33,7%
Equatorial Goiás	11,0%	9,7%	9,7%	12,5%	-1,3%	0,0%	-2,9%	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 Aneel 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.

²Os limites regulatórios homologados das distribuidoras do Maranhão, do Pará e de Alagoas, seguindo a metodologia aprovada pela CP 009/2024, são de 19,1%, 28,9% e 18,6%, respectivamente. Os valores da tabela serão atualizados com a nova metodologia após a atualização de critério para todas as distribuidoras do grupo.

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	102,61%	104,18%	101,90%	107,07%	101,85%	117,84%	110,53%
% desconsiderando involuntária	102,61%	104,18%	101,90%	103,98%	101,85%	100,00%	108,88%

O efeito da sobrecontratação de Goiás no trimestre foi de R\$ 7,1 milhões negativos.

PECLD e ARRECADAÇÃO - TRIMESTRE

PECLD / ROB ¹	3T24	3T25	3T25 Aj.	Δ	Δ Aj.	Arrecadação - IAR	3T24	3T25	Δ
Equatorial Maranhão	1,61%	1,51%	1,51%	-0,1 p.p.	-0,1 p.p.	Equatorial Maranhão	97,98%	97,42%	-0,56 p.p.
Equatorial Pará	2,16%	2,22%	2,22%	0,06 p.p.	0,06 p.p.	Equatorial Pará	97,97%	97,12%	-0,85 p.p.
Equatorial Piauí	1,68%	1,41%	1,41%	-0,27 p.p.	-0,27 p.p.	Equatorial Piauí	99,19%	98,60%	-0,59 p.p.
Equatorial Alagoas	-1,03%	-0,47%	-0,97%	0,56 p.p.	0,06 p.p.	Equatorial Alagoas	103,49%	103,50%	0,01 p.p.
CEEE-D	2,28%	1,35%	1,35%	-0,94 p.p.	-0,94 p.p.	CEEE-D	97,68%	99,39%	1,71 p.p.
CEA	2,69%	-1,16%	0,08%	-3,85 p.p.	-2,61 p.p.	CEA	99,27%	97,35%	-1,92 p.p.
Equatorial Goiás	0,47%	0,11%	0,11%	-0,35 p.p.	-0,35 p.p.	Equatorial Goiás	102,01%	101,35%	-0,66 p.p.
Consolidado	1,36%	1,01%	1,02%	-0,36 p.p.	-0,35 p.p.	Consolidado	99,56%	99,17%	-0,39 p.p.

¹ Desconsidera Receita de Construção.

De maneira consolidada, a PECLD do grupo atingiu 1,01% da ROB contra 1,36% no 3T24. Em uma visão ajustada, a PECLD foi de 1,02%.

A melhora entre trimestres é reflexo principalmente do desempenho da CEEE-D, que tem o efeito comparativo do trimestre impactado pelos eventos climáticos e estado de calamidade que afetaram o estado no 2T24 e no 3T24. Os principais efeitos que impactaram a linha de PECLD das distribuidoras estão expostos na seção de custos e despesas.

A arrecadação das companhias finalizou o trimestre em um patamar consolidado de 99,2%, com destaque para os níveis de arrecadação da Equatorial Alagoas (103,5%) e da Equatorial Goiás (101,4%).

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

Distribuidoras	3T24	2T25	3T25	Regulatório	Δ 3T24	Δ 2T25	Δ Regulatório
DEC							
Equatorial Maranhão	14,0	12,5	12,9	13,8	-1,1	0,4	-0,9
Equatorial Pará	18,7	18,1	17,3	21,2	-1,4	-0,8	-3,9
Equatorial Piauí	23,3	16,7	16,6	19,1	-6,6	-0,1	-2,5
Equatorial Alagoas	18,3	16,8	15,5	14,8	-2,9	-1,3	0,6
CEEE-D	20,1	13,9	11,0	8,3	-9,1	-2,9	2,8
CEA	34,1	30,5	29,7	46,0	-4,5	-0,8	-16,3
Equatorial Goiás	18,5	14,8	14,6	11,2	-4,0	-0,2	3,3
FEC							
Equatorial Maranhão	6,0	5,3	5,5	7,9	-0,5	0,2	-2,3
Equatorial Pará	8,0	7,4	7,2	15,5	-0,7	-0,1	-8,3
Equatorial Piauí	7,9	6,2	6,1	12,2	-1,7	-0,1	-6,0
Equatorial Alagoas	6,6	6,0	5,8	11,8	-0,9	-0,2	-6,1
CEEE-D	7,8	5,7	4,8	5,8	-3,0	-0,9	-1,0
CEA	13,7	13,4	13,4	30,2	-0,4	0,0	-16,9
Equatorial Goiás	8,9	6,9	6,5	7,4	-2,4	-0,3	-0,9

O nível da qualidade do sistema de distribuição é medido pelos índices de DEC² e FEC³, ambos no período de 12 meses.

O grande destaque deste trimestre é da expressiva redução da CEEE-D, que no comparativo com o 3T24 reduziu impressionantes 9,1h, e no comparativo com o 2T25 reduziu 2,9h. Com este resultado, a CEEE-D atingiu o DEC contratual previsto no contrato de concessão, mesmo com os 12 eventos climáticos registrados nos últimos 12 meses, o que reforça o comprometimento do grupo com a qualidade da operação e a expertise adquirida pelas equipes operacionais para operação em áreas de altíssima complexidade.

Além da CEEE-D, destacamos a redução do DEC da Equatorial Alagoas contra o 2T25 (-2,9h), que começa a refletir a maturidade das equipes primarizadas atuando na concessão.

No comparativo com o 2T25, apresentamos reduções em 6 das 7 concessões de distribuição do grupo no DEC, e redução em 5 das 7 distribuidoras no FEC. A melhoria dos indicadores de qualidade reflete a maturação dos investimentos realizados em nossas distribuidoras, principal frente de atuação em qualidade adotada no grupo, além da assertividade dos processos de manutenção realizados em nossas distribuidoras.

