



Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Informações contábeis
intermediárias em 30 de setembro
de 2025

Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Informações contábeis intermediárias

Índice

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

Notas explicativas

1	CONTEXTO OPERACIONAL	9
2	BASE DE PREPARAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES CONTÁBEIS INTERMEDIÁRIAS	10
3	POLÍTICAS CONTÁBEIS MATERIAIS E ESTIMATIVAS CRÍTICAS	11
4	CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	12
5	APLICAÇÕES FINANCEIRAS	13
6	CONTAS A RECEBER DE CLIENTES	14
7	VALORES A DEVOLVER DA PARCELA A E OUTROS ITENS FINANCEIROS	16
8	PARTES RELACIONADAS	18
9	OUTROS CRÉDITOS A RECEBER	21
10	ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO	22
11	INTANGÍVEL	22
12	ATIVOS DE CONTRATO	23
13	FORNECEDORES	24
14	EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	25
15	DEBÊNTURES	28
16	IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL CORRENTE E DIFERIDOS	30
17	PROVISÃO PARA RISCOS JUDICIAIS E DEPÓSITOS VINCULADOS	31
18	VALORES A PAGAR DE ACORDO COM PLANO DE RECUPERAÇÃO JUDICIAL	32
19	PATRIMÔNIO LÍQUIDO	34
20	RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	38
21	CUSTOS DO SERVIÇO E DESPESAS OPERACIONAIS	39
22	ENERGIA ELÉTRICA COMPRADA PARA REVENDA	40
23	OUTRAS DESPESAS OPERACIONAIS, LÍQUIDAS	41
24	RESULTADO FINANCEIRO	41
25	INSTRUMENTOS FINANCEIROS	42
26	DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA	46
27	COMPROMISSOS FUTUROS	47
28	EVENTOS SUBSEQUENTES	47



**Shape the future
with confidence**

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

Relatório sobre a revisão de informações trimestrais

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

Introdução

Revisamos as informações contábeis intermediárias da Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A. (Companhia), contidas no Formulário de Informações Trimestrais (ITR) referente ao trimestre findo em 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 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**

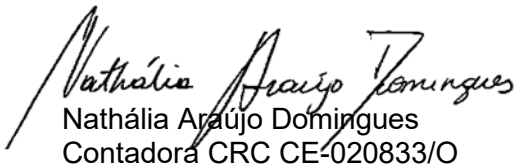
Outros assuntos

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

Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Balanço patrimonial em 30 de setembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024
(Em milhares de reais)



Ativo	Notas	30/09/2025	31/12/2024
Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	4	2.767.695	1.318.174
Aplicações financeiras	5	2.664.885	2.295.368
Contas a receber de clientes	6	2.249.902	2.069.354
Almoarifado		27.276	19.267
Serviços pedidos		209.446	161.927
Subvenção CCC		70.911	60.200
Depósitos vinculados	17	-	196
Impostos e contribuições a recuperar		155.382	223.039
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar		251.559	191.411
Outros créditos a receber	9	902.560	499.572
Total do ativo circulante		9.299.616	6.838.508
Não circulante			
Aplicações financeiras	5	22.507	20.556
Contas a receber de clientes	6	205.031	243.931
Sub-rogação da CCC - valores aplicados		349.930	349.930
Serviços pedidos		23.447	23.447
Impostos e contribuições a recuperar		433.484	336.240
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar		70.686	91.054
Instrumentos financeiros derivativos	24.4	-	110.126
Depósitos vinculados	17	182.178	157.701
Benefício pós-emprego		10.863	9.872
Outros créditos a receber	9	1.071	1.586
Ativo financeiro da concessão	10	8.376.548	7.716.194
Investimentos		5.999	7.283
Intangível	11	1.357.127	1.464.478
Ativos de contrato	12	1.794.160	439.194
Direito de uso		12.272	14.799
Total do ativo não circulante		12.845.303	10.986.391

Total do ativo	22.144.919	17.824.899
-----------------------	-------------------	-------------------

Passivo	Notas	30/09/2025	31/12/2024
Circulante			
Fornecedores	13	1.216.365	1.140.554
Fornecedores - risco sacado	13.1	242.929	129.586
Empréstimos e financiamentos	14	1.449.290	1.584.144
Debêntures	15	319.649	60.967
Valores a pagar de acordos com plano de recuperação judicial	18	142.882	112.764
Instrumentos financeiros derivativos	25.4	52.900	51
Passivo de arrendamento		5.129	4.872
Impostos e contribuições a recolher		253.361	245.474
Impostos e contribuições sobre o lucro a recolher		139.142	5.230
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento		29.676	20.538
Valores a devolver da parcela A e outros itens financeiros	7	65.272	82.762
Contribuição de iluminação pública		55.402	51.781
Encargos setoriais		82.760	96.887
Participação nos lucros		34.767	38.764
Provisões para riscos judiciais	17	10.062	9.693
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores		-	9.654
Dividendos a pagar	8	1.456.757	363.228
Benefício pós-emprego		1.684	1.546
Outras contas a pagar		691.723	436.738
Total do passivo circulante		6.249.750	4.395.233
Não circulante			
Empréstimos e financiamentos	14	2.033.832	2.260.019
Debêntures	15	6.125.311	3.770.276
Valores a pagar de acordos com plano de recuperação judicial	18	1.018.720	1.023.836
Valores a devolver da parcela A e outros itens financeiros	7	170.386	186.559
Passivo de arrendamento		9.410	12.302
Impostos e contribuições a recolher		130.180	127.448
Encargos setoriais		81.796	52.109
Instrumentos financeiros derivativos	25.4	118.141	-
Provisões para riscos judiciais	17	142.647	121.168
Imposto de renda e contribuição social diferidos	16	844.381	744.776
Benefício pós-emprego		66.492	64.114
Outras contas a pagar		80.345	78.558
Total do passivo não circulante		10.821.641	8.441.165

Patrimônio líquido			
Capital social	19.1	1.633.607	1.624.459
Ajuste de avaliação patrimonial		1.768	(31.766)
Reserva de capital		36.659	34.092
Reserva de reavaliação	19.2	20.228	26.676
Reservas de lucros		2.232.309	3.335.040
Lucros acumulados		1.148.957	-
Total do patrimônio líquido		5.073.528	4.988.501

Total do passivo e patrimônio líquido	22.144.919	17.824.899
--	-------------------	-------------------

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

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	3.209.277	8.917.069	2.905.047	7.876.359
Energia elétrica comprada para revenda	22	(1.216.914)	(3.194.800)	(1.168.291)	(2.981.073)
Custo de construção		(920.174)	(2.496.137)	(691.353)	(1.775.331)
Custo da operação		(194.220)	(759.287)	(135.772)	(511.548)
Custos de energia elétrica, construção e operação	21	(2.331.308)	(6.450.224)	(1.995.416)	(5.267.952)
Lucro bruto		877.969	2.466.845	909.631	2.608.407
Despesas operacionais					
Despesas com vendas	21	(70.917)	(191.756)	(77.634)	(214.530)
Despesas gerais e administrativas	21	(54.374)	(155.369)	(45.790)	(143.117)
Perda estimada em créditos de liquidação duvidosa	21	(67.632)	(188.385)	(50.624)	(155.766)
Outras despesas operacionais, líquidas	23	(105.836)	(165.597)	(4.276)	(78.641)
Total de despesas operacionais		(298.759)	(701.107)	(178.324)	(592.054)
Resultado antes do resultado financeiro e impostos sobre lucro		579.210	1.765.738	731.307	2.016.353
Receitas financeiras	24	180.834	720.248	111.836	454.903
Despesas financeiras	24	(306.760)	(1.121.296)	(184.174)	(702.330)
Resultado financeiro, líquido		(125.926)	(401.048)	(72.338)	(247.427)
Lucro antes de imposto de renda e da contribuição social		453.284	1.364.690	658.969	1.768.926
Imposto de renda e contribuição social - corrente	16	(48.158)	(139.851)	(105.167)	(196.775)
Imposto de renda e contribuição social - diferidos	16	(16.441)	(82.330)	2.654	(101.804)
Impostos sobre o lucro		(64.599)	(222.181)	(102.513)	(298.579)
Lucro líquido do período		388.685	1.142.509	556.456	1.470.347
Lucro por ação básico e diluído - R\$					
Ação ordinária	19.6	0,17595	0,51719	0,25190	0,66559
Ação preferencial nominal - A	19.6	0,17582	0,51735	0,25196	0,66544
Ação preferencial nominal - B	19.6	0,17604	0,51687	0,25161	0,66636
Ação preferencial nominal - C	19.6	0,17569	0,51696	0,25229	0,66528
Quantidade de ações ordinárias e preferenciais no final do período (em milhares de ações)		2.209.074	2.209.074	2.209.074	2.209.074

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.
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
	Nota				
Lucro líquido do período		388.685	1.142.509	556.456	1.470.347
Outros resultados abrangentes					
Resultados abrangentes (<i>hedge accounting</i> de fluxo de caixa)	25.4	19.958	50.809	7.089	7.760
Tributos diferidos sobre perda instrumentos financeiros derivativos	16.2	(6.786)	(17.275)	(2.410)	(2.639)
Tributos diferidos sobre ganho atuarial em obrigações com benefício pós-emprego		-	-	2	3
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado					
Realização da reserva de reavaliação	19.2	4.299	6.448	2.248	6.759
Outros resultados abrangentes do período, líquido de impostos		17.471	39.982	6.929	11.883
Total resultados abrangentes		406.156	1.182.491	563.385	1.482.230

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Demonstração das mutações do patrimônio líquido

Períodos findos em 30 de setembro de 2025 e 2024

(Em milhares de reais)



Notas	Capital social	Reserva de capital	Reserva de reavaliação	Ajuste de avaliação patrimonial	Reservas de lucros			Dividendos adicionais propostos	Lucros acumulados	Total
					Legal	Incentivos fiscais	Reserva de Investimentos			
Saldos em 31 de dezembro de 2023	1.624.459	33.995	35.681	(18.989)	297.353	1.402.941	11.202	1.260.206	-	4.646.848
Pagamento baseado em ações - <i>Stock option</i>	-	(1.325)	-	-	-	-	-	-	-	(1.325)
Pagamento baseado em ações - <i>Matching Shares</i>	-	683	-	-	-	-	-	-	-	683
Realização da reserva de reavaliação	-	-	(6.759)	-	-	-	-	-	6.759	-
Dividendos adicionais de 2023	-	-	-	-	-	-	-	(1.260.206)	-	(1.260.206)
Resultado abrangente do exercício										
Resultados de <i>hedge accounting</i>	-	-	-	7.760	-	-	-	-	-	7.760
Tributos diferidos sobre perda instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	(2.639)	-	-	-	-	-	(2.639)
Resultados abrangentes benefícios pós-emprego, líquido de tributos diferidos	-	-	-	3	-	-	-	-	-	3
Lucro líquido do período	-	-	-	-	-	-	-	-	1.470.347	1.470.347
Saldos em 30 de setembro de 2024	1.624.459	33.353	28.922	(13.865)	297.353	1.402.941	11.202	-	1.477.106	4.861.471
Saldos em 31 de dezembro de 2024	1.624.459	34.092	26.676	(31.766)	326.866	1.903.361	11.230	1.093.583	-	4.988.501
Pagamento baseado em ações - <i>Stock option</i>	19.3	-	980	-	-	-	-	-	-	980
Pagamento baseado em ações - <i>Matching Shares</i>	19.5	-	1.587	-	-	-	-	-	-	1.587
Aumento de capital	19.1	9.148	-	-	-	(9.148)	-	-	-	-
Realização da reserva de reavaliação	19.2	-	-	(6.448)	-	-	-	-	6.448	-
Dividendos adicionais de 2024	-	-	-	-	-	-	-	(1.093.583)	-	(1.093.583)
Resultado abrangente do período										
Resultados de <i>hedge accounting</i>	25.4	-	-	-	50.809	-	-	-	-	50.809
Tributos diferidos sobre perda instrumentos financeiros derivativos	16.2	-	-	-	(17.275)	-	-	-	-	(17.275)
Lucro líquido do período	-	-	-	-	-	-	-	-	1.142.509	1.142.509
Saldos em 30 de setembro de 2025	1.633.607	36.659	20.228	1.768	326.866	1.894.213	11.230	-	1.148.957	5.073.528

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.
Demonstração dos fluxos de caixa - método indireto
Períodos findos em 30 de setembro de 2025 e 2024
(Em milhares de reais)



	30/09/2025	30/09/2024
Fluxo de caixa das atividades operacionais		
Lucro líquido do período	1.142.509	1.470.347
Ajustes para:		
Amortização	407.590	302.755
Baixa de intangível e ativo financeiro	35.638	6.296
Atualização do ativo financeiro	(285.846)	(209.068)
Encargos de dívidas, juros, variações monetárias, cambiais líquidas e marcação	329.795	491.086
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	188.385	155.766
Encargos financeiros sobre perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	2.028	2.375
Baixa de recebíveis incobráveis	15.913	37.523
Provisão e atualização de processos judiciais	21.487	17.236
Provisão e atualização de encargos setoriais	60.860	57.937
Reversão (provisão) para perdas de estoques	18.243	(5.703)
Perdas (ganhos) com instrumentos derivativos	373.592	(70.579)
Valor justo das opções de compra	6.299	317
Valores a (receber) pagar de parcela A e outros itens financeiros	(40.549)	104.363
Rendimentos de aplicações financeiras	(246.704)	(150.893)
Imposto de renda e contribuição social correntes	139.851	196.775
Imposto de renda e contribuições sociais diferidos	82.330	101.804
Participação nos lucros	29.058	25.636
Plano de aposentadoria e pensão	1.387	3.249
Ajuste a valor presente	7.058	(6.754)
Subtotal	2.288.924	2.530.468
Variações nos ativos e passivos, circulante e não circulantes		
Contas a receber de clientes	(338.949)	(221.486)
Serviços pedidos	(30.160)	3.958
Depósitos judiciais	1.179	(11.618)
Subvenção CCC	(10.711)	(3.213)
Almoxarifado	(8.009)	1.023
Impostos e contribuições a recuperar	(39.241)	(67.094)
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar	(39.780)	(99.969)
Sub-rogação da CCC - valores aplicados	-	9.936
Outros créditos a receber	(402.944)	(134.645)
Fornecedores	32.637	(102.033)
Fornecedores risco sacado	113.343	(4.933)
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	(70.956)	(59.640)
Impostos e contribuições a recolher	10.619	21.278
Impostos e contribuições sobre o lucro a recolher	100.975	108.635
Valores a devolver da parcela A e outros itens financeiros	6.886	34.768
Contribuição de iluminação pública	3.621	4.285
Participação nos lucros	(33.055)	(34.305)
Encargos setoriais	(62.659)	(59.850)
Pagamento de processos judiciais	(25.099)	(19.212)
Plano de aposentadoria e pensão	138	-
Outras contas a pagar	253.040	3.492
Caixa utilizado nas das atividades operacionais	(539.125)	(630.623)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(106.914)	(121.124)
Juros recebidos de aplicações financeiras	138.317	150.893
Juros pagos	(408.444)	(244.038)
Fluxo de caixa líquido proveniente das atividades operacionais	1.372.758	1.685.576
Fluxo de caixa de atividades de investimento		
Aquisições no ativo contratual	(2.342.760)	(1.568.078)
Adições de obrigações especiais	435.911	1.023.681
Resgate (aplicações) financeiras	(263.081)	(1.868.785)
Fluxo de caixa líquido utilizado nas atividades de investimento	(2.169.930)	(2.413.182)
Fluxo de caixa de atividades de financiamento		
Amortização de empréstimos e financiamentos	(256.409)	(244.709)
Amortização de debêntures	(722.127)	(42.255)
Captação de debêntures	3.249.823	1.000.000
Amortização de valores pagos de acordos com plano de recuperação judicial	(20.591)	(22.878)
Amortização do passivo de arrendamento	(3.949)	(3.753)
Dividendos pagos	(54)	(9)
Fluxo de caixa líquido utilizado nas atividades de financiamento	2.246.693	686.396
Redução em caixa e equivalentes de caixa	1.449.521	(41.210)
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	1.318.174	342.099
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	2.767.695	300.889
Redução em caixa e equivalentes de caixa	1.449.521	(41.210)

