

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D

Informações contábeis intermediárias em
31 de março de 2024

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Informações contábeis intermediárias

Índice

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

NOTAS EXPLICATIVAS

1	CONTEXTO OPERACIONAL	9
2	BASE DE PREPARAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES CONTÁBEIS INTERMEDIÁRIAS	11
3	POLÍTICAS CONTÁBEIS MATERIAIS E ESTIMATIVAS CRÍTICAS	12
4	CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	13
5	APLICAÇÕES FINANCEIRAS	14
6	CONTAS A RECEBER DE CLIENTES	14
7	VALORES A RECEBER (DEVOLVER) DA PARCELA A E OUTROS ITENS FINANCEIROS	16
8	IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES A RECUPERAR	18
9	PARTES RELACIONADAS	18
10	ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO	21
11	INTANGÍVEL	21
12	ATIVOS DE CONTRATO	22
13	FORNECEDORES	23
14	EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	24
15	DEBÊNTURES	26
16	IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES A RECOLHER	28
17	IMPOSTOS DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL CORRENTES E DIFERIDOS	29
18	PROVISÃO PARA RISCOS JUDICIAIS E DEPÓSITOS JUDICIAIS	30
19	PIS/COFINS A SEREM RESTITUÍDOS A CONSUMIDORES	32
20	PASSIVO A DESCOBERTO	33
21	RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	36
22	CUSTO DO SERVIÇO E DESPESAS OPERACIONAIS	37
23	ENERGIA ELÉTRICA COMPRADA PARA REVENDA	38
24	RESULTADO FINANCEIRO	39
25	BENEFÍCIO PÓS-EMPREGO (ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA PRIVADA)	40
26	INSTRUMENTOS FINANCEIROS	40
27	DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA	45
28	COMPROMISSOS FUTUROS	46
29	EVENTOS SUBSEQUENTES	46

Relatório sobre a revisão de informações trimestrais

Aos

Administradores e Acionistas da

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Porto Alegre - RS

Introdução

Revisamos as informações contábeis intermediárias da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D (Companhia), contidas no Formulário de Informações Trimestrais (ITR) referente ao trimestre findo em 31 de março de 2024, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de março de 2024 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de três meses findo naquela data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo as políticas contábeis materiais e outras informações elucidativas.

Responsabilidade da diretoria sobre as informações contábeis intermediárias

A diretoria é responsável pela elaboração das informações contábeis intermediárias de acordo com a NBC TG 21 Demonstração Intermediária e com a norma internacional IAS 34 *Interim Financial Reporting*, emitida pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais (ITR). Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações contábeis intermediárias com base em nossa revisão.

Alcance da revisão

Conduzimos nossa revisão de acordo com as normas brasileiras e internacionais de revisão de informações intermediárias (NBC TR 2410 Revisão de Informações Intermediárias Executada pelo Auditor da Entidade e ISRE 2410 *Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity*, respectivamente). Uma revisão de informações intermediárias consiste na realização de indagações, principalmente às pessoas responsáveis pelos assuntos financeiros e contábeis e na aplicação de procedimentos analíticos e de outros procedimentos de revisão. O alcance de uma revisão é significativamente menor do que o de uma auditoria conduzida de acordo com as normas de auditoria e, conseqüentemente, não nos permitiu obter segurança de que tomamos conhecimento de todos os assuntos significativos que poderiam ser identificados em uma auditoria. Portanto, não expressamos uma opinião de auditoria.

Conclusão

Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que as informações contábeis intermediárias incluídas nas informações trimestrais acima referidas não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com a NBC TG 21 e a IAS 34 aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais (ITR), e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

Outros assuntos

Demonstração do valor adicionado

As informações trimestrais acima referidas incluem a demonstração do valor adicionado (DVA), referente ao período de três meses findo em 31 de março de 2024, elaborada sob a responsabilidade da diretoria da Companhia e apresentada como informação suplementar para fins de IAS 34. Essa demonstração foi submetida a procedimentos de revisão executados em conjunto com a revisão das informações trimestrais, com o objetivo de concluir se ela está conciliada com as informações contábeis intermediárias e registros contábeis, conforme aplicável, e se sua forma e conteúdo está de acordo com os critérios definidos na NBC TG 09 Demonstração do Valor Adicionado. Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que essa demonstração do valor adicionado não foi elaborada, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nessa Norma e de forma consistente em relação às informações contábeis intermediárias tomadas em conjunto.