Atualmente, quatro das sete concessões da Equatorial estão dentro do limite regulatório do DEC, e todas as distribuidoras do grupo estão 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	3T24								3T25								Δ%
R\$ milhões	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	Total
(+) Vendas as classes	1.515	2.391	900	703	1.201	289	2.463	9.463	1.652	2.253	944	611	1.237	311	2.591	9.597	1%
Renda Não Faturada	(4)	(16)	(4)	(8)	(24)	3	74	21	36	1	(2)	(9)	(34)	2	70	64	201%
(+) Ult. de demanda / reativo excedente	(4)	(14)	(4)	(3)	(6)	(1)	(18)	(50)	(4)	(12)	(3)	(3)	(5)	(1)	(20)	(47)	-6%
(+) Outras receitas	342	606	206	199	271	32	503	2.159	388	939	291	261	312	128	615	2.933	36%
Subvenção baixa renda	93	122	55	49	17	10	47	393	142	203	88	77	24	18	74	625	59%
Subvenção CDE outros	72	214	48	42	46	(6)	89	505	77	255	65	48	55	32	155	686	36%
Uso da rede	57	152	36	62	150	11	265	734	64	189	52	72	181	13	303	874	19%
Atualização ativo financeiro	32	(0)	0	2	10	1	11	56	(64)	77	4	2	7	1	17	42	-25%
Bandeira Tarifária	34	43	17	15	8	7	0	124	129	156	51	44	5	59	0	444	259%
Multa por atraso de pagamento	17	26	10	7	3	7	22	92	17	25	10	7	9	3	23	96	5%
(+) Outras receitas operacionais	37	50	39	23	37	2	69	257	22	34	21	12	31	3	43	166	-35%
Outras Receitas (Parcela B)	15	24	9	7	26	2	29	112	15	22	8	6	24	2	26	103	-9%
(+) Suprimento	33	41	18	35	81	10	83	302	10	0	25	52	33	49	211	381	26%
(+) Valores a receber de parcela A	85	83	26	70	234	83	438	1.020	111	18	95	68	325	57	574	1.248	22%
(+) Receita de construção	300	691	191	150	225	64	639	2.261	338	920	258	162	386	117	751	2.932	30%
(=) Receita operacional bruta	2.271	3.799	1.337	1.155	2.007	478	4.108	15.155	2.495	4.118	1.610	1.151	2.288	660	4.723	17.044	12%
(+) Deduções à receita	(596)	(894)	(361)	(320)	(602)	(93)	(1.095)	(3.961)	(719)	(909)	(457)	(301)	(654)	(131)	(1.263)	(4.435)	12%
PIS/COFINS/ICMS/ISS	(482)	(719)	(280)	(219)	(376)	(79)	(683)	(2.838)	(561)	(703)	(366)	(220)	(373)	(106)	(718)	(3.047)	7%
Compensações Indicadores de Qualidade	(5)	(10)	(4)	(4)	(15)	(3)	(29)	(69)	(4)	(5)	(4)	(3)	(5)	(3)	(24)	(49)	-29%
Demais Deduções (CDE e Encargos)	(109)	(165)	(77)	(98)	(211)	(11)	(383)	(1.054)	(153)	(201)	(87)	(79)	(276)	(22)	(521)	(1.339)	27%
(=) Receita operacional líquida	1.675	2.905	976	834	1.405	385	3.013	11.194	1.777	3.209	1.152	850	1.633	529	3.459	12.610	13%
(-) Receita de construção	(300)	(691)	(191)	(150)	(225)	(64)	(639)	(2.261)	(338)	(920)	(258)	(162)	(386)	(117)	(751)	(2.932)	30%
(=) Receita operac. líq. sem rec.de construção	1.375	2.214	785	684	1.180	321	2.375	8.933	1.439	2.289	895	687	1.247	412	2.708	9.677	8%
(-) Energia comprada e transporte e Encargos	(770)	(1.168)	(409)	(406)	(840)	(148)	(1.394)	(5.134)	(843)	(1.217)	(472)	(415)	(904)	(253)	(1.665)	(5.770)	12%
(=) Margem Bruta	605	1.045	376	278	340	173	981	3.799	596	1.072	423	272	343	159	1.043	3.908	3%
(+) Não-Recorrentes	(7)	(23)	-	-	-	(7)	-	(38)	-	36	-	15	-	-	-	51	-236%
(-) VNR	(32)	0	(0)	(2)	(10)	(1)	(11)	(56)	64	(77)	(4)	(2)	(7)	(1)	(17)	(42)	-25%
(=) Margem Bruta Ajustada	566	1.023	376	277	330	165	970	3.706	660	1.031	419	285	337	158	1.026	3.917	6%
Δ% Margem Bruta Ajustada									16,7%	0,8%	11,5%	3,1%	2,2%	-4,5%	5,8%	5,7%	

No 3T25, a Margem Bruta ajustada por efeitos não recorrentes e não caixa das distribuidoras alcançou R\$ 3,9 bilhões, 6% maior do que o mesmo período do ano anterior, ou R\$ 211,0 milhões.

Vale ressaltar que no 3T24 ainda não eram contabilizados os efeitos do custo de compra de energia da geração distribuída, que no 3T24 totalizariam R\$ 74,2 milhões. Ao ajustarmos este efeito, o crescimento consolidado da margem seria de 7,9% entre períodos. Abaixo apresentamos a abertura da variação por empresa.

R\$ milhões	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
Margem Bruta 3T24	566	1.023	376	277	330	165	970	3.706
(-) Ajuste GD	(11)	(14)	(16)	(9)	0	1	(26)	(74)
Margem Bruta 3T24 Ajustada	555	1.009	360	268	330	167	944	3.632
Margem Bruta 3T25	660	1.031	419	285	337	158	1.026	3.917
Δ	106	22	59	18	7	(9)	82	285
Δ% Margem Bruta	19,0%	2,2%	16,4%	6,7%	2,2%	-5,2%	8,7%	7,9%

DESPESAS OPERACIONAIS E PMSO/CONSUMIDOR

Custos Operacionais R\$ milhões	3T24								3T25								Δ%
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	
(+) Pessoal	45	39	23	24	32	5	39	207	62	58	23	36	30	12	72	293	42%
(+) Material	8	11	5	7	7	2	22	61	5	7	3	4	4	1	15	41	-33%
(+) Serviço de terceiros	117	118	70	49	94	24	230	703	113	149	69	43	128	25	228	753	7%
(+) Outros	10	10	7	4	11	2	11	54	33	10	3	(2)	15	3	10	72	33%
(=) PMSO Reportado	179	179	104	84	144	33	303	1.025	214	223	98	80	177	41	326	1.160	13%
Ajustes	(5)	-	(3)	(11)	(2)	-	(11)	(31)	(29)	(26)	3	2	(18)	(10)	(42)	(120)	283%
PMSO Ajustado	174	179	102	74	142	33	292	994	185	197	100	82	160	32	284	1.040	5%
PECLD e perdas	32	67	19	(10)	41	11	16	176	32	71	19	(5)	26	(6)	5	142	-19%
PECLD/ROB (Ex Receita de Construção)	1,6%	2,2%	1,7%	-1,0%	2,3%	2,7%	0,5%	1,4%	1,5%	2,2%	1,4%	-0,5%	1,3%	-1,2%	0,1%	1,0%	
Provisões - contingências	4	2	2	4	12	(1)	20	44	7	5	2	8	9	0	14	45	3%
Provisões - FUNAC	-	-	-	-	-	-	20	20	-	-	-	-	-	-	11	11	-44%
(+) Provisões	36	69	21	(6)	53	10	56	239	39	76	21	3	34	(6)	30	198	-17%
(+) Sistemas Isolados e Subv. CCC	-	16	-	-	-	2	-	18	1	24	-	-	-	0	-	25	40%
(+) Outras receitas/despesas operacionais	19	(16)	3	5	28	2	(32)	8	21	97	11	24	34	15	73	275	3153%
(+) Depreciação e amortização	70	67	41	32	40	12	196	457	102	73	48	36	59	20	149	487	7%
(=) Custos e despesas gerenciáveis	304	314	169	115	265	59	522	1.748	378	493	178	144	305	70	577	2.145	23%
PMSO Ajustado/Consumidor (12m)	254	237	249	208	294	587	344	278	249	246	247	223	317	518	345	283	
Δ% PMSO por Consumidor									-1,8%	3,7%	-0,9%	7,2%	7,8%	-11,9%	0,2%	1,8%	