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.
Demonstração do valor adicionado
Períodos findos em 30 de setembro de 2025 e 2024
(Em milhares de reais)



	30/09/2025	30/09/2024
Receitas		
Vendas de produtos e serviços	8.927.828	8.643.355
Receitas de construção	2.496.137	1.775.331
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	(188.385)	(155.766)
Outras receitas	642	3.925
Subtotal	11.236.222	10.266.845
Insumos adquiridos de terceiros (inclui ICMS e IPI)		
Custos dos produtos e dos serviços vendidos	(5.690.937)	(4.756.404)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros	(489.919)	(399.998)
Subvenção CCC	(71.700)	(43.416)
Outras despesas	(179.556)	(92.544)
Subtotal	(6.432.112)	(5.292.362)
Valor adicionado bruto	4.804.110	4.974.483
Amortização	(407.590)	(302.755)
Valor adicionado líquido gerado pela Companhia	4.396.520	4.671.728
Valor adicionado recebido em transferência		
Receitas financeiras	742.613	470.212
Valor adicionado total a distribuir	5.139.133	5.141.940
Distribuição do valor adicionado		
Pessoal		
Remuneração direta	100.481	79.636
Benefícios	28.322	22.960
FGTS	8.956	8.429
Subtotal	137.759	111.025
Impostos, taxas e contribuições		
Federais	1.342.080	1.455.173
Estaduais	1.388.359	1.396.729
Municipais	949	1.159
Subtotal	2.731.388	2.853.061
Remuneração de capitais de terceiros		
Juros	945.898	524.054
Aluguéis	6.181	5.177
Encargos com partes relacionadas	4.980	5.022
Outros despesas financeiras	170.418	173.254
Subtotal	1.127.477	707.507
Remuneração de capitais próprios		
Lucros retidos	1.142.509	1.470.347
Valor adicionado	5.139.133	5.141.940

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

1 Contexto operacional

A Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A. ("Companhia" ou "Equatorial Pará"), sociedade anônima de capital aberto, com sede na cidade de Belém, no estado do Pará, controlada pela Equatorial Energia Distribuição S.A. tendo por controladora final a Equatorial S.A. A Companhia é a concessionária do serviço público de distribuição e atividades associadas ao serviço de energia elétrica naquele estado, podendo prestar serviços técnicos de sua especialidade na área de concessão que abrange todo o estado do Pará, com 1.245.871 km²(*), atendendo, em 30 de setembro de 2025, 3.088.988 (*) consumidores em 144 municípios, sendo tais atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME). A Companhia possui suas ações negociadas unicamente no Mercado de Balcão Organizado do Brasil, Bolsa, Balcão S.A. (B3).

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

1.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Conforme Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 182/1998 (Contrato de Concessão), assinado em 28 de julho de 1998, celebrado entre a ANEEL, a Companhia e o acionista controlador, o prazo de concessão é de 30 anos, com vencimento em 27 de julho de 2028, podendo ser renovado por igual período a critério do Poder Concedente.

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

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

Em 28 de março de 2025, com fundamento na Lei nº 9.074/1995, no Decreto nº 12.068/2024 e no Termo Aditivo aprovado por meio do Despacho ANEEL nº 517/2025, a Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A. protocolou o pedido de prorrogação do Contrato de Concessão por mais 30 (trinta) anos, contados a partir do seu término, requerendo também a antecipação dos efeitos da prorrogação, conforme previsto no art. 10 do referido Decreto. A ANEEL, em 22 de julho de 2025, aprovou o pleito, com base nos critérios de atendimento aos indicadores de qualidade e de sustentabilidade econômico-financeira, bem como comprovação de regularidade fiscal, trabalhista e setorial e de qualificações jurídica.

Conforme previsto no cronograma inicial, a assinatura do termo aditivo ao Contrato de Concessão estava programada para ocorrer até meados de setembro. No entanto, essa etapa ainda não foi concluída em razão de ajustes no cronograma interno do poder concedente. A Companhia segue acompanhando o andamento do processo de forma diligente e contínua, mantendo-se atenta a quaisquer atualizações relevantes.

1.2 Fornecimento de energia elétrica aos sistemas isolados

Em licitação na modalidade de leilão (Leilão 02-2016 ANEEL), realizada pela ANEEL em abril de 2016, 23 usinas Termelétricas – UTE passaram a ser operadas pelo vencedor da licitação Consórcio Energia do Pará (CEPA) que desde fevereiro de 2017 tem a responsabilidade pela geração em todos

os municípios que ainda não foram conectados ao Sistema Nacional Interligado (SIN), perdendo assim a validade do contrato 181/1998.

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

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

1.3 Reforma tributária sobre o consumo

Em 20 de dezembro de 2023, foi promulgada a Emenda Constitucional n^o 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 n^o 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 intermediárias da Companhia. A Administração segue acompanhando a evolução da regulamentação e avaliará os efeitos à medida que novas definições forem estabelecidas.

2 Base de preparação e apresentação das informações contábeis intermediárias

2.1 Declaração de conformidade

As informações contábeis intermediárias foram preparadas e estão sendo apresentadas de acordo com a IAS 34 – *Interim Financial Reporting*, emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), (atualmente denominadas pela fundação IFRS" como "normas contábeis IFRS") e com o CPC 21 (R1) – Demonstração Intermediária (práticas contábeis adotadas no Brasil) e devem ser lidas em conjunto com as últimas demonstrações contábeis anuais do exercício findo em 31 de dezembro de 2024, divulgado em 26 de março de 2025. As informações contábeis intermediárias estão apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC) e pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

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

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

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

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) por meio de resultado e outros resultados abrangentes, quando requerido nas normas.

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 o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

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

3 Políticas contábeis materiais e estimativas críticas

As políticas contábeis materiais e estimativas críticas aplicáveis à essas informações contábeis, 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 *International Accounting Standard Board* (IASB) e pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) que são aderentes e potencialmente relevantes ao contexto operacional e financeiro da Companhia são os seguintes:

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

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

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 Informações intermediárias	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. A IFRS 18 substituirá o CPC 26/IAS 1: Apresentação das Informações intermediárias.	01/01/2027

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

4 Caixa e equivalentes de caixa

	30/09/2025	31/12/2024
Caixa e depósitos bancários à vista	31.891	71.119
Equivalentes de caixa (a)		
Aplicação direta		
Certificado de Depósito Bancário – CDB	739.126	128.433
Operações compromissadas (b)	1.996.678	1.053.179
Fundo de investimento		
Operações compromissadas	-	32.560
Certificado de Depósito Bancário – CDB	-	32.883
Subtotal de equivalentes de caixa	2.735.804	1.247.055
Total	2.767.695	1.318.174

- (a) Os equivalentes de caixa se referem a CDB - Certificados de Depósitos Bancários, Operações Compromissadas e outros ativos de alta liquidez e com baixo risco de crédito. Tais aplicações estão disponíveis para utilização nas operações da Companhia, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e estão sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor. Portanto, são ativos financeiros com liquidez imediata classificados como equivalentes de caixa, conforme CPC 03 (R2) - Demonstrações de Fluxo de Caixa; e
- (b) A variação no período decorre principalmente em função dos movimentos gerados por empréstimos e financiamentos e debêntures, conforme demonstrados na nota explicativa nº 14.2 - Movimentação de empréstimos e financiamentos e nº 15.1 - Movimentação de debêntures.

A carteira da Companhia é remunerada pela variação do Certificado de Depósito Interbancário (CDI) e a rentabilidade média ponderada, no período findo em 30 de setembro de 2025, equivale a 99,65% do CDI (97,30% do CDI em 31 de dezembro de 2024).

5 Aplicações financeiras

	30/09/2025	31/12/2024
Circulante		
Fundos de investimentos (a)		
Cotas de fundos de investimento	1.580.891	1.065.141
Cotas de fundos de investimento FIDC (b)	89.731	56.604
Títulos Públicos	-	66.144
Letra Financeira	-	19.175
Fundo Aberto (c)	952.204	1.040.404
Recurso Vinculados (d)	42.059	47.900
Total circulante	2.664.885	2.295.368
Não circulante		
Recursos vinculados (d)	22.507	20.556
Total aplicações financeiras	2.687.392	2.315.924

- (a) Os fundos de investimentos representam operações de baixo risco em instituições financeiras de primeira linha e são compostos por diversos ativos visando melhor rentabilidade com o menor nível de risco, tais como: títulos de renda fixa, títulos públicos, operações compromissadas, debêntures, CDBs, de acordo com a norma de investimento da Companhia. Adicionalmente, a carteira de aplicações contém fundos, que são investimentos em cotas (FIC), administrados por instituições financeiras responsáveis por alocar os recursos em cotas de diversos fundos abertos. Logo, a Companhia não possui gestão e controle direto, tampouco participação relevante nesses fundos abertos (limite máximo de 10% do Patrimônio Líquido) conforme CPC 36 (R3) / IFRS 10 – Demonstrações Consolidadas;
- (b) Fundo de Investimento em Direitos Creditórios (FIDC), sendo parte de seus recursos utilizados na operação de antecipação de títulos a pagar a fornecedores do Grupo Equatorial, conforme descrito na nota explicativa nº 13.1 – Fornecedores – risco sacado;
- (c) Os fundos de investimentos abertos são compostos por ativos como operações compromissadas, títulos públicos, CDBs e depósitos; e a prazo e outros títulos de instrumentos financeiros, a variação no período é decorrente da utilização de caixa rotineira da Companhia, dentro de suas operações normais; e
- (d) Referem-se às aplicações restritas a garantias de empréstimos e financiamentos, aplicados em títulos públicos e fundos lastreados em títulos público, cuja classificação entre circulante e não circulante é definida de acordo com o prazo utilização do recurso.

A carteira da Companhia é remunerada pela variação do CDI, logo, a rentabilidade média ponderada da carteira no período findo em 30 de setembro de 2025, equivale a 101,74% do CDI (98,56% do CDI em 31 de dezembro de 2024).

6 Contas a receber de clientes

6.1 Composição dos saldos

	30/09/2025				31/12/2024			
	A vencer	Vencidos		Total	A vencer	Vencidos		Total
		Até 90 dias	Mais de 90 dias			Até 90 dias	Mais de 90 dias	
Residencial	220.079	268.229	748.458	1.236.766	238.264	284.141	698.686	1.221.091
Industrial	68.785	7.317	30.599	106.701	66.549	7.971	30.578	105.098
Comercial	123.667	35.864	93.868	253.399	122.689	35.446	93.993	252.128
Rural	26.568	34.972	230.896	292.436	26.235	43.402	189.843	259.480
Poder público	92.263	26.929	32.220	151.412	65.561	33.457	30.293	129.311
Iluminação pública	3.435	1.972	6.324	11.731	3.693	1.958	7.066	12.717
Serviço público	24.480	35.795	83.497	143.772	21.638	10.281	26.349	58.268
Contas a receber de consumidores faturados	559.277	411.078	1.225.862	2.196.217	544.629	416.656	1.076.808	2.038.093
Residencial	290.880	25.352	394.341	710.573	319.040	28.759	406.799	754.598
Industrial	9.161	1.177	13.492	23.830	10.541	1.119	14.386	26.046
Comercial	22.217	1.947	42.223	66.387	25.305	3.498	46.955	75.758
Rural	25.555	2.699	31.248	59.502	23.144	2.782	31.961	57.887
Poder público	65.452	1.726	8.017	75.195	57.132	2.522	9.024	68.678
Iluminação pública	14.518	94	552	15.164	13.710	234	630	14.574
Serviço público	85.937	13.607	29.105	128.649	116.598	617	4.549	121.764
Parcelamentos (a)	513.720	46.602	518.978	1.079.300	565.470	39.531	514.304	1.119.305
Contas a receber de consumidores não faturados (b)	300.058	-	-	300.058	254.630	-	-	254.630
Baixa renda (c)	137.130	-	-	137.130	81.694	-	-	81.694
Outras (d)	130.850	-	-	130.850	127.932	-	-	127.932
Subtotal	1.641.035	457.680	1.744.840	3.843.555	1.574.355	456.187	1.591.112	3.621.654
(-) Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	(187.898)	(88.038)	(1.112.686)	(1.388.622)	(194.634)	(87.532)	(1.026.203)	(1.308.369)
Total contas a receber clientes	1.453.137	369.642	632.154	2.454.933	1.379.721	368.655	564.909	2.313.285
Circulante				2.249.902				2.069.354
Não circulante				205.031				243.931

- (a) Os parcelamentos são referentes às renegociações de faturas em atraso e possuem juros de até 1% a.m. Os valores apresentados do contas a receber referentes aos parcelamentos estão líquidos do ajuste a valor presente no montante de R\$ 4.880 em 30 de setembro de 2025 (R\$ 13.434 em 31 de dezembro de 2024), resultando em uma variação no período de R\$ 8.554, vide nota explicativa nº24 Resultado Financeiro;

- (b) Corresponde à energia elétrica distribuída, mas não faturada para os consumidores e o seu faturamento é efetuado tomando como base os ciclos de leitura que, em alguns casos, é após o período de encerramento contábil;
- (c) O Governo Federal, por meio das Leis nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010 e nº 10.438, de 26 de abril de 2002, determinou a aplicação da tarifa social de baixa renda com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da subclasse residencial baixa renda; e
- (d) Corresponde aos saldos de juros moratórios, multas por auto religação, por inadimplências e atrasos.

6.2 Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa (PECLD)

	31/12/2024	Provisões /Reversões (b)	Baixas (c)	30/09/2025
Contas a receber de consumidores faturados	(686.848)	(126.189)	48.376	(764.661)
Parcelamentos	(568.185)	(54.767)	57.526	(565.426)
Contas a receber de consumidores não faturados	(12.757)	(2.276)	-	(15.033)
Outras (a)	(40.579)	(6.710)	3.787	(43.502)
Total	(1.308.369)	(189.942)	109.689	(1.388.622)

- (a) A rubrica de outras perdas estimadas é composta, principalmente, por: multas sobre o consumo irregular, auto religação e inadimplência, conforme previsto na Resolução ANEEL nº 456 de 29 de novembro de 2000;
- (b) A movimentação líquida do período, gerou uma provisão no montante de R\$ 189.942, com impacto de provisão no resultado operacional e no resultado financeiro de R\$ 187.914 e R\$ 2.028, respectivamente, conforme notas explicativas nº 21- Custos do serviço e despesas operacionais e nº 24 - Resultado financeiro; e
- (c) Referente a baixa da PECLD sobre títulos considerados incobráveis pela Companhia, os quais foram efetivamente baixados do contas a receber.