Fortaleza, 15 de maio de 2024.

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



Carlos Santos Mota Filho
Contador CRC PE-020728/O

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica-CEEE-D

Balço patrimonial em 31 de março de 2024 e 31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais)

Ativo	Nota	31/03/2024	31/12/2023	Passivo	Nota	31/03/2024	31/12/2023
Circulante				Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	4	512.336	464.985	Fornecedores	13	557.649	590.507
Aplicações financeiras	5	631.170	855.204	Fornecedores - risco sacado	13.1	29.371	32.853
Contas a receber de clientes	6	1.084.731	970.078	Empréstimos e financiamentos	14	301.223	292.879
Almoxarifado		10.285	13.143	Debêntures	15	354.705	359.257
Impostos e contribuições a recuperar	8	242.116	378.494	Passivo de arrendamento		1.181	611
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar		73.277	76.882	Instrumentos financeiros derivativos	26.5	18.203	37.678
Depósitos judiciais	18	4.714	4.714	Impostos e contribuições a recolher	16	217.518	282.595
Serviços pedidos		129.227	122.176	Impostos e contribuições sobre o lucro a recolher		432	631
Outros créditos a receber		202.137	177.944	Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	7	201.682	106.702
Total do ativo circulante		2.889.993	3.063.620	Obrigações e encargos sobre folha de pagamento		33.404	32.758
				Contribuição de iluminação pública		50.908	40.540
Não circulante				Encargos setoriais		70.593	78.176
Contas a receber de clientes	6	138.577	144.455	Participação nos lucros		2.018	5.271
Serviços pedidos		13.038	13.038	Provisão para riscos judiciais	18	370.260	407.326
Impostos e contribuições a recuperar	8	439.472	341.793	Benefício pós-emprego	25	86.633	82.304
Depósitos judiciais	18	226.566	225.891	PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	19	240.126	349.220
Instrumentos financeiro derivativos	26.5	7.772	-	Outras contas a pagar		135.312	123.414
Benefício pós-emprego		2	-	Total do passivo circulante		2.671.218	2.822.722
Outros créditos a receber		7	26				
Investimentos		-	-	Não circulante			
Ativo financeiro da concessão	10	639.119	609.396	Empréstimos e financiamentos	14	1.418.474	1.394.944
Intangível	11	2.240.842	2.188.714	Debêntures	15	2.397.699	2.380.295
Ativos de contrato	12	1.079.385	1.061.547	Passivo de arrendamento		4.614	2.839
Direito de uso		5.625	3.376	Instrumentos financeiro derivativos	26.5	-	20.149
Total do ativo não circulante		4.790.405	4.588.236	Impostos e contribuições a recolher	16	2.547.467	2.522.099
				Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	7	226.041	207.912
				Encargos setoriais		44.834	39.350
				PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	19	135.856	126.599
				Provisão para riscos judiciais	18	562.328	490.842
				Benefício pós-emprego	25	965.152	966.137
				Outras contas a pagar		31.491	32.604
				Total do passivo não circulante		8.333.956	8.183.770
				Passivo a descoberto			
				Capital social	20	3.385.861	3.385.861
				Ajuste de avaliação patrimonial		(1.252.956)	(1.249.712)
				Reserva de capital		1.407	1.296
				Prejuízos acumulados		(5.459.088)	(5.492.081)
				Total do passivo a descoberto		(3.324.776)	(3.354.636)
Total do ativo		7.680.398	7.651.856	Total do passivo e passivo a descoberto		7.680.398	7.651.856

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica-CEEE-D

Demonstração do resultado

Períodos findos em 31 de março de 2024 e 2023

(Em milhares de reais)