MARANHÃO

No comparativo entre trimestres, o PMSO Ajustado/Consumidor, na visão 12 meses, reduziu 1,8%, totalizando R\$ 249. O PMSO ajustado do período totalizou R\$ 185 milhões, 6,4% maior que o mesmo período do ano anterior, ou R\$ 11,1 milhões maior.

O aumento do trimestre vem principalmente da linha de **Pessoal** e reflete o maior headcount entre períodos e o aumento de despesas com incentivos de longo prazo e remuneração variável.

As Perdas Esperadas para Créditos de Liquidação Duvidosa (**PECLD**) atingiram R\$ 32 milhões no 3T25 e representam 1,5% da ROB, em linha com o 3T24.

PARÁ

No 3T25, o PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 246, 3,7% maior que no 3T24. O PMSO ajustado do período atingiu R\$ 197 milhões, 10,3% maior que o 3T24, ou R\$ 18,5 milhões.

O aumento do PMSO no trimestre vem da linha de **Pessoal** (+R\$ 18,5 milhões), derivado do aumento de *headcount* voltado para primarização.

No 3T25, a **PECLD** alcançou R\$ 71 milhões, representando 2,2% da ROB.

PIAUÍ

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 247, uma redução de 0,9% contra o 3T24. O PMSO ajustado do trimestre reduziu 1,4%, ou R\$ 1 milhão quando comparado com o mesmo período do ano anterior.

A **PECLD** do trimestre foi de R\$ 17 milhões, 1,5% da ROB. A melhora entre trimestres foi impulsionada pelas renegociações realizadas no período.

ALAGOAS

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 223, 7,2% maior que o 3T24, enquanto o PMSO ajustado apresentou um aumento de 11,7%, ou R\$ 9 milhões.

O aumento do trimestre foi concentrado na linha de **Pessoal**, que variou R\$ 12,1 milhões, impacto do aumento de *headcount* voltado para a primarização.

Em Alagoas, as Perdas Esperadas para Créditos de Liquidação Duvidosa (**PECLD**) do trimestre foi positiva em R\$ 5 milhões, representando -0,5% da ROB, reflexo das renegociações realizadas com o poder público.

CEEE-D

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 317, um aumento de 7,8%. O PMSO ajustado do período apresentou um aumento de 12,6%.

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

A **PECLD/ROB** do período atingiu 1,3%, ou R\$ 26 milhões.

CEA

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 518, valor 11,9% menor que o mesmo período do ano anterior. O PMSO ajustado da CEA foi de R\$ 32 milhões, 2,3% menor que o 3T24.

No 3T25 a **PECLD** foi positiva em R\$ 6 milhões, impactada pelo ajuste da contabilização de provisões e do efeito de ajuste a valor presente realizado no trimestre. Em uma visão ajustada, a PECLD do período seria de R\$ R\$ 0,4 milhão e representa 0,1% da ROB.

GOIÁS

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) foi de R\$ 345 no 3T25, resultado em linha com o 3T24. O PMSO ajustado foi de R\$ 284 milhões, 2,7% menor que o mesmo período do ano anterior.

No 3T25 a **PECLD** registrou R\$ 5 milhões no trimestre, ou 0,1% da ROB, uma melhora em relação ao 3T24, cujo valor foi de R\$ 16 milhões e 0,47% da ROB.

EBITDA

Recomposição EBITDA	3T24								3T25								Δ%
R\$ milhões	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	Total
(+) Resultado do Exercício	211	556	106	100	(133)	47	70	956	104	389	98	66	(263)	(31)	3	366	-61,7%
(+) Impostos sobre o Lucro	34	103	23	23	-	-	30	212	43	65	35	4	-	5	(23)	128	-40,0%
(+) Resultado Financeiro	56	72	78	42	209	67	359	883	71	126	112	58	302	115	486	1.270	43,8%
(+) Depreciação e Amortização	70	67	41	32	40	12	196	457	102	73	48	36	59	20	149	487	6,7%
(=) EBITDA societário (CVM)*	371	798	248	196	115	126	654	2.508	320	652	293	165	97	108	616	2.251	-10%
Ajustes Totais	(15)	(39)	5	14	19	(6)	(32)	(53)	115	82	7	40	45	18	97	404	-859,1%
(+) Outras receitas/despesas operacionais	19	(16)	3	5	28	2	(32)	9	21	97	11	24	34	15	73	275	3110,2%
(+) Impactos Margem Bruta	(7)	(23)	-	-	-	(7)	-	(38)	-	36	-	15	-	-	-	51	-235,9%
(+) Sistemas Isolados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	N/A
(+) Ajustes de PMSO	5	-	3	11	2	-	11	31	29	26	(3)	(2)	18	10	42	120	283,0%
(+) Ajustes Provisões	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	5	-	(7)	-	1	N/A
(-) VNR	(32)	0	(0)	(2)	(10)	(1)	(11)	(56)	64	(77)	(4)	(2)	(7)	(1)	(17)	(42)	-24,5%
(=) EBITDA societário ajustado	356	759	253	210	135	120	622	2.455	435	734	300	205	143	125	713	2.655	8%
Δ%									22,3%	-3,3%	18,7%	-2,4%	5,8%	4,4%	14,6%	8,1%	

*Calculado em conformidade com a instrução CVM 156/22 - EBITDA Calculado aqui não é o mesmo utilizado para os covenants

MARANHÃO

No 3T25, o EBITDA ajustado por VNR e efeitos não recorrentes atingiu R\$ 435 milhões, 22,3% maior que o 3T24, ou R\$ 79 milhões.

A margem bruta ajustada do trimestre registrou crescimento de R\$ 95 milhões, influenciada principalmente pelo aumento da tarifa fio-b entre trimestres, decorrente do processo de revisão tarifária, enquanto o PMSO ajustado do período apresentou uma redução de R\$ 11 milhões.

As provisões e contingências apresentaram uma melhora de R\$ 3,0 milhões no período.

PARÁ

O EBITDA Ajustado por VNR e efeitos não recorrentes do Pará atingiu R\$ 734 milhões, 3,3% menor, ou R\$ 25 milhões.