7 Valores a 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	(26.580)	73.768	(64.915)	(3.699)	-	(21.426)
PROINFA - Programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica	(2.230)	(244)	14.287	963	-	12.776
Rede básica	53.615	2.531	(4.444)	4.713	-	56.415
Compra de energia CVA (a)	25.832	26.444	60.471	(738)	-	112.009
ESS - Encargos do serviço do sistema (b)	131.673	(37.048)	(84.339)	4.187	-	14.473
Subtotal	182.310	65.451	(78.940)	5.426	-	174.247
Itens financeiros						
Sobrecontratação de energia (c)	(26.032)	(8.883)	38.303	277	-	3.665
Neutralidade	(64.898)	23.517	12.174	(1.662)	-	(30.869)
Ultrapassagem de demanda e reativo excedente (d)	(165.730)	(34.367)	10.938	(16.253)	-	(205.412)
Risco hidrológico	(171.009)	-	31.157	5.781	-	(134.071)
Compensação créditos PIS/COFINS (e)	7.789	-	(7.202)	92	-	679
CDE Modicidade Tarifária - Empréstimo	(20.179)	5.290	14.206	(1.209)	(5.290)	(7.182)
Outros (f)	(11.572)	36.509	(56.531)	(3.525)	(1.596)	(36.715)
Subtotal	(451.631)	22.066	43.045	(16.499)	(6.886)	(409.905)
Total	(269.321)	87.517	(35.895)	(11.073)	(6.886)	(235.658)
Circulante						
Valores a devolver	(82.762)					(65.272)
Efeito líquido passivo	(82.762)					(65.272)
Não circulante						
Valores a devolver	(186.559)					(170.386)
Efeito líquido passivo	(186.559)					(170.386)
Efeito líquido total	(269.321)					(235.658)

- (a) O saldo da CVA teve uma constituição de R\$ 26.444 no período decorrente do efeito de disponibilidade, risco hidrológico e exposição financeira repassados às distribuidoras, para atendimento do mercado, no valor de R\$ 177.334; o efeito negativo do processo tarifário em R\$ 67.681; e o efeito negativo de 83.209 referente a provisão de neutralidade de receita bandeira tarifária faturada em agosto e setembro não homologada ANEEL;
- (b) O ESS (Encargo de Serviço de Sistema) está relacionado ao pagamento de usinas térmicas despachadas e que operam com o preço de compra acima do PLD (Preço de Liquidação das Diferenças 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, uma constituição negativa de R\$ 23.632, associada ao efeito negativo do processo tarifário em R\$ 13.416;
- (c) Em relação do saldo negativo de R\$ 116 deve-se à venda no mercado de curto prazo a um PLD médio superior ao preço médio de compra de energia da distribuidora, e pelo efeito negativo do processo tarifário em R\$ 8.767;
- (d) Ao longo do período, foi constituído o montante de R\$ 34.367 na rubrica de ultrapassagem de demanda e consumo de energia reativa excedente, em conformidade com as diretrizes do PRORET e têm impacto direto no cálculo dos Reajustes Tarifários Periódicos. A amortização apresentada corresponde aos custos efetivamente incorridos e reconhecidos no período em questão para atender à demanda e ao consumo além dos limites contratados;
- (e) Deve-se à amortização dos valores oriundos de créditos decorrentes da exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/PASEP e da COFINS; e
- (f) O saldo total de amortização de outros foi afetado principalmente pela Quitação da Conta COVID/Escassez negativo em R\$ 27.253, pelo financeiro de CDE Escassez negativo em 26.632, pelo Financeiro de postergação das tarifas negativo em 13.890 e pela Neutralidade COVID positiva em R\$ 12.594. Os demais itens somados totalizam negativamente um valor de R\$ 1.350 e inclui financeiros como Reversão de Créditos Associados a REN 1000/21, Financeiro de Recálculo, Garantias Financeiras, entre outros.

No mês de agosto de 2025, a ANEEL apurou o novo índice do reajuste tarifário da Companhia adequando suas despesas da Parcela A (custo não gerenciáveis, como compra de energia, encargos setoriais, encargos de transmissão). As tarifas de aplicação da Companhia, constantes da Despacho ANEEL nº 3.507, de 05 de agosto de 2025, foram reajustadas, em média 3,74%, correspondendo ao efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores, usuários e agentes supridos da distribuidora, vigente de 7 de agosto de 2025 a 6 de agosto de 2026.

No período findo em 30 de setembro de 2025, a Companhia reconheceu o montante de R\$ 91.639 (R\$ 137.281 em 31 de dezembro de 2024) de bandeira tarifária, sendo que R\$ 51.890 (R\$ 105.915 em 31 de dezembro de 2024) obtidos por meio de bandeira tarifária via faturamento junto aos clientes, e R\$ 39.749 (R\$ 31.366 em 31 de dezembro de 2024) recebido via CCRBT. A bandeira tarifária foi criada por meio do Decreto nº 8.401/2015 e é administrada pela CCEE.

8 Partes relacionadas

Em 30 de setembro de 2025, a Companhia possui transações com partes relacionadas, principalmente dos contratos de compartilhamentos, dividendos, empréstimos, entre outros, com as Companhias descritas abaixo:

		30/09/2025		31/12/2024	30/09/2024
	Notas	Ativo (passivo)	Efeito no resultado receita (despesa)	Ativo (passivo)	Efeito no resultado receita (despesa)
Contas a receber de clientes					
Associação para Assinatura de Energia	(a)	206	1.915	55	-
Total		206	1.915	55	-
Outros créditos a receber – (bens materiais)					
Entidade é membro do mesmo grupo econômico					
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	(b)	846	-	169	-
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(b)	909	-	-	-
Equatorial Goiás Distribuidora de Energia S.A.	(b)	1.472	-	-	-
Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA)	(b)	1.171	-	-	-
E-Nova Geração Distribuída S.A.	(c)	-	6	2	6
Total		4.398	6	171	6
Outros créditos a receber					
Entidade é membro do mesmo grupo econômico					
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	(d)	3.740	9.320	3.794	9.696
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	(d)	1.091	4.044	1.150	3.919
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(d)	1.480	4.897	1.532	5.676
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D)	(d)	1.541	5.558	1.524	6.025
Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA)	(d)	278	1.572	405	1.180
Equatorial Goiás Distribuidora de Energia S.A.	(d)	4.577	15.744	4.936	5.177
Equatorial Transmissora 1 SPE S.A.	(d)	14	54	24	82
Equatorial Transmissora 2 SPE S.A.	(d)	14	53	23	82
Equatorial Transmissora 3 SPE S.A.	(d)	21	78	22	114
Equatorial Transmissora 4 SPE S.A.	(d)	38	172	160	244
Equatorial Transmissora 5 SPE S.A.	(d)	16	60	24	89
Equatorial Transmissora 6 SPE S.A.	(d)	17	65	21	97
Equatorial Transmissora 7 SPE S.A.	(e)	-	-	-	101
Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.	(d)	28	104	52	157
Total		12.855	41.721	13.667	32.639
Fornecedores					
Entidade é membro do mesmo grupo econômico					
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	(f)	(6)	-	-	-
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D)	(f)	-	-	(1.909)	-
Equatorial Goiás Distribuidora de Energia S.A.	(f)	(2.242)	-	-	-
Equatorial Telecomunicações Ltda.	(g)	(676)	(1.966)	(1.438)	(3.878)
Equatorial Serviços S.A.	(h)	(12.648)	(39.892)	(12.554)	(38.018)
E-Nova Geração Distribuída S.A.	(i)	-	(21)	-	-
Instituto de Ciência e Tecnologia Grupo Equatorial (ICT)	(j)	(5.286)	-	(200)	-
Equatorial Transmissora 1 SPE S.A.	(k)	(157)	(1.346)	(146)	(1.175)
Equatorial Transmissora 2 SPE S.A.	(k)	(140)	(1.202)	(130)	(1.193)
Equatorial Transmissora 3 SPE S.A.	(k)	(204)	(1.755)	(190)	(1.758)
Equatorial Transmissora 4 SPE S.A.	(k)	(488)	(3.164)	(456)	(3.124)
Equatorial Transmissora 5 SPE S.A.	(k)	(171)	(1.454)	(104)	(1.446)
Equatorial Transmissora 6 SPE S.A.	(k)	(211)	(1.810)	(196)	(1.795)
Equatorial Transmissora 7 SPE S.A.	(e)	-	-	-	(22.188)
Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.	(k)	(1.890)	(20.269)	(1.980)	(18.823)
Total		(24.119)	(72.879)	(19.303)	(93.398)

Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

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	
		Ativo	Efeito no	Ativo	Efeito no
		(passivo)	resultado	(passivo)	resultado
			receita		receita
			(despesa)		(despesa)
Contas a receber de clientes					
Notas					
Outras contas a pagar – bens materiais					
Entidade é membro do mesmo grupo econômico					
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	(d)	(15.251)	(40.424)	(13.279)	(29.648)
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	(d)	(1.810)	(5.774)	(2.877)	(5.006)
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(d)	(1.464)	(4.844)	(1.809)	(3.936)
Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA)	(d)	(373)	(1.464)	(696)	(1.028)
Companhia Estadual de Distribuição de Energia					
Elétrica (CEEE-D)	(d)	(1.716)	(5.174)	(3.047)	(3.330)
Equatorial Goiás Distribuidora de Energia S.A.	(d)	(4.676)	(13.924)	(7.422)	(3.777)
Equatorial Transmissora 1 SPE S.A.	(d)	(2)	(5)	(22)	(14)
Equatorial Transmissora 2 SPE S.A.	(d)	(7)	(34)	(33)	(40)
Equatorial Transmissora 3 SPE S.A.	(d)	(3)	(7)	(16)	(6)
Equatorial Transmissora 4 SPE S.A.	(d)	(209)	(975)	(347)	(759)
Equatorial Transmissora 5 SPE S.A.	(d)	(2)	(6)	(20)	(15)
Equatorial Transmissora 6 SPE S.A.	(d)	(2)	(6)	(11)	(6)
Equatorial Transmissora 7 SPE S.A.	(e)	-	-	-	(21)
Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.	(d)	(3)	(10)	(52)	(34)
Controladora indireta					
Equatorial S.A.	(l)	-	(7.464)	(6.776)	(18.288)
Entidade é plano de benefício pós-emprego					
Equatorial Energia Fundação de Previdência -					
EQTPREV	(m)	-	-	-	(2.541)
Total		(25.518)	(80.111)	(36.407)	(68.449)
Valores a pagar de acordo com plano de					
recuperação judicial					
Controladora indireta					
Equatorial S.A.	(n)	(138.034)	(2.288)	(138.114)	(6.439)
Outros tipos de partes relacionadas					
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras	(o)	(638.388)	(40.780)	(597.608)	(39.046)
Total		(776.422)	(43.068)	(735.722)	(45.485)
Dividendos a pagar					
(p)					
Controladora direta					
Equatorial Energia Distribuição S.A.		(1.404.176)	-	(348.878)	-
Outros tipos de partes relacionadas					
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras		(14.422)	-	(3.578)	-
Outros (minoritários)		(38.159)	-	(10.772)	-
Total		(1.456.757)	-	(363.228)	-
Investimentos em serviço – (bens em comodato)					
Entidade é membro do mesmo grupo econômico					
Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA)	(q)	5	(5)	5	(5)
Total		5	(5)	5	(5)

- (a) Os valores com a Associação são provenientes do contrato de uso da rede de energia;
- (b) Os valores entre *intercompany* são provenientes das vendas de bens materiais;
- (c) O saldo é referente ao contrato de arrendamento de terrenos, no qual a Companhia atua como arrendador e a E-Nova como arrendatária;
- (d) Refere-se ao contrato de compartilhamento de Recursos Humanos e Infraestrutura administrativa cujo reembolso resulta do compartilhamento das despesas condominial, de informática e telecomunicações e, de despesas de recursos humanos, pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo nº 12 do módulo V da Resolução Normativa da ANEEL nº 948/2021. De acordo com a Nota Técnica nº 182/2022-SFF/ANEEL, processo nº 48500.007194/2022-83, as despesas líquidas para a Companhia estão limitadas ao montante de R\$ 42.051 mil ao ano, por um período de 60 meses;
- (e) 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;
- (f) Os valores entre *intercompany* são provenientes de compra de bens materiais;
- (g) A contratação de serviço é proveniente a serviços de telefonia, integração de telecomunicações de internet que usa os serviços de fibra ótica, serviços de recursos humanos, administrativos e despesas incorridas, durante tempo indeterminado;
- (h) Os valores com a Equatorial Serviços S.A. são provenientes do contrato de *call center*, administrativos e despesas incorridas, com prazo de duração indeterminados;

- (i) Os valores com a E-nova são provenientes da compra de material para custeio;
- (j) 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 agosto de 2025 no montante de R\$ 3.600;
- (k) Os valores com as transmissoras são provenientes da prestação de serviços de construção de iluminação e subestações;
- (l) 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;
- (m) Os valores são provenientes das contribuições da patrocinadora da Companhia com sua Fundação de Previdência Complementar. As condições do plano de previdência da Companhia com a EQTPREV;
- (n) Valores provenientes da aquisição direta ou indireta dos créditos constantes no Plano de Recuperação Judicial da Companhia, no valor de R\$ 138.034. O valor original da transação na data da compra, em 1º de dezembro de 2014, desses créditos era de R\$ 84.396;
- (o) Em 1º de dezembro de 2014, o Juiz da 13ª Vara Civil de Belém decretou, com fundamento no que dispõe os arts. 61 e 63 da Lei nº 11.102/05, após manifestação do Administrador Judicial e do Ministério Público, como encerrada a recuperação judicial da Companhia. As obrigações, no entanto, só se encerram com seu cumprimento integral. A Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras, é detentora de créditos homologados originalmente no valor de R\$ 423.463. Para maiores detalhes, ver nota explicativa nº 18 - Valores a pagar de acordo com plano de recuperação judicial. O saldo a pagar em 30 de setembro de 2024 é de R\$ 638.388 (R\$ 597.608 em 31 de dezembro de 2024);
- (p) Valor refere-se, principalmente, à distribuição de dividendos referentes ao exercício de 2024. Em 29 de abril de 2025 conforme a ata da Assembleia Geral Ordinária, houve a aprovação da distribuição de dividendos no montante de R\$ 361.535, oriundos de dividendos mínimos obrigatórios e R\$ 1.093.583 de dividendos adicionais propostos conforme divulgado na nota explicativa nº 19 – Dividendos a pagar das demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2024; e
- (q) Relação de ativos cedidos em comodato no exercício de 2022, da Equatorial Pará Distribuição de Energia S.A para à Companhia de Eletricidade do Amapá de forma não onerosa pelo prazo de 12 (doze) meses conforme descrito no Termo de Comodato, e prorrogado conforme Termo Aditivo de Comodato, podendo sua devolução acontecer antes a critério das partes.