	Nota	31/03/2024	31/03/2023
Receita operacional líquida	21	1.279.738	1.295.023
Energia elétrica comprada para revenda	23	(733.267)	(658.040)
Custo de construção		(126.809)	(207.767)
Custo da operação		(92.722)	(134.632)
Custos de energia elétrica, construção e operação	22	(952.798)	(1.000.439)
Lucro bruto		326.940	294.584
Despesas operacionais			
Despesas com vendas	22	(40.606)	(14.400)
Despesas gerais e administrativas	22	(64.852)	(31.463)
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	22	(38.703)	(27.278)
Outras despesas operacionais, líquidas	22.1	(26.835)	2.148
Total de despesas operacionais		(170.996)	(70.993)
Resultado antes do resultado financeiro e impostos sobre lucro		155.944	223.591
Receitas financeiras	24	169.127	119.109
Despesas financeiras	24	(341.067)	(301.176)
Resultado financeiro		(171.940)	(182.067)
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social		(15.996)	41.524
Imposto de renda e contribuição social - corrente	17	-	(537)
Imposto de renda e contribuição social - diferidos	17	48.989	-
Impostos sobre o lucro		48.989	(537)
Lucro do período		32.993	40.987
Lucro básico e diluído por ação ordinária	20.3	0,48338	0,60050
Lucro básico e diluído por ação preferencial	20.3	0,48338	0,60050
Quantidade de ações ordinárias e preferenciais no final do exercício (em milhares de ações)		68.255	68.255

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica-CEEE-D

Demonstração do resultado abrangente

Períodos findos em 31 de março de 2024 e 2023

(Em milhares de reais)

	<u>31/03/2024</u>	<u>31/03/2023</u>
Lucro do período	32.993	40.987
Itens que serão reclassificados posteriormente para o resultado		
Resultado de hedge accounting de fluxo de caixa	<u>(3.244)</u>	<u>(47)</u>
Outros resultados abrangentes do período, líquido de impostos	<u>(3.244)</u>	<u>(47)</u>
Total resultados abrangentes	<u>29.749</u>	<u>40.940</u>

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica-CEEE-D

Demonstração das mutações do patrimônio líquido

Períodos findos em 31 de março de 2024 e 2023

(Em milhares de reais)

	Notas	Capital social	Reserva de capital	Ajuste de avaliação patrimonial	Prejuízos acumulados	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2022		<u>3.385.861</u>	<u>722</u>	<u>(1.090.718)</u>	<u>(5.040.522)</u>	<u>(2.744.657)</u>
Valor justo das opções de compra - vesting period		-	197	-	-	197
		-	-	-	-	-
Resultado abrangente do exercício						
Resultado de hedge accounting de fluxo de caixa		-	-	(47)	-	(47)
Lucro do período		-	-	-	40.987	40.987
Saldos em 31 de março de 2023		<u>3.385.861</u>	<u>919</u>	<u>(1.090.765)</u>	<u>(4.999.535)</u>	<u>(2.703.520)</u>
Saldos em 31 de dezembro de 2023		<u>3.385.861</u>	<u>1.296</u>	<u>(1.249.712)</u>	<u>(5.492.081)</u>	<u>(3.354.636)</u>
Valor justo das opções de compra - vesting period	20.2.1	-	111	-	-	111
Resultado abrangente do período						
Resultado de hedge accounting de fluxo de caixa	26.5	-	-	(3.244)	-	(3.244)
Lucro do período		-	-	-	32.993	32.993
Saldos em 31 de março de 2024		<u>3.385.861</u>	<u>1.407</u>	<u>(1.252.956)</u>	<u>(5.459.088)</u>	<u>(3.324.776)</u>

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica-CEEE-D

Demonstração dos fluxos de caixa - método indireto

Períodos findos em 31 de março de 2024 e 2023

(Em milhares de reais)