A margem bruta do período aumentou R\$ 8 milhões, enquanto o PMSO ajustado e as despesas com sistemas isolados do período aumentaram nos montantes de R\$ 18 milhões e R\$ 7 milhões, respectivamente.

A linha de provisões do período apresentou uma piora de R\$ 8,5 milhões entre trimestres.

PIAUI

No Piauí, o EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa atingiu R\$ 300 milhões, 18,7% maior, ou R\$ 47,4 milhões, quando comparado com o mesmo período do ano anterior.

A margem bruta do período apresentou um aumento de R\$ 43,2 milhões, decorrente do forte mercado do período (R\$ 30 milhões) e da maior tarifa fio-b (R\$ 17 milhões), enquanto o PMSO ajustado do período apresentou reduziu R\$ 1,4 milhões entre períodos.

A linha de PECLD e Contingências apresentou uma melhora de R\$ 2,8 milhões em comparação ao 3T24.

ALAGOAS

O EBITDA Ajustado por VNR e efeitos não recorrentes de Alagoas atingiu R\$ 205 milhões, R\$ 5 milhões menor que o 3T24, ou 2,4% inferior.

A margem bruta do período teve um aumento de R\$ 8,6 milhões, em virtude do mercado (R\$ 6 milhões), da maior tarifa fio-b (R\$ 2 milhões), que foram parcialmente compensados pelo aumento do PMSO (R\$ 9 milhões) e da linha de PECLD e Contingências (R\$ 5 milhões).

CEEE-D

O EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e VNR do Rio Grande do Sul atingiu R\$ 143 milhões no trimestre, 5,8% maior que o 3T24, ou R\$ 7,9 milhões.

A margem bruta da CEEE-D apresentou um crescimento de R\$ 7,3 milhões, impulsionada pelo maior mercado e maior tarifa fio-b. Vale ressaltar que o 3T24 apresentou um faturamento retroativo de 77GWh, o que polui a margem do ano anterior.

O PMSO do período apresentou um aumento de R\$ 17,8 milhões, enquanto as provisões e contingências do período apresentaram uma melhora de R\$ 18,4 milhões.

CEA

O EBITDA Ajustado alcançou R\$ 125 milhões, 4,4% maior que o mesmo período do ano anterior, ou R\$ 5,2 milhões.

A margem bruta da CEA reduziu R\$ 7,5 milhões, e foi compensada pela melhora das linhas de PMSO, provisões e contingências e despesas de sistemas isolados, que variaram positivamente em R\$ 0,7 milhões, R\$ 9,6 milhões e R\$ 2,3 milhões, respectivamente.

GOIÁS

O EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e VNR da Equatorial Goiás atingiu R\$ 713 milhões, 14,6% maior que o mesmo período do ano anterior.

O aumento da margem (R\$ 56,6 milhões) reflete principalmente a maior tarifa fio-b e a RNF do período. Já o PMSO do ajustado do período apresentou uma melhora de R\$ 7,8 milhões e a PECLD e provisões variaram positivamente em R\$ 25,9 milhões.

EFEITOS NÃO RECORRENTES EBITDA

Não Recorrentes	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	3T25 Total
Receita Operacional	-	36	-	-	-	-	-	36
Constituição/Amortização de ativos/passivos regulatórios	-	36	-	-	-	-	-	36
Deduções da receita operacional	-	-	-	15	-	-	-	15
Descasamento de VPA	-	-	-	15	-	-	-	15
Receita operacional líquida	-	36	-	15	-	-	-	51
Custo do serviço de energia elétrica	-	-	-	-	-	-	-	-
Margem Bruta	-	36	-	15	-	-	-	51
Custos e Despesas Operacionais	29	26	(3)	(2)	18	10	42	120
Serviços de Terceiros	3	26	-	3	8	8	42	90
Outros	26	-	(3)	(5)	9	2	-	30
Provisões	-	-	3	5	-	(7)	-	1
Custos e Despesas	29	26	-	3	18	3	42	120
Sistemas Isolados	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras receitas/despesas operacionais	21	97	11	24	34	15	73	275
VNR	64	(77)	(4)	(2)	(7)	(1)	(17)	(42)
Ajustes EBITDA	115	82	7	40	45	18	97	404

RESULTADO FINANCEIRO

Resultado Financeiro Líquido	3T24								3T25								Δ%	
R\$ milhões	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total		
(+) Rendas Financeiras	22	69	22	11	25	17	48	213	38	130	33	36	46	45	28	356	67,5%	
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia	20	37	13	12	17	(4)	15	109	19	36	11	11	22	3	15	117	7,9%	
(+) Encargos da dívida	(85)	(162)	(103)	(47)	(133)	(69)	(336)	(935)	(125)	(286)	(135)	(104)	(253)	(130)	(483)	(1.516)	62,2%	
(+) Encargos CVA	(9)	(11)	(4)	(0)	(5)	3	(5)	(31)	9	6	2	(1)	9	6	14	45	-245,5%	
(+) AVP - Comercial	3	12	1	1	3	0	(2)	18	1	3	4	1	4	(21)	1	(7)	-140,9%	
(+) Contingências	(3)	(2)	(1)	(3)	(30)	1	(23)	(60)	(4)	(2)	(2)	(5)	(28)	(2)	(3)	(46)	-23,6%	
(+) Outras Receitas / Despesas	(5)	(16)	(6)	(14)	(85)	(14)	(56)	(196)	(10)	(14)	(24)	3	(101)	(16)	(58)	(219)	12,0%	
Resultado financeiro	(56)	(72)	(78)	(42)	(209)	(67)	(359)	(883)	(71)	(126)	(112)	(58)	(302)	(115)	(486)	(1.270)	43,8%	
(-/+ Efeitos Não Recorrentes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21	-	21	N/A
Resultado financeiro ajustado	(56)	(72)	(78)	(42)	(209)	(67)	(359)	(883)	(71)	(126)	(112)	(58)	(302)	(94)	(486)	(1.249)	41,5%	
Δ%									26,1%	74,1%	43,2%	39,5%	44,7%	40,4%	35,5%	41,5%		

LUCRO LÍQUIDO

Lucro Líquido	3T24								3T25								Δ%
R\$ milhões	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	Total
(+) Lucro Líquido	211	556	106	100	(133)	47	70	956	104	389	98	66	(263)	(31)	3	366	-62%
(+) Impacto EBITDA (líquido de IR)	(2)	(23)	3	11	2	(7)	11	(6)	29	62	-	18	18	3	42	171	-2833,9%
(+) Efeito IR e CSLL	0	4	(0)	(1)	-	-	(4)	(0)	17	(3)	6	8	-	3	(14)	18	-4220,4%
(+) Depreciação	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	N/A
(+) Ajustes do Resultado Financeiro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21	-	21	N/A
(+) Outras Receitas/Despesas Não Operacionais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	57	-	-	-	-	-	57	N/A
(+) VNR Líquido de IR e CSLL	(21)	0	(0)	(1)	(7)	(0)	(7)	(37)	43	(51)	(2)	(1)	(4)	(0)	(11)	(28)	-24,5%
(=) Lucro Líquido Ajustado	188	537	108	109	(138)	40	69	913	193	454	102	91	(250)	(5)	20	605	-34%
Δ%									3,1%	-15,5%	-5,8%	-15,8%	81,1%	-112,6%	-71,9%	-33,7%	