8.1 Remuneração de pessoal-chave da Administração

O pessoal-chave da Administração inclui o Conselho de Administração e Fiscal, o Comitê de Auditoria Estatutário, o Presidente e Diretores. A remuneração anual total foi fixada em até R\$ 32.400, conforme Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 29 de abril de 2025 (R\$ 29.800, conforme Assembleia Geral Extraordinária e Ordinária realizada em 29 de abril de 2024).

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

Em 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-empregos estão descritos na nota explicativa nº 25 – Benefício pós-emprego das demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2024 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 planos de opção de compra de ações. As datas de vencimento e os preços de exercício das opções de compra de ações pelos diretores executivos e detalhes adicionais do plano estão apresentados na nota explicativa nº 19.3 – Planos de opção de compra de ações, 19.4 – Planos de outorga de "Phantom Shares" e 19.5 – Matching Shares.

A proporção de cada elemento na remuneração total paga, referente ao período findo em 30 de setembro de 2025:

Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de setembro de 2025
(Valores expressos 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
Remuneração fixa anual	1.331	4.558	1.423	5.249
Salário ou Pró-labore	1.190	4.132	1.272	4.806
Benefícios diretos e indiretos	141	426	151	443
Remuneração variável	-	8.883	-	8.816
Benefícios pós emprego	59	127	37	112
Remuneração baseada em ações	1.281	3.120	1.672	3.455
Valor total da remuneração por órgão	2.671	16.688	3.132	17.632

8.2 Garantias

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

Instituição	Valor contratado	% garantido	Início	Término	Valor liberado	Saldo em 30/09/2025 (a)
CEF415.877-81/2015	32.671	100	02/09/2015	30/06/2027	32.671	6.976
CEF469.587-04/2016	35.703	100	20/12/2018	07/09/2028	35.703	11.443
BNDES 18/19/20	1.341.576	100	20/02/2019	15/04/2028	1.261.025	623.208
BNDES 21/22/23	1.360.868	100	30/03/2021	15/09/2040	1.360.868	1.475.462
Apólices de seguros	242.020	100	20/10/2022	01/10/2030	N/A	N/A
Total	3.012.838				2.690.267	2.117.089

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

(*) Vide item I, nota explicativa nº 8 - Partes relacionadas.

9 Outros créditos a receber

9.1 Composição dos saldos

	30/09/2025	31/12/2024
Circulante		
Adiantamento a fornecedores (a)	117.652	37.999
Neutralidade PIS/COFINS	16.373	-
Subvenção descontos tarifários (b)	539.302	216.133
Uso mútuo de poste	6.248	6.877
(-) PECLD	(7.783)	(7.830)
Partes relacionadas	17.253	13.838
Reinvestimento SUDAM/SUDENE	151.043	176.463
Outros créditos a receber	62.472	56.092
Total circulante	902.560	499.572
Não circulante		
(-) PECLD	876	1.112
Outros créditos a receber	195	474
Total não circulante	1.071	1.586
Total de outras contas a receber	903.631	501.158

(a) Variação observada no saldo de adiantamento a fornecedores no período deve-se ao encerramento contratual de fornecedores estratégicos, o que culminou na contratação de novos fornecedores e, como parte das condições contratuais, foram realizados adiantamentos a esses novos fornecedores, de modo a viabilizar o início da execução contratual; e

(b) Os valores a receber referentes aos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários de serviço público de distribuição de energia elétrica, a serem recebidos do Poder Concedente, conforme previsto no art. 13, inciso VII, da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e em cumprimento ao disposto no art. 3º do Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013, homologados pela Resolução nº 2.420, de 27 de novembro de 2018. O subsídio tarifário CDE, referente à receita de desconto tarifário, apresentou um incremento devido ao aumento de mercado e ao reposicionamento da Parcela A nos processos de reajuste tarifário anual dos anos de 2023 e 2024, conforme as Resoluções Homologatórias da ANEEL nº 3.279, de 17 de outubro de 2023, e nº 3.407, de 15 de outubro de 2024.

10 Ativo financeiro da concessão

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

	31/12/2024	Atualização do ativo financeiro (a)	Transferência – Ativos de contrato (b)	Baixas (d)	Reclassificações (e)	30/09/2025
Ativo financeiro	11.141.554	397.302	980.134	(26.637)	(383.994)	12.108.359
Obrigações especiais (c)	(3.425.360)	(111.456)	(575.140)	-	380.145	(3.731.811)
Total ativo financeiro da concessão	7.716.194	285.846	404.994	(26.637)	(3.849)	8.376.548

- (a) Visando a melhor estimativa da indenização ao final da concessão, o ativo financeiro é revisado mensalmente, considerando a atualização pelo IPCA, por ser este um dos principais critérios de atualização utilizado pelo regulador nos processos de reajuste tarifário;
- (b) Correspondem às transferências dos ativos de contrato para o ativo financeiro da concessão;
- (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;
- (d) Valores correspondem às baixas dos ativos vinculados à infraestrutura; e
- (e) Refere-se à adequação adotada pela Companhia em conformidade com as diretrizes da ANEEL no âmbito do Programa Especial SIGFI, observando os princípios contábeis e regulatórios aplicáveis. Em decorrência dessa adequação, foram realizadas reclassificações contábeis no valor de R\$ 384 milhões do ativo financeiro para o ativo intangível, e de R\$ 380 milhões de obrigações especiais do passivo financeiro para o passivo intangível, resultando em um efeito líquido negativo de R\$ 4 milhões. Esse ajuste reflete a segregação das baterias do item principal, que, por possuírem taxa de depreciação anual superior, geram um impacto adicional no resultado. Essa reclassificação está alinhada à orientação da ANEEL quanto ao tratamento das baterias instaladas no projeto SIGFI, que passaram a ser consideradas unidades de cadastro independentes, compondo o ativo intangível depreciable conforme os critérios técnicos estabelecidos pela Agência.

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

11 Intangível

O ativo intangível está constituído conforme a seguir demonstrado:

30/09/2025				
Taxas anuais médias ponderadas de amortização (%)	Custo	Amortização	(-) Obrigações vinculadas à concessão	Valor líquido
Em serviço 4,52%	7.766.763	(5.515.145)	(894.491)	1.357.127
Total	7.766.763	(5.515.145)	(894.491)	1.357.127

31/12/2024				
Taxas anuais médias ponderadas de amortização (%)	Custo	Amortização	(-) Obrigações vinculadas à concessão	Valor líquido
Em serviço 4,52%	7.033.599	(4.885.734)	(683.387)	1.464.478
Total	7.033.599	(4.885.734)	(683.387)	1.464.478

O ativo intangível é composto pelo direito de uso dos bens vinculados ao contrato de serviço de concessão amortizáveis pela vida útil do bem e limitado à data do contrato de concessão até julho de 2028, conforme ICPC 01 (R1) / IFRIC 12 – Contratos de Concessão.

Movimentação do ativo intangível

	31/12/2024	Adições	Baixas (a)	Transferências (b) Ativos de contrato	Reclassifi- cação (d)	30/09/2025
Em serviço	7.033.599	-	(49.490)	398.660	383.994	7.766.763
(-) Amortização	(4.885.734)	(669.900)	40.489	-	-	(5.515.145)
Total em serviço	2.147.865	(669.900)	(9.001)	398.660	383.994	2.251.618
Obrigações especiais em serviço (c)	(2.073.355)	-	-	(98.394)	(380.145)	(2.551.894)
(-) Amortização	1.389.968	267.435	-	-	-	1.657.403
Total em obrigações especiais	(683.387)	267.435	-	(98.394)	(380.145)	(894.491)
Total	1.464.478	(402.465)	(9.001)	300.266	3.849	1.357.127

- (a) O montante baixado de R\$ 49.490 é proveniente da desativação de bens, em virtude do encerramento da sua vida útil, os quais não fazem mais parte do patrimônio da empresa, portanto não possuem expectativa de benefícios econômicos futuros com a sua utilização ou alienação;
- (b) Correspondem às transferências dos ativos de contrato para o intangível em serviço;
- (c) Obrigações especiais representam substancialmente recursos da União Federal, dos Estados e dos Municípios e pela participação de consumidores, vinculados à realização de investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica; e
- (d) Veja nota explicativa nº 10 - Ativo financeiro da concessão, item (e).

A Companhia avaliou e concluiu não haver indicativo de que o valor contábil dos bens exceda seu valor recuperável para os períodos findos em 30 de setembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024.

12 Ativos de contrato

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

	31/12/2024	Adições (c)	Transferências (a)		30/09/2025
			Ativo intangível	Ativo financeiro	
Ativos de contrato	2.363.127	2.496.137	(398.660)	(980.134)	3.480.470
Obrigações especiais (b)	(1.923.933)	(435.911)	98.394	575.140	(1.686.310)
Total	439.194	2.060.226	(300.266)	(404.994)	1.794.160

- (a) Correspondem às transferências dos ativos de contrato para o intangível em serviço e ativo financeiro da concessão;
- (b) Obrigações especiais representam substancialmente recursos da União Federal, dos Estados e dos Municípios e pela participação de consumidores, vinculados à realização de investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica; e
- (c) O montante de R\$ 2.060.226 refere-se às adições líquidas dos ativos de contratos reconhecidas no período. Deste total, R\$ 1.906.849 impactou o caixa da Companhia, R\$ 18.243 refere-se a provisão para perda de estoques, conforme nota explicativa nº 23 - Outras despesas operacionais, líquidas e, conforme nota explicativa nº 26.1 - Transações que não afetam caixa, R\$ 43.174 refere-se às adições em contrapartida de fornecedores, R\$ 80.094 refere-se às adições em contrapartida de obrigações sociais e trabalhistas, R\$ 48.352 trata-se de 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.

A Companhia avaliou o impacto e concluiu como baixo o risco de não recebimento e perda associada aos ativos de contrato, pois os mesmos serão remunerados, a partir da entrada em serviço, (i) por meio do incremento da tarifa cobrada dos clientes, através dos ciclos de Revisão Tarifária Periódica, compondo a receita de tarifa faturada aos consumidores, ou ainda (ii) pelo direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro do Poder Concedente, a título de indenização pela reversão da infraestrutura do serviço público. Dessa forma, não foi identificado indicativo de perda ao valor recuperável do ativo, e, conseqüentemente, nenhuma provisão foi constituída períodos findos em 30 de setembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024. Os valores dos bens em construção estão sujeitos a fiscalização da ANEEL.

13 Fornecedores

	30/09/2025	31/12/2024
Suprimento de energia elétrica (a)	518.830	431.490
Encargos de uso da rede elétrica	122.072	116.158
Materiais e serviços	551.344	573.603
Partes relacionadas – nota explicativa nº 8	24.119	19.303
Total fornecedores	1.216.365	1.140.554

- (a) O saldo em 30 de setembro de 2025 apresentou uma redução de R\$ 87.340 em relação a 31 de dezembro de 2024, em função das seguintes variações: (i) aumento de R\$ 112.985 nas despesas do Mercado de Curto Prazo; e (ii) redução de R\$ 25.645 nas despesas em aberto referentes aos contratos de energia.

O saldo de fornecedores não incide juros e é geralmente liquidado pela Companhia em prazo médio de até 63 dias (57 dias em 31 de dezembro de 2024).

13.1 Fornecedores – Risco sacado

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

Atualmente, a transação é operacionalizada por um Fundo de Investimento em Direitos Creditórios (FIDC), através de uma plataforma 100% digital, gerenciada pelo próprio FIDC (não sendo parte relacionada da Companhia). A Companhia disponibiliza ao FIDC as faturas performadas e este, por sua vez, adiciona estas faturas na plataforma. O fornecedor acessa a plataforma, selecionando as faturas que deseja antecipar e a liquidação é feita pelo FIDC no mesmo dia. A Companhia não possui operações de risco sacado com saldo vencido e o fechamento da operação entre o FIDC e o fornecedor fica a livre critério deste último, sem participação da Companhia, sendo a participação no acordo de financiamento opcional para os fornecedores. Se os fornecedores optarem por receber o pagamento antecipado, pagarão uma taxa ao FIDC, da qual a Companhia 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\$ 242.929 (R\$ 129.586 em 31 de dezembro de 2024), sendo estes montantes integralmente liquidados pelo FIDC nas referidas datas, ou seja, quando um fornecedor adere a esta modalidade ele recebe de imediato o valor de sua fatura e, portanto, não há faturas a pagar de posse do operador do FIDC.

Os pagamentos dessas transações impactaram o fluxo de caixa da Companhia em 30 de setembro de 2025 em R\$ 886.965 (R\$ 698.074 em 30 de setembro de 2024).

O prazo médio de pagamento destes títulos em 30 de setembro de 2025 é de 58 dias (52 dias em 31 de dezembro de 2024).

14 Empréstimos e financiamentos

14.1 Composição do saldo

			30/09/2025		
	Custo da dívida (% a.	Garantias	Principal e encargos		
			Circulante	Não circulante	Total
Moeda estrangeira (US\$)					
Bank of America (a)	CDI + 1,09%	N/A	13.120	267.225	280.345
Scotiabank (a)	CDI + 1,35%	N/A	1.085.688	-	1.085.688
Total moeda estrangeira US\$			1.098.808	267.225	1.366.033
Moeda nacional					
BNDES	IPCA+4,11% a 4,81%	Aval/Fiança + Conta Reserva + Recebíveis	343.352	1.761.086	2.104.438
Caixa Econômica Federal	6,00%	Aval/Fiança + Conta Reserva + Recebíveis	7.660	10.759	18.419
Subtotal			351.012	1.771.845	2.122.857
(-) Custo de captação			(530)	(5.238)	(5.768)
Total moeda nacional			350.482	1.766.607	2.117.089
Total			1.449.290	2.033.832	3.483.122

Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

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



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

- (a) Considera-se no custo da dívida do *Bank of America* e *Scotiabank*, o custo da ponta passiva do *swap*, para mais detalhes, vide nota explicativa nº 25.4 – Instrumentos financeiros derivativos.

14.2 Movimentação de empréstimos e financiamentos

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

	Moeda nacional		Moeda estrangeira (US\$)		Total
	Passivo circulante	Passivo não circulante	Passivo Circulante	Passivo não Circulante	
Saldos em 31 de dezembro de 2024	337.581	1.950.064	1.246.563	309.955	3.844.163
Encargos	70.858	-	58.735	-	129.593
Variação monetária, cambial e marcação a valor justo					
(a)	12.852	72.577	(173.880)	(42.730)	(131.181)
Transferências	256.034	(256.034)	-	-	-
Amortizações de principal	(256.409)	-	-	-	(256.409)
Pagamentos de juros	(70.831)	-	(32.610)	-	(103.441)
Custo de captação (b)	397	-	-	-	397
Saldos em 30 de setembro de 2025	350.482	1.766.607	1.098.808	267.225	3.483.122

- (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.