	<u>31/03/2024</u>	<u>31/03/2023</u>
Fluxo de caixa das atividades operacionais		
Lucro do período	32.993	40.987
Ajustes para:		
Amortização	34.688	40.222
Encargos de dívidas, juros e variações monetárias líquidas	150.659	95.281
Provisão para riscos judiciais	59.063	38.173
Provisão para perdas estimadas em crédito de liquidação duvidosa	38.703	27.278
Baixa de recebíveis incobráveis	1.214	-
Ajuste a valor presente	(6.396)	(8.415)
Resultado em <i>hedge accounting</i> de fluxo de caixa	(17.569)	24.980
Atualização do ativo financeiro	(10.266)	(14.650)
Provisão e atualização dos encargos setoriais	12.016	3.663
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	3.229	173.581
Provisão para perdas em estoque	24.723	-
Participação nos lucros	(97)	-
Rendimentos de aplicações financeiras	(32.353)	(29.266)
Atualização de PIS/COFINS a recuperar	(1.516)	(2.581)
Imposto de renda e contribuição social diferido	(48.989)	-
Valor justo das opções de compra	(746)	1.316
	<u>239.356</u>	<u>390.569</u>
Variações nos ativos e passivos, circulantes e não circulantes:		
Contas a receber de clientes	(131.015)	(201.927)
Almoxarifado	2.858	14.546
Serviços pedidos	(7.051)	2.983
Impostos e contribuições a recuperar	2.170	82.994
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar	3.605	(12.535)
Outros créditos a receber	(23.736)	(20.831)
Depósitos judiciais	(675)	(7.251)
Valores a receber (devolver) de parcela A e outros itens financeiros	787	-
Fornecedores	(37.156)	(121.831)
Fornecedores - Risco Sacado	(3.482)	-
Impostos e contribuições a recolher	56.581	74.995
Impostos e contribuições sobre o lucro a recolher	(199)	(150)
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	(15.416)	(60.482)
Benefício pós emprego	3.342	5.903
Contribuição de iluminação pública	10.368	-
Encargos Setoriais	(14.115)	4.124
Participação nos lucros	(3.156)	-
Provisão para riscos judiciais	(24.643)	(20.358)
Outras contas a pagar	(77)	50.961
Caixa líquido utilizado nas atividades de operacionais	<u>(181.010)</u>	<u>(208.859)</u>
Juros pagos	<u>(138.069)</u>	<u>(126.630)</u>
Fluxo de caixa líquido proveniente das (utilizado nas) atividades de operacionais	<u>(79.723)</u>	<u>55.080</u>
Fluxo de caixa de atividades de investimento		
Aquisições no ativo intangível	-	(14.180)
Aquisições no ativos de contrato	(124.831)	(187.640)
Resgate das aplicações financeiras	256.387	153.743
Fluxo de caixa líquido proveniente das (utilizado nas) atividades de investimento	<u>131.556</u>	<u>(48.077)</u>
Fluxo de caixa de atividades de financiamento		
Amortização de empréstimos e financiamentos	(3.902)	-
Amortização do passivo de arrendamento	(580)	(3.567)
Fluxo de caixa líquido utilizado nas atividades de financiamento	<u>(4.482)</u>	<u>(3.567)</u>
Aumento em caixa e equivalentes de caixa	<u>47.351</u>	<u>3.436</u>
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	464.985	415.108
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	<u>512.336</u>	<u>418.544</u>
Varição no caixa e equivalentes de caixa	<u>47.351</u>	<u>3.436</u>

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica-CEEE-D

Demonstração do valor adicionado

Períodos findos em 31 de março de 2024 e 2023

(Em milhares de Reais)