INVESTIMENTOS

Investimentos Distribuidoras	3T24								3T25								Δ%
R\$ milhões	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	Total
Ativos elétricos	271	251	154	127	182	40	582	1.607	288	531	211	150	360	77	700	2.317	44,2%
Obrigações especiais	6	409	23	1	3	18	69	529	26	361	32	3	2	32	5	461	-12,9%
Ativos não elétricos	23	31	14	22	40	7	57	194	24	28	14	10	23	9	46	154	-20,5%
Total	300	691	191	150	225	64	708	2.330	338	920	258	162	386	117	751	2.932	26%
Δ%									12,4%	33,1%	34,5%	8,1%	71,5%	82,4%	6,2%	25,8%	

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

TRANSMISSÃO**DESEMPENHO FINANCEIRO**

DRE Regulatória - R\$ milhões	3T24	3T25	Δ%	Δ
Receita líquida	250	292	16,5%	41
Custos e despesas operacionais	(19)	(15)	-21,6%	4
EBITDA Regulatório	231	277	19,6%	45
<i>Ajustes</i>	44	-	-100,0%	(44)
EBITDA Regulatório Ajustado	276	277	0,3%	1
Margem EBITDA	92,3%	94,8%	2,7%	N/A
Depreciação / amortização	(110)	(107)	-2,6%	3
Resultado do serviço (EBIT)	121	169	39,8%	48
Resultado financeiro	(53)	(19)	-63,6%	33
Impostos	(9)	(20)	116,7%	(11)
Lucro Líquido	59	131	119,7%	71
Endividamento	3T24	3T25	Δ%	Δ
Dívida Bruta	5.865	4.908	-16,3%	(957)
Dívida Líquida	4.687	3.073	-34,4%	(1.614)
Disponibilidades	1.178	1.836	55,8%	657

O resultado regulatório do 3T25 trouxe uma receita líquida de R\$ 292 milhões, impactada pelos efeitos da parcela de ajuste (+ R\$ 11 milhões) e da reversão dos valores de AVC complementar recebidos no passado (R\$ 37,3 milhões).

Os custos e despesas operacionais totalizaram R\$ 15 milhões, e o EBITDA regulatório atingiu R\$ 276,5 milhões, com uma margem EBITDA de 95%.

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)	3T24 Regulatório	Ajustes	3T24 Societário	3T25 Regulatório	Ajustes	3T25 Societário
Receita operacional	294.572	296.664	591.237	323.515	47.458	370.973
Transmissão de energia	294.572	-	-	322.010	-	-
Receita de Operação e Manutenção	-	31.166	31.166	-	35.882	35.882
Receita de construção	-	133	133	-	-	-
Atualização ativo de contrato em serviço	-	559.938	559.938	-	335.091	335.091
Outras receitas	0	-	(0)	1.505	-	-
Deduções da receita operacional	(44.163)	(12)	(44.175)	(31.908)	(0)	(31.908)
Receita operacional líquida	250.409	296.652	547.061	291.607	47.458	339.064
Custo do serviço de energia elétrica	-	-	-	-	-	-
Margem Bruta Operacional	250.409	296.652	547.061	291.607	47.458	339.064
Custo/despesa operacional	(19.240)	(8.366)	(27.606)	(15.076)	(10.012)	(25.087)
Pessoal	(8.306)	(0)	(8.306)	(7.129)	44	(7.085)
Material	(442)	0	(442)	(311)	(4)	(315)
Serviço de terceiros	(7.906)	0	(7.905)	(6.212)	(11.755)	(17.967)
Custo de construção	-	(8.366)	(8.366)	-	-	-
Outros	(1.515)	(0)	(1.515)	(443)	(257)	(701)
Outras despesas não operacionais	(1.071)	(0)	(1.071)	(980)	1.960	980
EBITDA	231.170	288.286	519.455	276.531	37.446	313.977
Depreciação e amortização	(110.120)	38.604	71.516	(107.249)	35.178	(72.071)
Equivalência patrimonial	-	-	(13.059)	-	-	(2.095)
Resultado do serviço	121.050	313.830	434.880	169.282	72.624	239.811
Resultado financeiro	(52.587)	(0)	(52.587)	(19.118)	(0)	(19.118)
Receitas financeiras	53.683	(0)	53.683	67.653	(0)	67.653
Despesas financeiras	(106.270)	(0)	106.270	(86.771)	(0)	(86.771)
Resultado antes do imposto de renda	68.463	313.830	382.293	150.163	70.529	220.692
Imposto de renda e contribuição social	(9.013)	(35.546)	44.559	(19.533)	(45.469)	(65.001)
Subvenção do imposto de renda	-	35.547	35.547	-	45.469	45.469
Impostos diferidos	-	(115.468)	115.468	-	(32.497)	(32.497)
Resultado do exercício	59.450	198.362	257.812	130.631	38.032	168.662

RENOVÁVEIS

DESEMPENHO OPERACIONAL

GERAÇÃO

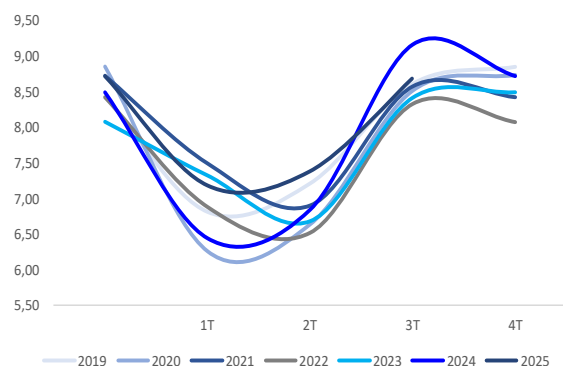
Complexos Eólicos	Geração (GWh)				Vento (m/s)			
	3T24	3T25	Δ%	Δ	3T24	3T25	Δ%	Δ
Ventos de Tianguá	141,0	141,8	0,6%	0,8	8,2	8,3	1,3%	0,1
Serra do Mel 1 e 2	265,3	398,8	50,4%	133,6	9,6	8,8	-8,3%	-0,8
Echo 1, 2, 4 e 5	460,1	403,6	-12,3%	-56,6	9,9	9,6	-3,2%	-0,3
Ventos de São Clemente	216,1	175,7	-18,7%	-40,4	7,5	7,1	-5,1%	-0,4
Portfólio Eólico	1.082,4	1.119,9	3,5%	37,4	9,2	8,7	-5,2%	-0,5
Constrained-Off	533,8	351,4	-34,2%	-182,4				
Portfólio Eólico ex Constrained-Off	1.616,2	1.471,3	-9,0%	-145,0	9,2	8,7	-5,2%	-0,5