14.3 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	1.449.290	42%
2026	86.766	2%
2027	612.708	18%
2028	181.702	5%
2029	98.544	3%
De 2030 até 2040	1.059.350	31%
Subtotal	2.039.070	59%
(-) Custo de captação (não circulante)	(5.238)	-1%
Não circulante	2.033.832	58%
Total	3.483.122	100%

14.4 Covenants e garantias dos empréstimos e financiamentos

Os empréstimos e financiamentos contratados pela Companhia possuem garantias fidejussórias, recebíveis e *covenants* não financeiros e financeiros, cujo não cumprimento durante o período de apuração, poderá acarretar o vencimento antecipado dos contratos.

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

Covenants Empréstimos	Scotiabank	Bank of America
1ª Dívida líquida/EBITDA: <=4,5	1,6	1,6

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. Os contratos preveem como *covenants* as relações Dívida Líquida/EBITDA e Dívida Líquida/ (Dívida Líquida + Patrimônio Líquido). 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.

15 Debêntures

15.1 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	60.967	3.770.276	3.831.243
Ingressos	-	3.300.000	3.300.000
Encargos	301.803	-	301.803
Transferências	923.740	(923.740)	-
Amortizações de principal (a)	(722.127)	-	(722.127)
Pagamento de juros (a)	(249.846)	-	(249.846)
Variação monetária, cambial e marcação a valor justo (b)	-	28.952	28.952
Custo de captação (c)	5.112	(50.177)	(45.065)
Saldos em 30 de setembro de 2025	319.649	6.125.311	6.444.960

- (a) Em 17 de fevereiro de 2025, ocorreu a amortização extraordinária da 6ª Emissão de Debêntures no montante de R\$ 750.000;
- (b) 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
- (c) Refere-se a movimentação do custo de transação/captação, quando positivo significa amortização e quando negativo adição.

15.2 Ingressos

Emissão	Ingresso	Data do Ingresso	Pagamento de Juros	Amortização	Destinação de Recursos	Encargo Financeiro (a.a.)	Taxa Efetiva com Derivativo (a.a.)
9ª Emissão, Série Única	1.300.000	jul/25	Semestral	Anual após carência	Investimento	IPCA + 7,0606%	CDI - 0,025%
10ª Emissão, Série Única	2.000.000	Set/25	Semestral	Anual após carência	Capital de Giro	CDI + 0,65%	Não se aplica

15.3 Características das debêntures

Emissão	Característica	Garantias	Série	Valor da emissão	Custo nominal	Data da emissão	Vencimento	30/09/2025		
								Saldo líquido circulante	Saldo líquido não circulante	Total
6ª	(1) / (3) / (4)	N/A	Única	1.350.000	CDI + 1,40% a.a.	jun/22	mai/28	246.163	416.882	663.045
7ª	(1) / (3) / (4)	N/A	Única	1.000.000	CDI + 0,95% a.a.	ago/24	ago/30	23.238	981.941	1.005.179
8ª (a)	(1) / (3) / (4) / (5)	N/A	Única	1.475.000	CDI + 0,38% a.a.	dez/24	dez/36	29.593	1.471.837	1.501.430
9ª (a)	(1) / (3) / (4) / (5)	N/A	Única	1.300.000	CDI - 0,025% a.a.	jul/25	jun/37	20.655	1.257.929	1.278.584
10ª	(1) / (3) / (4)	N/A	Única	2.000.000	CDI + 0,65% a.a.	set/25	set/32	-	1.996.722	1.996.722
Total								319.649	6.125.311	6.444.960

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

- (a) 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 11.964, de 26 de março de 2024, tem como obrigatoriedade aplicar a totalidade dos recursos captados nas emissões das debêntures no custeio das despesas já incorridas e/ou a incorrer relativas aos projetos apresentando ao MME – Ministério de Minas e Energia. A finalidade das debêntures incentivadas é captar recursos destinados a projetos de infraestrutura e todos os recursos obtidos foram utilizados pela Companhia para esse fim.

15.4 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	319.649	5%
2027	209.291	4%
2028	542.624	8%
2029	633.333	10%
De 2030 até 2037	4.839.008	76%
Subtotal	6.224.256	98%
(-) Custo de captação (não circulante)	(98.945)	-3%
Não circulante	6.125.311	95%
Total	6.444.960	100%

15.5 Covenants das debêntures

As debêntures contratadas pela Companhia possuem garantias reais e *covenants* não financeiros e financeiros, cujo não cumprimento durante o período de apuração, poderá acarretar o vencimento antecipado dos contratos.

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

Covenants debêntures	6ª debêntures	7ª debêntures	8ª debêntures	9ª debêntures	10ª debêntures
1ª Dívida líquida/EBITDA: <= 4,5	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6

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

No período findo em 30 de setembro de 2025, a Companhia manteve-se em cumprimento de todas as obrigações e dentro dos limites estipulados nos contratos.

16 Imposto de renda e contribuição social corrente e diferidos

16.1 Composição do imposto de renda e contribuição social diferidos

	30/09/2025	31/12/2024
Créditos ativos de:		
Prejuízo fiscal	-	34.759
Ativos de:		
Diferenças temporárias:		
Provisão para riscos judiciais	60.696	54.122
PECLD	26.513	28.919
Receita – CPC 47 / IFRS 15	1.401	978
Variação <i>swap</i>	58.154	-
Arrendamentos – CPC 06 (R2) / IFRS 16	770	807
Provisão para participação nos lucros	11.647	12.551
Provisão atuarial	22.609	21.960
Subtotal	181.790	119.337
Passivos de:		
Diferenças temporárias:		
Depreciação acelerada	(183.701)	(193.762)
Atualização do ativo financeiro VNR	(680.019)	(582.832)
Variação cambial	(73.648)	-
Marcação a mercado – Valor Justo	(8.163)	-
IRPJ/CSLL sobre reserva de reavaliação	(7.858)	(11.179)
Variação <i>swap</i>	-	(37.425)
Ajuste a valor presente	(55.729)	(58.128)
Outras despesas não dedutíveis	(17.053)	(15.546)
Total	(1.026.171)	(898.872)
Total tributos diferidos	(844.381)	(744.776)

16.2 Movimentação do imposto de renda e contribuição social diferidos

	31/12/2024	Reconhecime nto no resultado	Resultado abrangente	30/09/2025	Valor líquido	Ativo fiscal diferido	Passivo fiscal diferido
IRPJ prejuízos fiscais	34.759	(34.759)	-	-	-	-	-
Provisão para riscos judiciais	54.122	6.574	-	60.696	60.696	-	-
PECLD	28.919	(2.406)	-	26.513	26.513	-	-
Ajuste a valor presente	(58.128)	2.399	-	(55.729)	-	(55.729)	-
Valor novo de reposição – VNR	(582.832)	(97.187)	-	(680.019)	-	(680.019)	-
Receitas/Custos– CPC 47/IFRS15	978	423	-	1.401	1.401	-	-
Arrendamentos – IFRS 16/CPC 06	807	(37)	-	770	770	-	-
Depreciação acelerada	(193.762)	10.061	-	(183.701)	-	(183.701)	-
Variação <i>swap</i>	(37.425)	112.854	(17.275)	58.154	58.154	-	-
Marcação a valor justo	-	(8.163)	-	(8.163)	-	(8.163)	-
Variação Cambial	-	(73.648)	-	(73.648)	-	(73.648)	-
Provisão para participação nos lucros	12.551	(904)	-	11.647	11.647	-	-
Provisão atuariais	21.960	649	-	22.609	22.609	-	-
Outras despesas não dedutíveis	(15.546)	(1.507)	-	(17.053)	-	(17.053)	-
IRPJ/CSLL sobre reserva de reavaliação	(11.179)	3.321	-	(7.858)	-	(7.858)	-
Total	(744.776)	(82.330)	(17.275)	(844.381)	181.790	(1.026.171)	

16.3 Expectativa de realização – Ativo fiscal diferido

A Administração estima que a realização dos créditos fiscais diferidos, no montante de R\$ 181.790, ocorrerá conforme a realização dos itens que serviram de base para seu cálculo durante o ano de 2025.

16.4 Conciliação da despesa com imposto de renda e contribuição social

A conciliação da despesa calculada pela aplicação das alíquotas fiscais e da despesa do Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) e da Contribuição Social Sobre Lucro Líquido (CSLL) debitada em resultado, nos períodos findos em 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
Lucro contábil antes do IRPJ e da CSLL	453.284	453.284	1.364.690	1.364.690	658.969	658.969	1.768.926	1.768.926
Alíquota fiscal	25%	9%	25%	9%	25%	9%	25%	9%
Pela alíquota fiscal	(113.321)	(40.795)	(341.173)	(122.822)	(164.743)	(59.307)	(442.232)	(159.203)
Ajustes que afetaram o cálculo dos tributos sobre o lucro								
Outras adições permanentes	2.101	970	2.465	1.404	2.126	1.102	5.107	2.316
Incentivo PAT	828	-	2.138	-	594	-	1.574	-
Incentivo prorrogação licença maternidade	48	-	76	-	13	-	31	-
IRPJ Subvenção Governamental	85.570	-	238.585	-	117.702	-	293.828	-
Parcelamento IRPJ/CSLL (anos anteriores)	-	-	(2.562)	(292)	-	-	-	-
IRPJ e CSLL correntes/diferidos no resultado	(24.774)	(39.825)	(100.471)	(121.710)	(44.308)	(58.205)	(141.692)	(156.887)
Alíquota efetiva	5%	9%	7%	9%	7%	9%	8%	9%
Imposto corrente	(4.352)	(43.806)	(33.350)	(106.501)	(47.103)	(58.064)	(69.455)	(127.320)
Imposto diferido	(20.422)	3.981	(67.121)	(15.209)	2.795	(141)	(72.237)	(29.567)

17 Provisão para riscos judiciais e depósitos vinculados

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

	30/09/2025		31/12/2024	
	Provisão	Depósitos vinculados	Provisão	Depósitos vinculados
Cíveis (a)	94.488	107.311	95.383	86.318
Fiscais (b)	25.867	25.667	394	25.599
Trabalhistas	32.354	49.200	35.084	45.980
Total	152.709	182.178	130.861	157.897
Circulante	10.062	-	9.693	196
Não circulante	142.647	182.178	121.168	157.701

- (a) Dos valores de depósitos judiciais cíveis, R\$ 8.340 se referem a fluxos de contratos de cédulas bancárias que estão sendo depositados no âmbito do processo de recuperação judicial. Esses créditos foram listados no plano de recuperação judicial e foram impugnados pelas instituições financeiras credoras. Os valores permanecerão depositados em juízo até que seja proferida pela justiça uma decisão final de mérito sobre a sujeição ou não dos créditos ao regime recuperacional; e
- (b) Em março de 2024, a Companhia efetuou depósito judiciais referente ao PIS/COFINS da competência de fevereiro de 2024 no montante de R\$ 25.460 conforme previsto na Lei nº 14.740/2023 para débitos com vencimento entre 30 de novembro de 2023 e 01 de abril de 2024. A Companhia optou por ingressar com medida judicial para garantir a inclusão no programa de autorregularização e procedeu ao depósito judicial do montante integral devido até que haja uma decisão final.

17.1 Movimentação dos processos no período

	31/12/2024		30/09/2025			
	Saldo inicial	Adições	Utilização (1)	Reversão de provisão (2)	Atualização (3)	Reclassificação (4)
Cíveis	95.383	16.943	(20.589)	(5.629)	8.380	-
Fiscais	394	4	(3)	-	12	25.460
Trabalhistas	35.084	5.039	(4.507)	(3.040)	(222)	-
Total contingências	130.861	21.986	(25.099)	(8.669)	8.170	25.460
						152.709

(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) Reclassificação referente ao processo nº 1010869-37.2024.4.01.3900, que trata da autorregularização de tributos nos termos da Lei nº 14.740/2023. O montante, anteriormente contabilizado como PIS e COFINS a recolher.

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

No período findo em 30 de 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 de natureza trabalhista, cível e fiscal em andamento, cuja probabilidade de perda foi estimada como possível, não requerendo a constituição de provisão. O total dos referidos processos está demonstrado abaixo:

	30/09/2025	31/12/2024
Cíveis	524.818	509.051
Fiscais	648	23
Trabalhistas	112.865	75.763
Total	638.331	584.837

18 Valores a pagar de acordo com plano de recuperação judicial

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

A decisão de encerramento está produzindo efeitos normalmente, mas ainda não transitou em julgado por ter sido alvo de duas apelações, movidas pelos credores Pine S/A e Petróleo Brasileiro S/A (Petrobras).

Em novembro de 2017, a Companhia firmou acordo com o Banco Pine, que culminou com a desistência de sua apelação a sentença de encerramento. A outra apelação, com a Petrobras, versa exclusivamente sobre pagamento de juros e correção no cumprimento das obrigações do plano.

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

18.1 Composição

	30/09/2025	31/12/2024
Circulante		
Outras concessionárias	4.436	5.695
Credores financeiros (a)	27.432	27.751
Partes relacionadas	111.014	79.318
Total circulante	142.882	112.764
Não circulante		
Outras concessionárias	83.853	83.853
Credores financeiros (a)	317.035	335.871
Partes relacionadas	786.813	788.705
(-) Ajuste a valor presente (b)	(168.981)	(184.593)
Total não circulante	1.018.720	1.023.836
Total	1.161.602	1.136.600

- (a) Grupo de credores dentre os quais estão: (i) instituições financeiras públicas ou privadas; (ii) titulares de créditos decorrentes de operações financeiras ou bancárias, inclusive, mas sem se limitar a *Bonds* e créditos decorrentes de operações de derivativos, com ou sem vinculação de recebíveis; e
- (b) Em 30 de setembro de 2025, o saldo é composto por: R\$ 33.964 de credores financeiros, R\$ 13.612 de outras concessionárias e R\$ 121.405 de partes relacionadas (R\$ 37.545 de credores financeiros, R\$ 14.747 de outras concessionárias e R\$ 132.301 de partes relacionadas em 31 de dezembro de 2024).

18.2 Cronograma de amortização

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

	30/09/2025	
Vencimento	Valor	%
Circulante	142.882	12%
2026	6.580	1%
2027	120.009	10%
2028	144.188	12%
2029	109.626	9%
De 2030 até 2034	807.298	69%
Subtotal	1.187.701	102%
(-) Ajuste a valor presente (não circulante)	(168.981)	-14%
Não circulante	1.018.720	88%
Total	1.161.602	100%

18.3 Movimentação dos valores a pagar de acordo com plano de recuperação judicial

	Saldo em 31/12/2024	Juros e encargos	Variação monetária	Amortizaçã o	Juros pagos	AVP	Saldo em 30/09/2025
Outras concessionárias	74.801	3.770	-	-	(5.028)	1.134	74.677
Partes relacionadas – nota explicativa nº 8	735.722	33.308	(1.136)	(850)	(1.518)	10.896	776.422
Credores financeiros	326.077	6.254	905	(19.741)	(6.574)	3.582	310.503
Total	1.136.600	43.332	(231)	(20.591)	(13.120)	15.612	1.161.602

19 Patrimônio líquido

19.1 Capital social

O capital social subscrito e integralizado no período findo em 30 de setembro de 2025 é de R\$ 1.633.607 (R\$ 1.624.459 em 31 de dezembro de 2024) representado por 2.209.074.007, escriturais e sem valor nominal, e o capital autorizado é de R\$ 2.500.000 (R\$ 2.500.000 em 31 de dezembro de 2024), e sua composição por classe de ações e principais acionistas está demonstrada conforme a seguir:

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

O aumento de capital, considerando o período findo em 30 de setembro de 2025, foi de R\$ 9.148, sem emissão de novas ações, por meio de reserva de incentivos fiscais, conforme ata da Reunião do Conselho de Administração de 29 de agosto de 2025.