	31/03/2024	31/03/2023
Receitas		
Vendas de produtos, serviços e receitas de construção	1.875.792	1.811.009
Perda estimada em créditos de liquidação duvidosa	(38.703)	(27.278)
Outras receitas	-	1.371
	<u>1.837.089</u>	<u>1.785.102</u>
Insumos adquiridos de terceiros (inclui ICMS e IMA)		
Custos dos produtos e dos serviços vendidos	(860.076)	(865.807)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros	(135.528)	(88.015)
Outras despesas	(47.604)	(8.281)
	<u>(1.043.208)</u>	<u>(962.103)</u>
Valor adicionado bruto	<u>793.881</u>	<u>822.999</u>
Amortização	<u>(34.688)</u>	<u>(40.222)</u>
Valor adicionado líquido gerado pela Companhia	<u>759.193</u>	<u>782.777</u>
Valor adicionado recebido em transferência		
Receitas financeiras	185.518	122.779
	<u>185.518</u>	<u>122.779</u>
Valor adicionado total a distribuir	<u>944.711</u>	<u>905.556</u>
Distribuição do valor adicionado		
Empregados		
Remuneração direta	13.454	4.301
Benefícios	4.214	35.437
FGTS	5.646	5.751
	<u>23.314</u>	<u>45.489</u>
Tributos		
Federais	289.811	340.722
Estaduais	256.705	177.980
Municipais	32	-
	<u>546.548</u>	<u>518.702</u>
Remuneração de capitais de terceiros		
Juros	216.036	118.394
Aluguéis	789	(798)
Outros despesas financeiras	125.031	182.782
	<u>341.856</u>	<u>300.378</u>
Remuneração de capitais próprios		
Lucro do período	32.993	40.987
	<u>32.993</u>	<u>40.987</u>
Valor adicionado	<u>944.711</u>	<u>905.556</u>

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias
Período findo em 31 de março de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

1 Contexto operacional

A Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D (Companhia ou CEEE-D), é uma sociedade anônima de capital aberto, domiciliada no Brasil, com sede na Avenida Clovis Paim Grivot 11, Bairro Humaita cidade Porto Alegre, no Estado do Rio Grande do Sul, controlada pela Equatorial Participações e Investimentos S.A. (Equatorial Participações) tendo por controladora final a Equatorial Energia S.A. A Companhia é a concessionária do serviço público de distribuição e atividades associadas ao serviço de energia elétrica naquele estado, podendo prestar serviços técnicos de sua especialidade na sua área de concessão legal que abrange 72 dos 497 municípios do estado do Rio Grande do Sul, cobrindo uma área de 87.101 km²(*) , atendendo, em 31 de março de 2024, 1.933.173 (*) consumidores, sendo tais atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME). A Companhia possui suas ações negociadas no Mercado de Balcão Organizado do Brasil, Bolsa, Balcão S.A. (B3), sob os códigos de negociação CEED3 e CEED4.

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

1.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

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

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

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 31 de março de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

1.2 Continuidade operacional

Quando da elaboração das informações contábeis intermediárias, a Administração avaliou a capacidade operacional da Companhia para os próximos 12 meses. Em 31 de março de 2024, a Companhia apresentou capital circulante líquido positivo no valor de R\$ 218.775 (R\$ 240.898 em 31 de dezembro de 2023) e vem apresentando resultado antes do resultado financeiro e impostos sobre o lucro consistentemente positivo desde a entrada do novo acionista controlador em 2021, devido a melhoria dos indicadores de perdas, aumento da tarifa e do volume de energia faturada. Em 31 de março de 2024 o referido resultado foi de R\$155.944 (R\$ 223.591 em 31 de março de 2023).

Com objetivo de fortalecer os seus fluxos de caixa operacionais e seus resultados, a Companhia estabeleceu, entre outras, as seguintes ações estruturantes:

- (i) Fortalecimento das ações de cobrança;
- (ii) Alongamento da dívida mediante captação de empréstimo com instituições financeiras de primeira linha, a custo de mercado e aval da Equatorial Energia S.A., para liquidação dos empréstimos e debêntures classificadas no curto prazo, conforme apresentado nas notas explicativa nº 14 e 15 – Empréstimos e financiamentos e Debêntures. As novas captações, além do prazo, tiveram como objetivo garantir o cumprimento das obrigações de curto prazo da Companhia;
- (iii) Expansão e diversificação das ações de combate ao furto de energia com manutenção de 205 equipes de combate as perdas em 2024 (230 equipes em 2023), além da expansão do número de ligações em Sistema de Medição Centralizada (SMC); e
- (iv) Adoção de maior rigor e disciplina na gestão de despesas por meio de novos comitês implantados pela Equatorial Energia na assunção do controle.