Complexos Solares	Geração (GWh)				Irradiância Média (W/m ²)			
	3T24	3T25	Δ%	Δ	3T24	3T25	Δ%	Δ
Ribeiro Gonçalves	102,9	94,9	-7,7%	-8,0	335,5	328,1	-2,2%	-7,4
Barreiras	129,9	100,4	-22,8%	-29,6	350,4	341,3	-2,6%	-9,0
Portfólio Solar	232,8	195,3	-16,1%	-37,5	344,4	336,2	-2,4%	-8,2
Constrained-Off	193,9	227,4	17,3%	33,5				
Portfólio Solar ex Constrained-Off	426,7	422,6	-0,9%	-4,0	344,4	336,2	-2,4%	-8,2

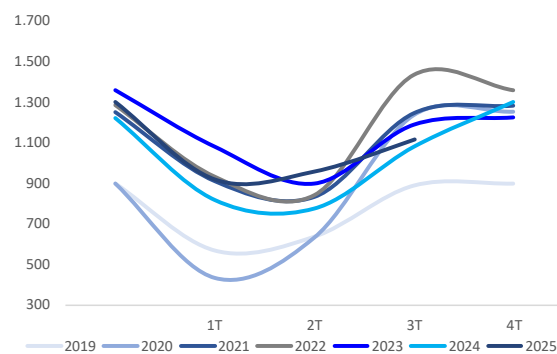
Portfólio	Geração (GWh)			
	3T24	3T25	Δ%	Δ
Portfólio Consolidado	1.315,2	1.315,1	0,0%	-0,1
Constrained-Off	727,6	578,7	-20,5%	-148,9
Portfólio ex Constrained-Off	2.042,9	1.893,9	-7,3%	-149,0

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

MÉDIA DOS VENTOS - PORTFÓLIO EÓLICO (m/s)



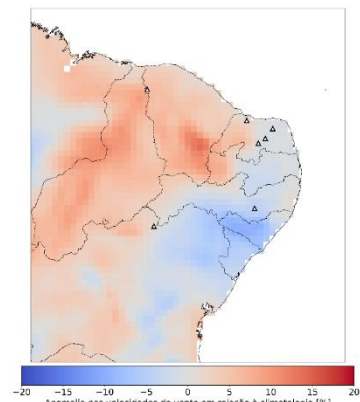
GERAÇÃO TOTAL - PORTFÓLIO EÓLICO (GWh)



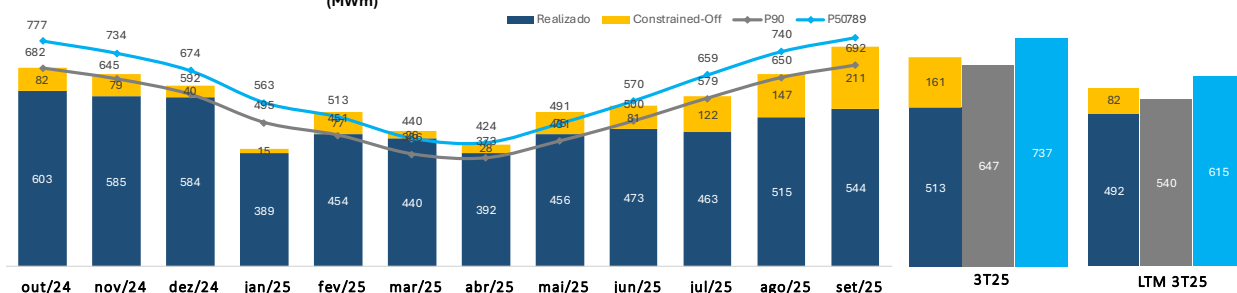
O 3T25 foi marcado por velocidades de vento dentro da média climatológica na maior parte do Nordeste, sendo que em algumas áreas dos estados do Maranhão, Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte e Bahia que registraram anomalias positivas. Em comparação com o 3T24, a velocidade média dos ventos nos complexos da Echoenergia apresentou uma diminuição de 5,2%, na medida em que alguns sites apresentaram um recurso eólico abaixo da média climatológica.

A figura ao lado ilustra as anomalias de vento no 3T25 em relação à média de longo prazo, evidenciando o impacto climático positivo e negativo em alguns dos complexos da Echoenergia. Importante mencionar que, excluindo-se efeitos do *constrained-off*, os resultados de geração deste período ficaram próximos de P79 para os ativos eólicos e de P83 para os ativos solares.

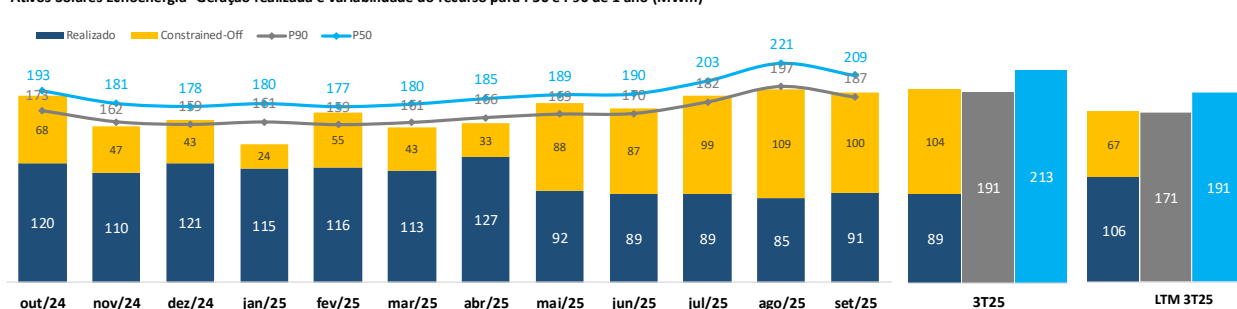
Os gráficos a seguir apresentam a geração de energia eólica e solar da Echoenergia nos últimos doze meses e a visão para o 3T25, comparando-a com os valores de P50 e P90 anual revisados pela empresa no início de 2024. Vale destacar que essas estimativas de produção de energia são consideradas robustas, 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)