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

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

19.2 Reserva de reavaliação

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

	31/12/2024	Quota de reavaliação	Amortização	30/09/2025
Reserva de reavaliação	33.518	(9.769)	-	23.749
Encargo tributário	(6.842)	-	3.321	(3.521)
Total	26.676	(9.769)	3.321	20.228

19.3 Planos de opção de compra de ações

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

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

Esses planos são administrados pelo Conselho de Administração da Companhia, por intermédio do Comitê de Pessoas, Governanças e Sustentabilidade, dentro dos limites estabelecidos nas Diretrizes de Elaboração e Estruturação de cada Plano e na legislação aplicável. As características dos planos estão descritas na nota explicativa nº 20.4.1 – Quinto Plano de Opção de Compra de Ações, das demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2024.

a) Forma de determinação da volatilidade esperada

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

	Número de opções	Média ponderada do preço de exercício	Número de opções	Média ponderada do preço de exercício
	30/09/2025	30/09/2025	31/12/2024	31/12/2024
Em opções				
Existentes em 1º de janeiro	793.100	-	4.038.200	-
Encerrados ao fim do período 1ª Outorga	(168.000)	-	(3.245.100)	-
Encerramento ao fim do período 3ª Outorga	37.500	23,29	187.500	23,63
Encerramento ao fim do período 4ª Outorga	172.600	22,67	175.600	23,00
Encerramento ao fim do período 5ª Outorga	15.000	22,64	30.000	22,98
Encerramento ao fim do período 6ª Outorga	400.000	25,73	400.000	26,04
Total existentes ao fim do período	625.100	-	793.100	-

A despesa reconhecida na Companhia, em contrapartida ao patrimônio líquido, no período findo em 30 de setembro de 2025 foi de R\$ 980 (R\$ 2.603 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\$ 11,93 (R\$ 11,02 em 31 de dezembro de 2024).

19.4 Planos 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 Pará, 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
Em ações				
Existentes em 1º de janeiro	633.423	31,60	651.475	33,32
Outorgadas durante o período	345.727	-	-	-
Pagamentos durante o período	(120.000)	-	-	-
Cancelamento/transferência (a)	(165.879)	-	(18.052)	-
633	693.271	38,59	633.423	31,60

- (a) Os cancelamentos se referem a ações de colaboradores desligados e as transferências, a ações entre partes relacionadas, sendo as entidades membro do mesmo grupo econômico.

O plano de 2019 está atrelado ao percentual efetivo da quantidade de ações que os beneficiários terão direito de receber pelo plano, que depende da TIR (Taxa Interna de Retorno) obtida no projeto, ao qual suas metas de *performance* estão vinculadas. As quantidades de ações para esse plano podem variar conforme a *performance* e serem multiplicadas por um percentual entre 90 e 110%.

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* 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 em 30 de setembro de 2025, foi reconhecida uma despesa de R\$ 3.732 para a Companhia, em contrapartida a rubrica de outras contas a pagar (R\$ 958 em 30 de setembro de 2024) e refere-se ao valor justo reconhecido durante o *vesting period* que é avaliado a cada data-base.

19.5 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 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
	30/09/2025	30/09/2025	31/12/2024	31/12/2024
Em ações				
Existentes em 1º de janeiro	111.340	31,12	-	-
Outorgadas durante o período/exercício	94.975	32,22	111.340	-
Cancelamento durante o exercício	(10.608)	-	-	-
Existentes ao fim do período/exercício 1ª Outorga	100.732	31,12	111.340	-
Existentes ao fim do período/exercício 2ª Outorga	94.975	32,22	-	-
Existentes ao fim do período	195.707	31,65	111.340	31,12

A despesa reconhecida na Companhia, em contrapartida ao patrimônio líquido, no período findo em 30 de setembro de 2025 foi de R\$ 1.587 (R\$ 683 em 30 de setembro de 2024) e refere-se ao valor justo reconhecido durante o período que é avaliado em cada data base.

19.6 Lucro por ação

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

	30/09/2025				
	Ações ordinárias	Ações preferenciais nominativas A	Ações preferenciais nominativas B	Ações preferenciais nominativas C	Total
Numerador					
Lucro líquido do período	1.140.206	1.121	561	621	1.142.509
Denominador					
Média ponderada por classe de ações (em milhares)	2.204.621	2.167	1.085	1.201	2.209.074
Resultado básico e diluído por ação (em R\$)	0,51719	0,51735	0,51687	0,51696	0,51719

	30/09/2024				
	Ações ordinárias	Ações preferenciais nominativas A	Ações preferenciais nominativas B	Ações preferenciais nominativas C	Total
Numerador					
Lucro líquido do período	1.467.383	1.442	723	799	1.470.347
Denominador					
Média ponderada por classe de ações (em milhares)	2.204.621	2.167	1.085	1.201	2.209.074
Resultado básico e diluído por ação (em R\$)	0,66559	0,66544	0,66636	0,66528	0,66559

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)	2.301.887	6.363.440	2.418.662	6.681.524
Remuneração financeira WACC	262.694	723.933	123.148	595.918
Valores a receber/devolver de parcela A e outros itens financeiros (b)	5.997	51.622	69.426	(82.594)
Subvenção CDE – Outros (c)	254.518	690.194	214.528	516.420
Fornecimento de energia elétrica	2.825.096	7.829.189	2.825.764	7.711.268
Suprimento de energia elétrica (d)	420	70.497	40.667	49.922
Receita pela disponibilidade – uso da rede	188.844	509.618	152.179	435.583
Receita de construção (e)	920.174	2.496.137	691.353	1.775.331
Atualização do ativo financeiro (f)	76.810	285.846	(351)	209.068
Outras receitas	107.029	232.678	89.083	237.514
Receita operacional bruta	4.118.373	11.423.965	3.798.695	10.418.686
Deduções da receita				
ICMS sobre venda de energia elétrica	(508.597)	(1.388.359)	(501.200)	(1.396.729)
PIS e COFINS	(193.845)	(589.622)	(217.845)	(605.648)
Encargos do consumidor	(24.599)	(69.004)	(24.442)	(64.837)
ISS	(318)	(949)	(376)	(1.159)
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	(160.048)	(409.753)	(140.172)	(445.694)
Penalidades DIF/FIC e outras	(21.689)	(49.209)	(9.613)	(28.260)
Deduções da receita operacional	(909.096)	(2.506.896)	(893.648)	(2.542.327)
Receita operacional líquida	3.209.277	8.917.069	2.905.047	7.876.359

- (a) A redução da receita de distribuição decorre principalmente da queda no volume de energia faturada nas classes Residencial e Comercial, que representam mais de 66% das vendas da Companhia. Apesar do aumento de 2,9% no número de consumidores residenciais, observou-se redução de 2,3% no consumo dessa classe, em razão da diminuição do consumo médio por cliente (4,7%) e do avanço da micro e minigeração distribuída (MMGD), fatores que reduziram a energia efetivamente faturada e superaram o efeito positivo do reajuste tarifário anual aprovado pela ANEEL em agosto de 2025;
- (b) A variação positiva de R\$ 134.216 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 coberturas tarifárias homologadas pela ANEEL, gerando uma variação positiva de R\$ 182.600 quando comparado com o exercício anterior; (ii) variação positiva entre os valores amortizados do último reajuste no montante de R\$ 58.829; (iii) efeito negativo de R\$ 105.808 em CVA da Bandeira Faturada, devido as bandeiras tarifárias vermelhas ocorridas em 2025, diferente do ocorrido no exercício anterior; (iv) variação negativa pelo reconhecimento de despesa na tarifa dos recursos recebidos a título de Conta-Covid no montante de R\$ 1.235; e (v) a variação negativa entre os valores da receita de ultrapassagem da demanda e excedente reativo no montante de R\$ 170;
- (c) Referem-se ao registro da receita de desconto tarifário. A variação refere-se ao registro do subsídio do faturamento de projetos da Geração Distribuída do tipo II, que envolvem autoconsumo local, geração compartilhada (até 25% de participação) e autoconsumo remoto (até 500 kW);
- (d) A receita de suprimento de energia elétrica foi maior em comparação com o período anterior, devido a distribuidora ter vendido energia no Mercado de Curto Prazo no período 30 de setembro de 2025, vendidos ao preço médio PLD de R\$ 893,25/MWh maior do que no exercício anterior de 2024 vendidos ao preço médio PLD de R\$ 204,67/MWh;
- (e) A variação desta linha decorre principalmente do aumento das aquisições de materiais para estoque, que apresentaram crescimento de aproximadamente 42% em relação ao exercício de 2024, impulsionado pelos elevados investimentos realizados para atendimento das demandas associadas à COP30. Esses investimentos, voltados à expansão e continuidade das operações da Companhia, resultam, conforme previsto nas normas contábeis aplicáveis, no reconhecimento proporcional da receita e do custo de construção; e
- (f) A variação observada no ativo financeiro decorre de ajustes técnicos e adequações regulatórias. Em 2024, ajustes patrimoniais foram realizados em função da reunitização de ativos, o que exigiu correções sistêmicas pontuais, tratadas como forma de preservar a integridade das informações contábeis. Em 2025, atendendo à fiscalização da ANEEL, foi adotado novo critério de unitização para baterias do Projeto SIGFI, resultando na reclassificação de aproximadamente R\$ 19.930 milhões do ativo financeiro para o ativo intangível, com impacto correspondente no passivo.

21 Custos do serviço e despesas operacionais

01/07/2025 a 30/09/2025

	Custo do serviço de energia elétrica	Despesa com vendas	Despesas administrativas	PECLD	Total
Pessoal	(19.414)	(9.246)	(29.099)	-	(57.759)
Material	(3.899)	(2.553)	(777)	-	(7.229)
Serviços de terceiros	(73.398)	(60.077)	(15.116)	-	(148.591)
Energia elétrica comprada para revenda (a)	(1.216.914)	-	-	-	(1.216.914)
Custo de construção (b)	(920.174)	-	-	-	(920.174)
PECLD do contas a receber de clientes	-	-	-	(67.212)	(67.212)
Provisão para riscos judiciais	-	-	(4.998)	-	(4.998)
Amortização	(72.916)	-	52	-	(72.864)
Subvenção CCC	(24.291)	-	-	-	(24.291)
Outros	(302)	959	(4.436)	(420)	(4.199)
Total	(2.331.308)	(70.917)	(54.374)	(67.632)	(2.524.231)

01/01/2025 a 30/09/2025

	Custo do serviço de energia elétrica	Despesa com vendas	Despesas administrativas	PECLD	Total
	(61.908)	(28.855)	(76.152)	-	(166.915)
	(14.633)	(6.612)	(1.805)	-	(23.050)
	(207.179)	(158.759)	(52.116)	-	(418.054)
	(3.194.800)	-	-	-	(3.194.800)
	(2.496.137)	-	-	-	(2.496.137)
	-	-	-	(187.914)	(187.914)
	-	-	(13.317)	-	(13.317)
	(403.077)	-	(4.513)	-	(407.590)
	(71.700)	-	-	-	(71.700)
	(790)	2.470	(7.466)	(471)	(6.257)
Total	(6.450.224)	(191.756)	(155.369)	(188.385)	(6.985.734)

01/07/2024 a 30/09/2024

	Custo do serviço de energia elétrica	Despesa com vendas	Despesas administrativas	PECLD	Total
Pessoal	(9.425)	(9.340)	(20.523)	-	(39.288)
Material	(4.366)	(5.036)	(1.833)	-	(11.235)
Serviços de terceiros	(10.510)	(59.904)	(10.350)	-	(80.764)
Energia elétrica comprada para revenda (a)	(1.168.291)	-	-	-	(1.168.291)
Custo de construção (b)	(691.353)	-	-	-	(691.353)
PECLD do contas a receber de clientes	-	-	-	(50.546)	(50.546)
Provisão para riscos judiciais	-	-	(2.350)	-	(2.350)
Amortização	(56.212)	-	(10.405)	-	(66.617)
Subvenção CCC	(52.997)	-	-	-	(52.997)
Outros	(2.262)	(3.354)	(329)	(78)	(6.023)
Total	(1.995.416)	(77.634)	(45.790)	(50.624)	(2.169.464)

01/01/2024 a 30/09/2024

	Custo do serviço de energia elétrica	Despesa com vendas	Despesas administrativas	PECLD	Total
	(33.339)	(29.276)	(73.516)	-	(136.131)
	(6.489)	(12.805)	(690)	-	(19.984)
	(154.870)	(168.495)	(26.534)	-	(349.899)
	(2.981.073)	-	-	-	(2.981.073)
	(1.775.331)	-	-	-	(1.775.331)
	-	-	-	(155.811)	(155.811)
	-	-	(9.978)	-	(9.978)
	(270.927)	-	(31.828)	-	(302.755)
	(43.416)	-	-	-	(43.416)
	(2.507)	(3.954)	(571)	45	(6.987)
Total	(5.267.952)	(214.530)	(143.117)	(155.766)	(5.781.365)

(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; e

(b) A Companhia reconhece o custo de construção referente aos serviços de construções e melhorias previstos no contrato de concessão, com base no estágio de conclusão das obras realizadas. O valor é avaliado pela referência do levantamento dos trabalhos realizados, ou, quando não puder ser medido de maneira confiável, até o limite dos custos reconhecidos na condição em que os custos incorridos possam ser recuperados.