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

1.3 Eventos climáticos (não revisados)

O Estado do Rio Grande do Sul vem atravessando diversos eventos climáticos rigorosos, detalhados abaixo, os quais atingem diretamente a concessão da Companhia, afetando referida prestação do serviço.

A Administração da Companhia vem atuando fortemente para regularização e retomada dos serviços.

Em 15 e 16 de junho de 2023, fortes chuvas atingiram o Estado do Rio Grande do Sul e 22% dos clientes atendidos pela CEEE-D tiveram falha no fornecimento. O fenômeno natural gerou falta de energia para cerca de 422 mil clientes. Já em 13 de julho de 2023, um ciclone extratropical atingiu o Estado e 38% dos clientes atendidos pela Companhia tiveram falha no fornecimento. O fenômeno natural gerou falta de energia para cerca de 730 mil clientes. Em ambas as ocorrências, a Companhia acionou o plano de contingência e mobilizou estrutura extra, realizando monitoramento em tempo real no seu centro de operação.

Entre 7 e 11 de agosto de 2023, temporais com rajadas de vento de 40 a 70 km/h impactaram no fornecimento de energia para cerca de 150 mil clientes (8% do total de consumidores) e no mês seguinte, outro evento climático com característica similar, porém com maior duração, atingiu cerca de 1,1 milhão de consumidores (58% do total de consumidores) distribuídos em toda área de concessão.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 31 de março de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

Em 16 e 17 de janeiro de 2024, fortes chuvas atingiram novamente o Estado e 34% dos clientes atendidos pela Companhia tiveram falha no fornecimento (falta de energia para cerca de 651 mil clientes) e em 21 de março de 2024, o Estado foi atingido mais uma vez, por fortes chuvas e rajadas de vento, onde cerca de 43% dos clientes tiveram falha no fornecimento (falta de energia para cerca de 815 mil clientes). A Companhia acionou o plano de contingência e mobilizou estrutura extra, realizando monitoramento em tempo real no seu centro de operação.

Por fim, em abril e maio de 2024, o Estado enfrentou novos eventos climáticos rigorosíssimos, que foram divulgados na nota 29 – Eventos Subsequentes.

No período encerrado em 31 de março de 2024, a Companhia registrou R\$ 12.682 de despesas operacionais referentes a serviços de call center, apoio ao atendimento e materiais.

2 Base de preparação e apresentação das informações contábeis intermediárias

2.1 Declaração de conformidade

As informações contábeis intermediárias foram preparadas e estão sendo apresentadas de acordo com a IAS 34 – *Interim Financial Reporting*, emitida pelo *International Accounting Standards Board* (IASB) e com o CPC 21 (R1) – Demonstração Intermediária (práticas contábeis adotadas no Brasil) e devem ser lidas em conjunto com as últimas demonstrações contábeis anuais do exercício findo em 31 de dezembro de 2023, previamente divulgadas. As informações contábeis intermediárias estão apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC) e pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

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

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

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

A emissão dessas informações contábeis intermediárias foi autorizada pelo Conselho de Administração da Companhia em 15 de maio de 2024.

2.2 Base de mensuração

As informações contábeis intermediárias da Companhia foram preparadas com base no custo histórico e ajustadas para refletir (i) o valor justo de instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos; (ii) perdas pela redução ao valor recuperável (“*impairment*”) de ativos; e (iii) por meio de resultado e outros resultados abrangentes, quando requerido nas normas.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 31 de março de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

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

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

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

3 Políticas contábeis materiais e estimativas críticas

As políticas contábeis materiais e estimativas críticas aplicáveis à essas informações contábeis intermediárias estão consistentes com aquelas adotadas e divulgadas nas demonstrações contábeis anuais da Companhia, referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2023, e, portanto, devem ser lidas em conjunto.