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 3T25, as perdas de energia totalizaram 578,7 GWh (30,6%), com maior relevância para os parques solares de Barreiras e Ribeiro Gonçalves, com 152,5 GWh (56,3%) e 74,8 GWh (47,9%), respectivamente, e para o parque eólico de Serra do Mel com 248,7 GWh (37,8%). Esse impacto no portfólio foi inferior ao reportado no 3T24 (727,6 GWh ou 35,6%), principalmente, devido à redução dos níveis de cortes em Serra do Mel. O nível de perdas das usinas eólicas foi inferior ao reportado no mesmo período do ano anterior (533,8GWh / 3T24 vs. 351,4GWh / 3T25). Adicionalmente, 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. Por fim, 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. 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			
	3T24	3T25	Δ%	Δ	3T24	3T25	Δ%	Δ
Receita Líquida	327,2	297,3	-9,1%	(29,9)	61,7	100,7	63,3%	39,1
(-) Compra de Energia	(47,9)	(37,3)	-22,0%	10,6	(5,4)	(46,6)	764,4%	(41,2)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	-	N/A	-	-	(0,1)	N/A	(0,1)
Lucro Bruto de Energia	279,3	259,9	-6,9%	(19,4)	56,3	54,0	-4,0%	(2,2)
Custos e Despesas Operacionais	(73,1)	(72,8)	-0,3%	0,2	(19,3)	(23,8)	23,2%	(4,5)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(61,0)	(57,0)	-6,6%	4,0	(17,8)	(20,9)	16,9%	(3,0)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(12,1)	(15,9)	31,2%	(3,8)	(1,5)	(2,9)	98,9%	(1,5)
EBITDA	206,2	187,1	-9,3%	(19,1)	36,9	30,2	-18,2%	(6,7)
Margem EBITDA (%)	63,0%	62,9%	-0,1p.p.	N/A	59,9%	30,0%	-29,9p.p.	N/A
(-/+) Efeitos Não-Recorrentes	2,8	8,8	210,6%	6,0	0,1	-	-100,0%	(0,1)
(-/+) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	-	N/A	-	-	0,1	N/A	0,1
EBITDA Ajustado	209,1	195,9	-6,3%	(13,2)	37,1	30,3	-18,3%	(6,8)
Margem EBITDA Ajustada (%)	63,9%	65,9%	2p.p.	N/A	-191,8%	-127,2%	64,7p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(65,5)	(65,3)	-0,2%	0,1	(21,2)	(19,4)	-8,6%	1,8
(+/-) Resultado Financeiro	(52,6)	(44,8)	-14,9%	7,9	(52,2)	(37,0)	-29,0%	15,1
(-) Impostos	(13,9)	(19,8)	42,6%	(5,9)	(2,0)	(4,8)	135,9%	(2,7)
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	74,2	57,1	-23,0%	(17,1)	(38,5)	(30,9)	-19,5%	7,5
Margem Líquida (%)	22,7%	19,2%	-3,5p.p.	N/A	-62,4%	-30,7%	31,6p.p.	N/A

DRE	Echoenergia (Part. + Cresc.)			
	3T24	3T25	Δ%	Δ
Receita Líquida	388,9	398,0	2,3%	9,1
(-) Compra de Energia	(53,3)	(84,0)	57,6%	(30,7)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	(0,1)	N/A	(0,1)
Lucro Bruto de Energia	335,6	313,9	-6,4%	(21,6)
Custos e Despesas Operacionais	(92,4)	(96,6)	4,6%	(4,2)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(78,8)	(77,9)	-1,2%	1,0
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(13,6)	(18,8)	38,6%	(5,2)
EBITDA	243,2	217,3	-10,6%	(25,9)
Margem EBITDA (%)	62,5%	54,6%	-7,9p.p.	N/A
(-/+) Efeitos Não-Recorrentes	3,0	8,8	197,6%	5,8
(-/+) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	0,1	N/A	0,1
EBITDA Ajustado	246,1	226,2	-8,1%	(20,0)
Margem EBITDA Ajustada (%)	63,3%	56,8%	-6,5p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(86,7)	(84,7)	-2,3%	2,0
(+/-) Resultado Financeiro	(104,8)	(81,8)	-22,0%	23,0
(-) Impostos	(15,9)	(24,6)	54,4%	(8,7)
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	35,8	26,2	-26,8%	(9,6)
Margem Líquida (%)	9,2%	6,6%	-2,6p.p.	N/A

LUCRO BRUTO DE ENERGIA - ECHOENERGIA

O Lucro Bruto de Energia da Echoenergia foi de R\$ 313,9 milhões no 3T25, uma redução de 6,4% quando comparado ao mesmo período do ano passado, ou de R\$ 21,6 milhões. O lucro bruto foi afetado principalmente pela menor geração registrada no período.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS - ECHOENERGIA

Os custos e despesas operacionais da Echoenergia totalizaram R\$ 96,6 milhões no 3T25 e ajustando por efeitos não recorrentes, os custos e despesas operacionais totalizaram R\$ 87,8 milhões no 3T25, uma redução de 1,8%, ou R\$ 1,6 milhões comparado ao 3T24.

RESULTADO FINANCEIRO - ECHOENERGIA

O resultado financeiro líquido da Echoenergia registrado no 3T25 foi de R\$ 81,8 milhões negativos, valor R\$ 23,0 milhões superior quando comparado ao 3T24, reflexo da melhora na linha de rendas financeiras, impactadas pela maior posição de caixa no trimestre, além do maior CDI do período.

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			
	3T24	3T25	Δ%	Δ	3T24	3T25	Δ%	Δ
Receita Líquida	388,9	398,0	2,3%	9,1	185,0	732,0	295,6%	546,9
(-) Compra de Energia	(53,3)	(84,0)	57,6%	(30,7)	(193,8)	(746,9)	285,5%	(553,2)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	(0,1)	N/A	(0,1)	(20,5)	13,9	-167,7%	34,4
Lucro Bruto de Energia	335,6	313,9	-6,4%	(21,6)	(29,3)	(1,1)	-96,3%	28,2
Custos e Despesas Operacionais	(92,4)	(96,6)	4,6%	(4,2)	(9,1)	(13,2)	45,7%	(4,1)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(78,8)	(77,9)	-1,2%	1,0	(7,1)	(12,1)	69,9%	(5,0)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(13,6)	(18,8)	38,6%	(5,2)	(2,0)	(1,2)	-40,8%	0,8
EBITDA	243,2	217,3	-10,6%	(25,9)	(38,4)	(14,3)	-62,7%	24,0
Margem EBITDA (%)	62,5%	54,6%	-7,9p.p.	N/A	-20,7%	-2,0%	18,8p.p.	N/A
(-/+) Efeitos Não-Recorrentes	3,0	8,8	197,6%	5,8	-	-	N/A	-
(-/+) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	0,1	N/A	0,1	20,5	(12,7)	-161,9%	(33,3)
EBITDA Ajustado	246,1	226,2	-8,1%	(20,0)	(17,8)	(27,0)	51,6%	(9,2)
Margem EBITDA Ajustada (%)	63,3%	56,8%	-6,5p.p.	N/A	-9,6%	-3,7%	5,9p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(86,7)	(84,7)	-2,3%	2,0	(0,0)	(0,1)	1145,5%	(0,1)
(+/-) Resultado Financeiro	(104,8)	(81,8)	-22,0%	23,0	0,6	1,1	79,9%	0,5
(-) Impostos	(15,9)	(24,6)	54,4%	(8,7)	9,3	(4,3)	-146,7%	(13,6)
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	35,8	26,2	-26,8%	(9,6)	(28,5)	(17,7)	-38,1%	10,9
Margem Líquida (%)	9,2%	6,6%	-2,6p.p.	N/A	-15,4%	-2,4%	13p.p.	N/A