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)	2.693	(712.316)	7.869	(1.848.888)	3.085	(741.879)	8.085	(1.771.901)
Contratos Eletronuclear	81	(26.354)	240	(78.768)	81	(27.434)	242	(81.747)
Contratos cotas de garantias	339	(110.306)	950	(250.936)	400	(98.664)	1.114	(229.738)
Encargo de Serviço do Sistema – ESS/Energia reserva (b)	-	(85.390)	-	(163.131)	-	(95.747)	-	(233.574)
Energia bilateral	57	(23.978)	169	(73.428)	57	(23.911)	169	(70.146)
Energia de curto prazo – CCEE (c)	-	(91.385)	-	(264.850)	-	(38.503)	-	(115.325)
Programa incentivo fontes alternativas energia – PROINFA	49	(28.100)	130	(84.301)	51	(22.136)	136	(66.411)
(-) Parcela a compensar crédito PIS/COFINS não cumulativo (d)	-	105.171	-	296.149	-	103.438	-	286.581
Geração distribuída (e)	-	(2.851)	-	(36.286)	-	(13.641)	-	(27.432)
Subtotal	3.219	(975.509)	9.358	(2.504.439)	3.674	(958.477)	9.746	(2.309.693)
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição (f)	-	(241.405)	-	(690.361)	-	(209.814)	-	(671.380)
Total	3.219	(1.216.914)	9.358	(3.194.800)	3.674	(1.168.291)	9.746	(2.981.073)

- (a) A variação refere-se aos custos com contratos (CCEAR – Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no ambiente regulado, MCSD – Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits), com preço médio do período em R\$ 234,96/MWh em relação a 2024 de R\$219,16/MWh;
- (b) A diminuição nas despesas associadas ao ESS em comparação ao exercício anterior deve-se a redução do acionamento das térmicas fora da ordem de mérito, acrescido de menores despesas com o Encargo de Energia de Reserva cuja finalidade é aumentar a Segurança no Fornecimento de Energia Elétrica ao Sistema Interligado Nacional, ocasionando diminuição dos pagamentos associado a este encargo;
- (c) A energia de curto prazo apresentou uma variação negativa de R\$ 149.525 no período findo de 30 de setembro de 2025 em virtude do aumento da despesa do efeito da contratação por disponibilidade e efeito de contratação de cotas de garantia física em relação ao período findo de 30 de setembro de 2024;
- (d) Saldo decorre do diferimento do crédito do PIS/COFINS sobre a CVA realizado pela Companhia (regime caixa);
- (e) Os valores referem-se ao impacto da contabilização de custos de geração distribuída cujo valor é determinado pela energia (kWh) gerada por consumidores de GD, valorizada pelo PMIX (Preço Médio de Compra de Energia). Esse impacto é reconhecido em contrapartida em outras contas a pagar, com impacto dos encargos de geração distribuída no resultado financeiro; e
- (f) Contempla os custos com encargos de uso e conexão do sistema de transmissão, os quais possuem tarifas ajustadas pela resolução Receita Anual Permitida (RAP). Para o ano de 2024, as tarifas praticadas foram aprovadas na Resolução Homologatória nº 3.349 de 16 de julho de 2024 com vigência a partir de julho de 2024 até junho de 2025 e Resolução Homologatória nº 3.482 de 15 de julho de 2025 com vigência a partir de julho de 2025 até junho de 2026 as quais são relacionadas à Rede Básica e Conexão, assim como o aumento da contratação do MUST (Montante de Uso do Sistema de Transmissão).

(*) não revisado.

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				
Ganhos na alienação e desativação de bens e direitos	-	642	3.925	3.925
Reversão de provisão para perda de estoque (a)	-	1.899	11.556	16.861
Outras receitas operacionais	86	1.616	444	1.644
Total de outras receitas operacionais	86	4.157	15.925	22.430
Outras despesas operacionais				
Perdas pela desativação de bens e direitos (b)	(88.617)	(113.505)	2.183	(38.280)
Indenização por danos a terceiros	(655)	(1.673)	(596)	(1.904)
Provisão para perda de estoque (a)	(7.289)	(20.142)	(2.081)	(11.158)
Baixa de recebíveis incobráveis (c)	(3.485)	(15.913)	(16.457)	(37.523)
Outras despesas operacionais	(5.876)	(18.521)	(3.250)	(12.206)
Total de outras despesas operacionais	(105.922)	(169.754)	(20.201)	(101.071)
Total outras despesas operacionais, líquidas	(105.836)	(165.597)	(4.276)	(78.641)

- (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) O aumento na conta de Perdas no resultado do período decorre, principalmente, da baixa de um adiantamento a fornecedor, cuja continuidade contratual foi interrompida, não havendo expectativa de recuperação do valor. Adicionalmente, foram registradas baixas de ativos que apresentaram avarias e deixaram de ser utilizados nas operações, sendo desativados ao longo do período. Esses ativos não foram reaproveitados, o que justificou o reconhecimento da perda; e
- (c) No período 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\$ 126.119 e R\$ 110.206 (sendo R\$ 109.689 do contas a receber de clientes conforme nota explicativa nº 6.2 Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa e R\$ 517 de outros créditos a receber), respectivamente, resultando em um montante líquido de 15.913).

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)	130.442	304.824	69.158	150.893
Valores a receber/devolver parcela A	10.751	29.052	9.379	33.477
Operações com instrumentos financeiros derivativos (b)	(76.850)	260	(32.390)	106.292
Acréscimo moratório de energia vendida	36.411	108.026	36.851	103.646
Receita financeira de AVP (c)	3.619	13.106	11.778	25.565
PIS/COFINS sobre receita financeira	(9.163)	(22.365)	(6.459)	(15.309)
Variação monetária, cambial e marcação a valor justo da dívida (d)	66.159	248.276	-	3.532
Outras receitas financeiras	19.465	39.069	23.519	46.807
Total de receitas financeiras	180.834	720.248	111.836	454.903
Despesas financeiras				
Encargos da dívida (e)	(164.118)	(429.997)	(105.419)	(272.973)
Operações com instrumentos financeiros derivativos (b)	(138.778)	(373.852)	-	(35.713)
Valores a receber/devolver parcela A	(4.963)	(40.125)	(23.634)	(55.246)
Variação monetária, cambial e marcação a valor justo da dívida (d)	47.910	(145.816)	(9.960)	(219.152)
Despesa financeira de AVP (c)	(5.538)	(20.164)	(5.204)	(18.811)
Atualização de contingências	(2.059)	(8.170)	(1.501)	(7.258)
Juros, multas s/ operação de energia	(83)	(268)	(271)	(297)
Descontos concedidos	(15.601)	(44.071)	(14.728)	(41.673)
Encargos com partes relacionadas	(393)	(1.210)	(414)	(1.239)
Juros de mora sobre PECLD	(783)	(2.028)	(678)	(2.375)
Despesa com Aval	-	(7.464)	(6.027)	(18.288)
Outras despesas financeiras	(22.354)	(48.131)	(16.338)	(29.305)
Total de despesas financeiras	(306.760)	(1.121.296)	(184.174)	(702.330)
Resultado financeiro líquido	(125.926)	(401.048)	(72.338)	(247.427)

- (a) A variação positiva nos rendimentos financeiros decorre, principalmente, do aumento da média de disponibilidade de caixa e aplicações financeiras da Companhia no período, em comparação com o período encerrado em 30 de setembro de 2024. Além disso, houve impacto favorável da elevação da taxa CDI, que passou de 7,99% no acumulado até setembro de 2024 para 10,36% no acumulado até setembro 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) Valor refere-se ao reconhecimento de ajuste a valor presente líquido de R\$ R\$ 8.554 e negativo de R\$ 15.612, conforme notas explicativas nº 6 - Contas a receber de clientes e nº 18.3 - Movimentação dos valores a pagar de acordo com plano de recuperação judicial;
- (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
- (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 58,8%, em relação ao mesmo período em 30 de setembro de 2024. Além disso, houve impacto da elevação da taxa CDI, indexador com 71,4% 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.

25 Instrumentos financeiros

25.1 Considerações gerais

A Companhia efetuou análise dos instrumentos financeiros, que incluem caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, contas a receber de clientes, sub-rogação da CCC, ativos financeiros da concessão, fornecedores, empréstimos e financiamentos, valores a receber (devolver) parcela A e outros itens financeiros, debêntures e derivativos, procedendo as devidas adequações em sua contabilização, quando necessário.

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

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

25.2 Política de utilização de derivativos

A Companhia poderá utilizar-se de operações com derivativos, apenas para conferir proteção às oscilações de indexadores macroeconômicos e conferir proteção às oscilações de cotações de moedas estrangeiras. Estas operações não são realizadas em caráter especulativo. Em 30 de 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.

25.3 Categoria e valor justo dos instrumentos financeiros

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

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

A Companhia reconhece, quando aplicável, as transferências entre níveis da hierarquia do valor justo no final do exercício das demonstrações contábeis em que ocorreram as mudanças. Para período findo em 30 de setembro de 2025 não ocorreram mudanças nas hierarquias e nas técnicas de avaliação do valor justo, e em relação ao período findo em 30 de setembro de 2024, conforme descrito no item a seguir.

a) Mensuração do valor justo

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

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

Os saldos contábeis e os valores de mercado dos instrumentos financeiros incluídos no balanço patrimonial em 30 de 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 depósitos bancários à vista	-	Custo amortizado	31.891	31.891	71.119	71.119
Equivalentes de caixa	1	Valor justo por meio do resultado	2.735.804	2.735.804	1.247.055	1.247.055
Aplicações financeiras	2	Valor justo por meio do resultado	2.687.392	2.687.392	2.315.924	2.315.924
Contas a receber de clientes	-	Custo amortizado	2.454.933	2.454.933	2.313.285	2.313.285
Sub-rogação da CCC – valores aplicados	3	Custo amortizado	349.930	349.930	349.930	349.930
Ativo financeiro de concessão	3	Valor justo por meio do resultado	8.376.548	8.376.548	7.716.194	7.716.194
Total do ativo			16.636.498	16.636.498	14.013.507	14.013.507

Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

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



Passivo	Níveis	Categoria dos instrumentos financeiros	30/09/2025		31/12/2024	
			Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Fornecedor	-	Custo amortizado	1.216.365	1.216.365	1.140.554	1.140.554
Fornecedor - risco sacado	-	Custo amortizado	242.929	242.929	129.586	129.586
Empréstimos e financiamentos	-	Custo amortizado	3.483.122	3.494.405	3.844.163	3.846.087
Debêntures	-	Custo amortizado	3.664.946	3.744.978	3.831.243	3.912.927
Debêntures	2	Valor justo por meio do resultado	2.780.014	2.863.093	-	-
Valores a pagar de acordo com o plano de recuperação judicial	-	Custo amortizado	1.161.602	1.330.584	1.136.600	1.321.193
Passivo de arrendamento	-	Custo amortizado	14.539	14.539	17.174	17.174
Instrumentos financeiros derivativos	2	Valor justo por meio do resultado	171.041	171.041	51	51
Valores a pagar de parcela A e outros itens financeiros	-	Custo amortizado	235.658	235.657	269.321	269.321
Total do passivo			12.970.216	13.313.591	10.368.692	10.636.893

25.4 Instrumentos financeiros derivativos

Apresentamos abaixo os valores dos instrumentos derivativos da Companhia, vigentes em 30 de setembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024, que podem ser assim resumidos:

Instituição financeira	Ingresso	Vencimento	Valor contratado (USD)	Valor contratado (BRL)	Amortização	Tipo	Juros	Indexadores	Valor justo	
									30/09/2025	31/12/2024
Scotiabank	25/11/2022	25/11/2025	186.237	1.000.000	Bullet	Câmbio	Semestral	US\$ + 5,67% a.a./CDI + 1,35% a.a.	(46.806)	130.712
Scotiabank	25/11/2022	25/11/2025	13.763	73.900	Bullet	Câmbio	Semestral	US\$ + 5,67% a.a./CDI + 1,35% a.a.	(3.459)	9.660
Bank of America	10/12/2024	10/12/2027	50.000	300.000	Bullet	Câmbio	Anual	USD + 6,0118% a.a./CDI + 1,09% a.a.	(56.314)	1.611
BTG	20/12/2024	15/12/2036	-	1.475.000	Anual	Juros	Semestral	IPCA + 7,7477% a.a./CDI + 0,38% a.a.	(25.956)	(31.908)
Bradesco	01/07/2025	15/06/2037	-	1.300.000	Anual	Juros	Semestral	IPCA + 7,0606% a.a./CDI - 0,025% a.a.	(38.506)	-
Total									(171.041)	110.075
Ativo não circulante									-	110.126
Passivo circulante									(52.900)	(51)
Passivo não circulante									(118.141)	-
Efeito líquido total									(171.041)	110.075

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

Os valores relativos aos itens designados como instrumentos de *hedge*, na Companhia, foram os seguintes:

Risco Cambial	Rubrica no balanço patrimonial em que instrumento de <i>hedge</i> está incluído	Valor contábil				Alterações no valor do instrumento de <i>hedge</i> reconhecidas em ORA	
		30/09/2025		31/12/2024		30/09/2025	30/09/2024
		Valor Nominal	Ativo (Passivo)	Valor Nominal	Ativo (Passivo)		
Contrato de <i>swap hedge</i> para empréstimos em moeda estrangeira	Instrumentos financeiros derivativos	4.148.900	(171.041)	2.848.900	110.075	50.809	7.760

25.5 Gerenciamento dos riscos financeiros

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

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

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

Para o período findo em 30 de setembro de 2025, não houve mudança nas políticas de gerenciamento de risco em relação ao anterior, findo em 31 de dezembro de 2024.

26 Demonstrações dos fluxos de caixa

26.1 Transações não envolvendo caixa

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

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

	Efeito não caixa
Atividades de investimento	
Transferências entre ativo contratual e intangível (a)	300.266
Transferências entre ativo financeiro e ativo contratual (a)	404.994
Transferências entre ativo financeiro e intangível	3.849
Adição de ativo contratual em contrapartida de fornecedor (b)	43.174
Adição de ativo contratual em contrapartida de obrigações sociais e trabalhistas (b)	80.094
Total de atividades de investimento	832.377
Atividades de financiamento	
Capitalização de juros de empréstimos (c)	48.352
Hedge accounting (d)	50.809
Dividendos adicionais 2024	1.093.583
Reconhecimento de ativo e passivo de arrendamento	1.314
Total de atividades de financiamento	1.194.058
Total	2.026.435

- (a) Correspondem às transferências (bifurcação) de ativos de contrato para o intangível em serviço e ativo financeiro da concessão;
- (b) Referem-se as adições de ativos de contratos em contrapartida de fornecedores e obrigações trabalhistas, mais detalhes na nota explicativa nº 12 – Ativos de contrato;
- (c) Capitalização de juros de empréstimos ligados à aquisição ou construção de ativos qualificáveis registrados no ativo contratual de acordo com as regras do CPC 20 (R1) – Custos de Empréstimos; e
- (d) Proteção contra exposições a variações de fluxos de caixa que sejam atribuíveis a riscos específicos associados com ativos ou passivos ou que possa afetar o resultado.

26.2 Mudanças nos passivos de atividades de financiamento

	31/12/2024	Fluxos de caixa	Pagamento de juros (a)	Novos arrendamentos	Mudanças no valor justo	Outros (b)	30/09/2025
Empréstimos e financiamentos	3.844.163	(256.409)	(103.441)	-	-	(1.191)	3.483.122
Debêntures	3.831.243	2.527.696	(249.168)	-	-	335.189	6.444.960
Valores a pagar de acordo com plano de recuperação judicial	1.136.600	(20.591)	(13.120)	-	-	58.713	1.161.602
Passivos de arrendamento	17.174	(3.949)	(1.048)	1.314	-	1.048	14.539
Dividendos a pagar	363.228	(54)	-	-	-	1.093.583	1.456.757
Instrumentos financeiros derivativos	51	-	(41.927)	-	(50.809)	263.726	171.041
Totais	9.192.459	2.246.693	(408.704)	1.314	(50.809)	1.751.068	12.732.021

- (a) A Companhia classifica juros pagos como fluxos de caixa das atividades operacionais; e
- (b) As movimentações incluídas na coluna de "Outros" incluem os efeitos das apropriações de encargos de dívidas, juros, variações monetárias e cambiais líquidas, capitalização de juros e o reconhecimento de dividendos a pagar.

27 Compromissos futuros

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

	Vigência	2025	2026	2027	Após 2027 ^(*)
Energia contratada (R\$ Mil)	2025 a 2036	839.448	3.517.618	3.476.049	44.312.625
Energia contratada (MWh)	2025 a 2036	3.309.350	13.362.088	13.713.605	146.162.121

(*) estimado 9 anos após 2026.