3.1 Novas normas e interpretações vigentes e não vigentes

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

Alterações em pronunciamentos contábeis com vigência a partir de 2024:

Norma	Descrição da alteração	Vigência
IAS 1 / CPC 26: Apresentação das demonstrações contábeis	As emendas estabelecem requerimentos para classificação e divulgação de um passivo com cláusulas de <i>covenants</i> como circulante ou não circulante. Segundo as emendas o passivo deve ser classificado como circulante quando a entidade não tem o direito no final do período de reporte de diferir a liquidação do passivo durante pelo menos doze meses após o período de reporte. Adicionalmente, apenas <i>covenants</i> cujo cumprimento é obrigatório antes do, ou no final do período de reporte devem afetar a classificação de um passivo como circulante ou não circulante.	01/01/2024
IFRS 16/ CPC 6 (R2): Arrendamentos	As emendas incluem requerimentos que especificam que o vendedor-arrendatário deve mensurar subsequentemente o passivo de arrendamento derivado da transferência de ativo – que atende aos requisitos para ser reconhecida como receita de venda – e retro arrendamento (<i>Sale and Leaseback</i>) de forma que não seja reconhecido ganho ou perda referente ao direito de uso retido na transação.	01/01/2024
IAS 7 / CPC 3: Demonstração dos Fluxos de Caixa	Divulgação de operações de Risco Sacado (<i>Reverse factoring</i>), que envolve a Companhia e seus fornecedores. Os novos requisitos de divulgação tornarão visível o uso de acordos de financiamento de fornecedores por uma companhia e permitirão que os investidores observem como o uso desses instrumentos afetou as operações e a estrutura capital da Companhia.	01/01/2024
Resolução CVM nº 199/ CPC 9 (R1): Demonstração do Valor Adicionado	A Resolução CVM nº 199, esclarece determinados critérios para elaboração e apresentação da Demonstração do Valor Adicionado (DVA), cujo objetivo principal é elucidar requisitos normativos e, por consequência, reduzir a abrangência de práticas contábeis adotadas na elaboração da DVA pelas companhias brasileiras.	01/01/2024

As alterações em Pronunciamentos que entraram em vigor em 01 de janeiro de 2024 não produziram impactos relevantes nas informações contábeis intermediárias.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 31 de março de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

Alterações em pronunciamentos contábeis com vigência a partir de 2025:

Norma	Descrição da alteração	Vigência
IFRS 18: Apresentação e divulgação das Demonstrações Financeiras	A IFRS 18 introduz três categorias definidas para receitas e despesas – operacionais, de investimento e de financiamento – para melhorar a estrutura da demonstração de resultados e exige que todas as entidades forneçam novos 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 da companhia. A IFRS 18 também exige que a companhia divulgue explicações sobre as medidas específicas que estão relacionadas com a demonstração dos resultados, referidas como medidas de desempenho definidas pela Administração. Os novos requisitos irão melhorar a disciplina e a transparência das medidas de desempenho definidas pela Administração e provavelmente torná-las sujeitas a auditoria. A IFRS 18 substituirá a IAS 1/ CPC 26: Apresentação das Demonstrações Financeiras.	01/01/2027, aplicação retrospectiva

A Companhia espera impactos substanciais na elaboração da Demonstração de Resultado e da Demonstração dos Fluxos de Caixa, originados pela aplicação da IFRS 18 e está analisando os possíveis impactos referentes a este pronunciamento em suas demonstrações contábeis. A Companhia aguardará a orientação do CPC para a aplicação deste pronunciamento. Em relação aos demais normativos em discussão no IASB ou com data de vigência estabelecida em exercício futuro, a Companhia está acompanhando as discussões e até o momento não identificou a possibilidade de ocorrência de impactos significativos.

4 Caixa e equivalentes de caixa

	<u>31/03/2024</u>	<u>31/12/2023</u>
Caixa e depósitos bancários à vista	<u>31.380</u>	<u>21.656</u>
Equivalentes de caixa (a)		
Investimentos		
Certificado de Depósito Bancário – CDB	<u>480.956</u>	<u>443.329</u>
Total	<u><u>512.336</u></u>	<u><u>464.985</u></u>

- a) São considerados como Caixa e Equivalentes as aplicações diretas em CDBs. Logo, esses investimentos são classificados como caixa e equivalentes de caixa, conforme CPC 03(R2) - Demonstrações de Fluxo de Caixa.