DRE	Proforma (Echoenergia + EQTL Renováveis)			
	3T24	3T25	Δ%	Δ
Receita Líquida	573,9	1.129,9	96,9%	556,1
(-) Compra de Energia	(247,1)	(830,9)	236,3%	(583,9)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(20,5)	13,8	-167,4%	34,4
Lucro Bruto de Energia	306,3	312,9	2,1%	6,6
Custos e Despesas Operacionais	(101,5)	(109,9)	8,3%	(8,4)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(85,9)	(89,9)	4,6%	(4,0)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(15,5)	(20,0)	28,5%	(4,4)
EBITDA	204,8	203,0	-0,9%	(1,8)
Margem EBITDA (%)	35,7%	18,0%	-17,7p.p.	N/A
(-/+) Efeitos Não-Recorrentes	3,0	8,8	197,6%	5,8
(-/+) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	20,5	(12,7)	-161,7%	(33,2)
EBITDA Ajustado	228,3	199,1	-12,8%	(29,2)
Margem EBITDA Ajustada (%)	39,8%	17,6%	-22,2p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(86,7)	(84,8)	-2,2%	1,9
(+/-) Resultado Financeiro	(104,2)	(80,7)	-22,5%	23,5
(-) Impostos	(6,7)	(28,9)	333,3%	(22,2)
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	7,3	8,5	17,6%	1,3
Margem Líquida (%)	1,3%	0,8%	-0,5p.p.	N/A

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

SANEAMENTO

Indicadores Operacionais - Água	3T24	3T25	Δ% vs 3T24
Economias faturadas (mil)	89,796	98,447	9,6%
Volume Faturado (mil m ³)	5.364	5.451	1,6%
Índice de cobertura (%)	58,9%	70,0%	11,1 p.p.
Índice de Perda da Distribuição (%)	61,18%	62,89%	1,7 p.p.
Indicadores Operacionais - Esgoto	3T24	3T25	Δ% vs 3T24
Economias faturadas (mil)	18,148	19,235	6,0%
Volume Faturado (mil m ³)	982	1.061	8,1%
Índice de cobertura (%)	13,8%	15,3%	1,5 p.p.

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

DESEMPENHO FINANCEIRO

Demonstração de Resultado	3T24	3T25	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Receita Operacional	68,1	42,3	-37,9%	-25,9
Abastecimento de água e serviços de esgoto	25,1	26,4	5,5%	1,4
Receita de construção	40,7	14,1	-65,3%	-26,6
Outras receitas	2,3	1,7	-26,6%	-0,6
Deduções à receita operacional	(2,5)	(2,6)	2,6%	-0,1
Receita operacional líquida	65,6	39,7	-39,5%	-25,9
Custos de construção	(40,7)	(14,1)	-65,3%	26,6
Custo da Operação	(23,6)	(23,4)	-0,8%	0,2
PMSO	(14,7)	(17,1)	16,8%	-2,5
<i>Pessoal</i>	<i>(7,7)</i>	<i>(5,2)</i>	<i>-32,5%</i>	<i>2,5</i>
<i>Material</i>	<i>(2,1)</i>	<i>(2,2)</i>	<i>4,3%</i>	<i>-0,1</i>
<i>Serviços de terceiros</i>	<i>(1,9)</i>	<i>(4,7)</i>	<i>150,2%</i>	<i>-2,8</i>
<i>Outros</i>	<i>(2,9)</i>	<i>(5,0)</i>	<i>70,2%</i>	<i>-2,1</i>
PDD/Provisões	(8,9)	(4,8)	-46,1%	4,1
Outras Receitas e Despesas Operacionais	-	(1,5)	N/A	-1,5
EBITDA	1,3	2,2	68,2%	0,9
Depreciação e amortização	(7,4)	(8,5)	13,9%	-1,0
Resultado financeiro	(37,8)	(39,0)	3,1%	-1,2
Receita financeira	1,3	1,2	-8,9%	-0,1
Despesa financeira	(39,1)	(40,2)	2,7%	-1,0
Tributos	-	-	N/A	0,0
Resultado do exercício	(44,0)	(45,3)	3,0%	-1,3

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

No 3T25, a receita operacional líquida da CSA atingiu R\$ 39,7 milhões. Desconsiderando a receita de construção dos períodos, a Receita Operacional Líquida apresenta um crescimento de R\$ 0,7 milhões, ou 3%, refletindo o maior volume hidrometrado e o aumento da tarifa média entre períodos.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

O PMSO do período atingiu R\$ 17,1 milhões, R\$ 2,5 milhões maior que o mesmo período do ano anterior, influenciado principalmente pelo aumento na linha de outros relativo ao aumento dos custos de energia elétrica.

A PECLD no trimestre atingiu R\$ 4,8 milhões, valor R\$ 4,1 milhões menor que o mesmo período do ano anterior, com um índice de PECLD/ROB de 17,1% no 3T25.

RESULTADO FINANCEIRO

No 3T25, o resultado financeiro foi de R\$ 39,0 milhões, valor em linha com o 3T24 (R\$ 37,8 milhões).

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

EQUATORIAL SERVIÇOS

Demonstração de Resultado	3T24	3T25	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Receita Operacional Bruta	255,5	929,3	263,8%	673,8
Deduções	(14,4)	(105,5)	632,5%	(91,1)
Receita operacional líquida	241,1	823,8	241,8%	582,8
Custos Operacionais	(199,8)	(748,8)	274,9%	(549,1)
Despesas Operacionais	(67,1)	(68,2)	1,6%	(1,1)
EBITDA	(25,8)	6,8	-126,4%	32,6
Margem EBITDA	-10,7%	0,8%	-107,7%	
(-/+ Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	22,7	8,1	-64,3%	(14,6)
EBITDA Ajustado	(3,2)	14,9	-570,7%	18,1
Depreciação e Amortização	(4,3)	(7,4)	74,9%	(3,2)
Resultado do serviço (EBIT)	(30,1)	(0,6)	-97,9%	29,4
Resultado financeiro	(5,4)	0,3	-105,0%	5,7
Equivalencia	15,3	2,1	-86,3%	(13,2)
Tributos	5,1	(8,7)	-268,6%	(13,8)
Lucro Líquido	(15,1)	(6,9)	-53,9%	8,1
Lucro Líquido Ajustado	(10,8)	13,5	-224,9%	24,4

DESEMPENHO FINANCEIRO

As variações da receita e dos custos da Equatorial Serviços reflete, 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 Ajustado do período foi de R\$ 14,9 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](#)