Os valores relativos aos contratos de compra de energia, cuja vigência varia de 2 a 30 anos, representam o volume total contratado pelo preço atualizado de acordo com a cláusula do CCEAR, e foram homologados pela ANEEL.

	Vigência	2025	2026	2027	Após 2027 ^(**)
Arrendamentos e aluguéis	2025 a 2028	1.288	5.095	4.930	3.226
Sistemas isolados (R\$ Mil)	2025 a 2027	558.487	382.668	40.430	229.669
Sistemas isolados (MWh)	2025 a 2027	259.612	177.033	51.406	257.407

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

28 Eventos subsequentes

Resgate Antecipado da 6ª emissão de debêntures

Em 15 de outubro de 2025, ocorreu o resgate antecipado da 6ª Emissão de Debêntures no montante de R\$ 673.651.

* * *

Conselho de Administração

Augusto Miranda da Paz Júnior
(Presidente)

Leonardo da Silva Lucas Tavares de Lima
(Vice-Presidente)

Armando de Souza Nascimento

Marcos Antônio Souza de Almeida

João Alberto da Silva Neto

Conselho Fiscal

Titulares

Cristiane do Amaral Mendonça

Saulo de Tarso Alves de Lara

Paulo Roberto Franceschi

Vanderlei Dominguez da Rosa

Maria Salete Garcia Pinheiro

Suplentes

Eduardo Ramos da Silva

Marizio Martins da Costa

Claudia Luciana Ceccatto de Trotta

Ricardo Bertucci

Adilson Celestino de Lima

Comitê de Auditoria Estatutário

Tiago de Almeida Noel
Coordenador

João Alberto da Silva Neto

Jorge Roberto Manoel

Diretoria Executiva

Márcio Caires Vasconcelos
Diretor Presidente

Tatiana Queiroga Vasques
Diretora de Relações com Investidores

Marcos Antônio Souza de Almeida
Diretor

Rubens Jose de Figueiredo Briseno
Diretor

Alexandre Joaquim Santos Cardoso
Diretor

Ênio Cunha Leal
Diretor

André Luiz Barata Pessoa
Diretor

Nierberth Costa Brito
Diretor

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



**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.

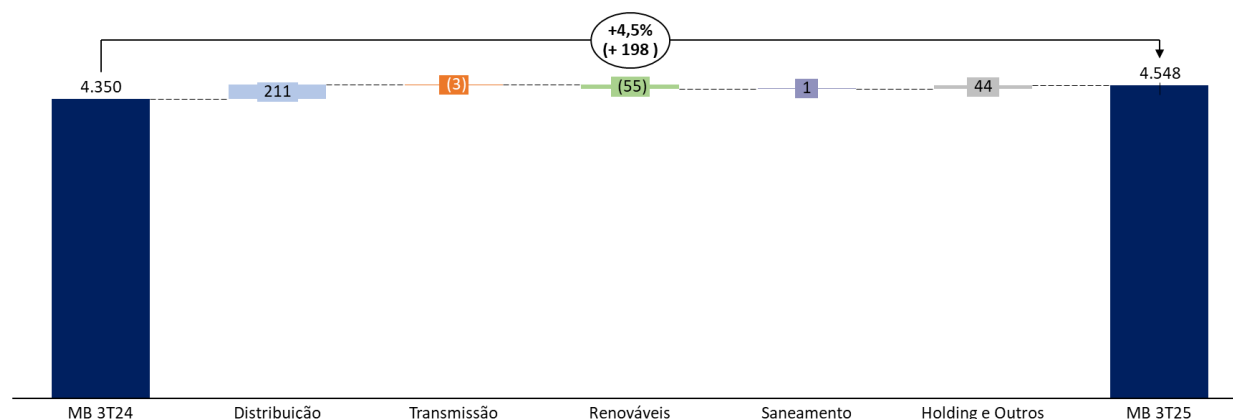
Critérios contábeis adotados:

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

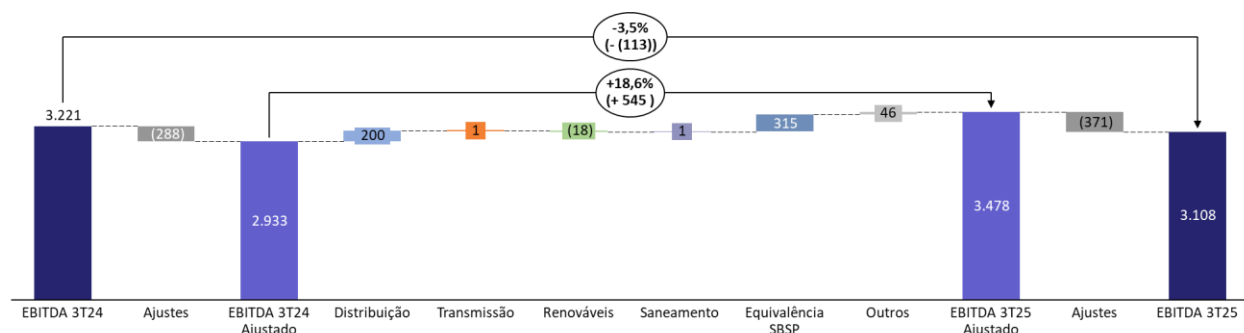
- (i) *Baixa de ativos (Echo): Referentes a ações corretivas nos parques eólicos de Echo 2 (R\$ 9 milhões).*
- (ii) *Multas Regulatórias (MA R\$ 26 milhões / PI R\$ - 3 milhões / AL R\$ - 5 milhões / CEEE R\$ 9 milhões / CEA R\$ 2 milhões).*

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\$ Milhões)	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:

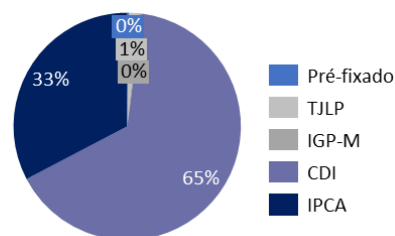
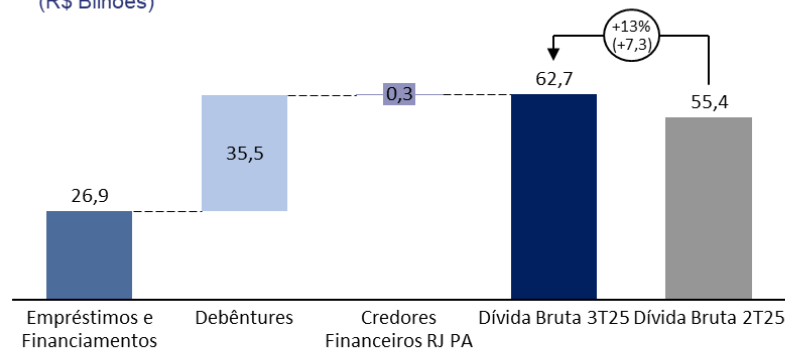
Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	3T25 Total
Ajustes EBITDA (Margem + Custos)	171	-	9	-	-	180
Outras Receitas e Despesas não Operacionais	57	-	-	-	-	57
Resultado Financeiro	21	-	-	-	-	21
Impostos	18	-	(3)	-	-	15
PPAs	-	-	-	-	(21)	(21)
Ajuste PNs - Não caixa	-	-	-	-	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

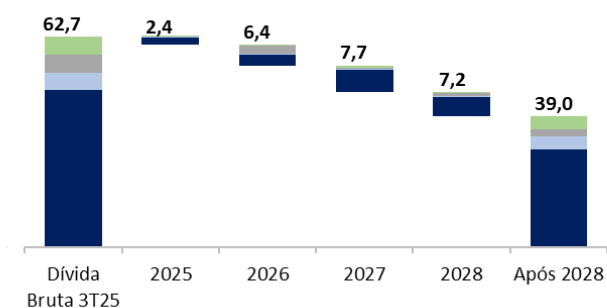
Build-up - Covenants	
Dívida Bruta	62,7
(-) Ajustes Covenants	0,6
(-) Disponibilidades	16,0
Dívida Líquida	46,1
EBITDA Covenants	13,8
Dívida líquida / EBITDA	3,3

Prazo e Custo Médio

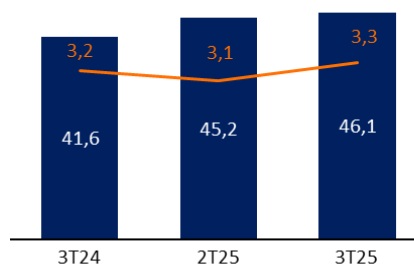
5,8 anos / 12,87% a.a.

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	3T24								3T25								Δ%
R\$ milhões	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	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	-	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	-	1	1.505	-	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
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)
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)
Subvenção do imposto de renda	-	35.547	35.547	-	45.469	45.469
Impostos diferidos	-	(115.468)	-	115.468	-	(32.497)
Resultado do exercício	59.450	198.362	257.812	130.631	38.032	168.662

RENOVÁVEIS

DESEMPENHO OPERACIONAL

GERAÇÃO

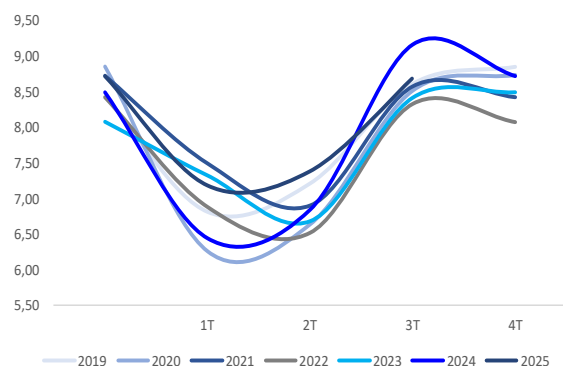
Complexos Eólicos	Geração (GWh)				Vento (m/s)			
	3T24	3T25	Δ%	Δ	3T24	3T25	Δ%	Δ
Ventos de Tianguá	141,0	141,8	0,6%	0,8	8,2	8,3	1,3%	0,1
Serra do Mel 1 e 2	265,3	398,8	50,4%	133,6	9,6	8,8	-8,3%	-0,8
Echo 1, 2, 4 e 5	460,1	403,6	-12,3%	-56,6	9,9	9,6	-3,2%	-0,3
Ventos de São Clemente	216,1	175,7	-18,7%	-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
<i>Constrained-Off</i>	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
<i>Constrained-Off</i>	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

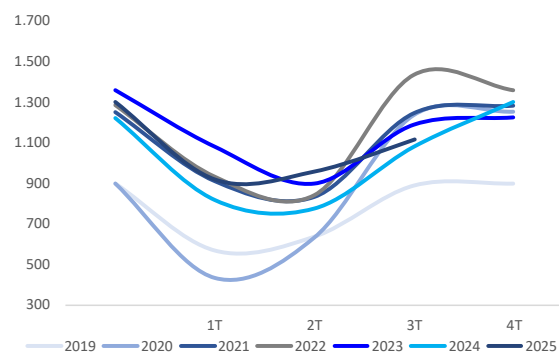
Portfólio	Geração (GWh)			
	3T24	3T25	Δ%	Δ
Portfólio Consolidado	1.315,2	1.315,1	0,0%	-0,1
<i>Constrained-Off</i>	727,6	578,7	-20,5%	-148,9
Portfólio ex Constrained-Off	2.042,9	1.893,9	-7,3%	-149,0

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

MÉDIA DOS VENTOS - PORTFÓLIO EÓLICO (m/s)



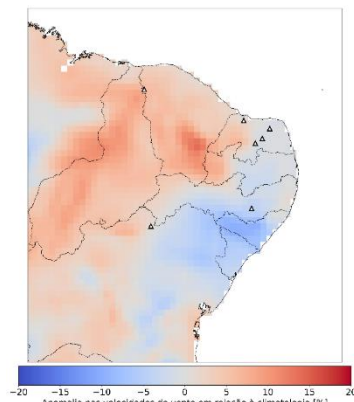
GERAÇÃO TOTAL - PORTFÓLIO EÓLICO (GWh)



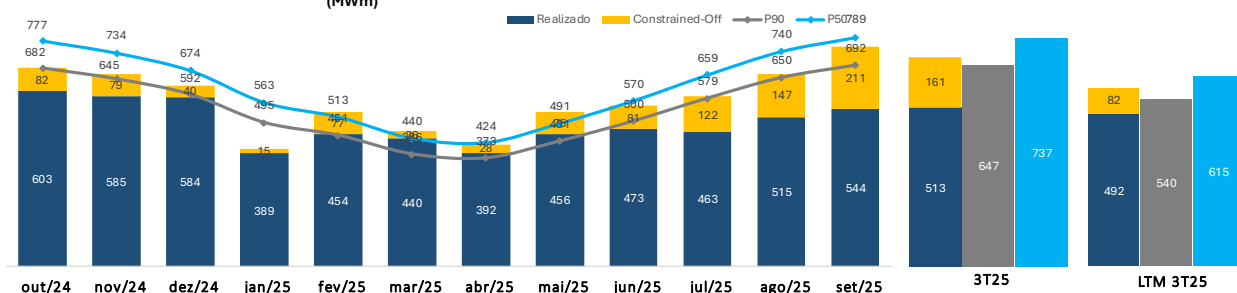
O 3T25 foi marcado por velocidades de vento dentro da média climatológica na maior parte do Nordeste, sendo que em algumas áreas dos estados do Maranhão, Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte e Bahia que registraram anomalias positivas. Em comparação com o 3T24, a velocidade média dos ventos nos complexos 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.

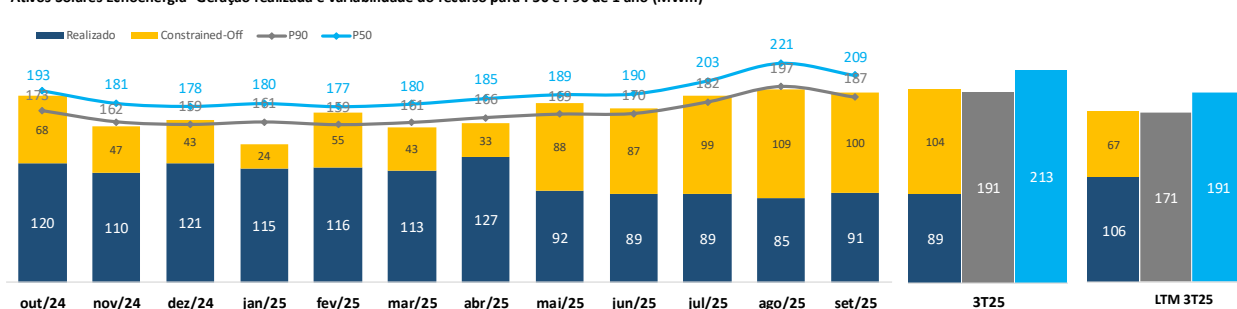
Os gráficos a seguir apresentam a geração de energia eólica e solar da Echoenergia nos últimos doze meses e a visão para o 3T25, comparando-a com os valores de P50 e P90 anual revisados pela empresa no início de 2024. Vale destacar que essas estimativas de produção de energia são consideradas robustas,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