A carteira da Companhia é remunerada pela variação do Certificado de Depósito Interbancário (CDI), e a rentabilidade média ponderada da carteira, no período findo em 31 de março de 2024, equivale a 102,49% do CDI (102,53% em 31 de dezembro de 2023).

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 31 de março de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

5 Aplicações financeiras

	31/03/2024	31/12/2023
Circulante		
Fundos de investimentos (a)		
Cotas de fundos de investimentos	617.285	841.653
Cotas de fundos de investimento FIDC (b)	13.885	13.551
Total	631.170	855.204

- (a) Os fundos de investimentos representam operações em instituições financeiras de primeira linha e possuem vencimentos superiores a três meses e/ou são mantidos com a finalidade de investimentos para construção de projetos de infraestrutura na prestação dos serviços da concessão. São compostos por diversos ativos visando melhor rentabilidade, tais como: títulos de renda fixa, títulos públicos, operações compromissadas, debêntures, CDBs, entre outros, de acordo com a política de investimento da Companhia. Adicionalmente, os fundos de investimentos são aplicações em cotas (FIC), administrados pela instituição financeira, que alocam seus recursos em cotas de diversos fundos abertos com suscetibilidade de variação do valor. Logo, a Companhia não possui gestão e controle direto sobre exposição, direitos, retornos variáveis decorrentes de seu envolvimento e capacidade de utilizar seu poder para afetar o valor dos retornos sobre esses investimentos, tampouco participação relevante (limite máximo de 10% do Patrimônio líquido) conforme CPC 36 (R3) – Demonstrações Consolidadas; e
- (b) Fundo de Investimento em Direitos Creditórios (FIDC) não exclusivo, sendo parte de seus recursos utilizados na operação de antecipação de títulos a pagar a fornecedores do Grupo Equatorial, conforme descrito na nota explicativa nº 13 – Fornecedores.

A carteira da Companhia é remunerada pela variação do Certificado de Depósito Interbancário (CDI), e a rentabilidade média ponderada da carteira no período findo em 31 de março de 2024, equivale a 106,88 % do CDI (103,60% em 31 de dezembro de 2023).

6 Contas a receber de clientes

6.1 Composição dos saldos

	31/03/2024				31/12/2023			
	Vencidos				Vencidos			
	A vencer	Até 90 dias	Mais de 90 dias	Total	A vencer	Até 90 dias	Mais de 90 dias	Total
Residencial	191.210	113.773	436.362	741.345	179.255	90.347	437.515	707.117
Industrial	7.846	2.727	26.659	37.232	8.339	3.134	57.578	69.051
Comercial	80.180	34.403	175.898	290.481	80.121	29.052	217.294	326.467
Rural	18.310	11.345	17.513	47.168	15.904	6.502	26.339	48.745
Poder público	16.181	1.806	8.825	26.812	13.052	1.337	13.400	27.789
Iluminação pública	8.685	1.396	21.998	32.079	9.595	684	39.768	50.047
Serviço público	12.386	513	-	12.899	9.719	509	2	10.230
Contas a receber de consumidores faturados	334.798	165.963	687.255	1.188.016	315.985	131.565	791.896	1.239.446
Residencial	101.066	19.073	157.493	277.632	116.179	19.614	145.517	281.310
Industrial	4.831	340	9.485	14.656	5.555	328	9.377	15.260
Comercial	49.017	4.884	87.827	141.728	50.692	4.436	84.663	139.791
Rural	28.094	682	4.886	33.662	27.279	698	4.633	32.610
Poder público	66.593	305	60	66.958	67.194	44	59	67.297
Iluminação pública	59.458	10	4.431	63.899	62.320	501	4.431	67.252
Serviço público	64	2	-	66	69	-	-	69
Parcelamentos (a)	309.123	25.296	264.182	598.601	329.288	25.621	248.680	603.589
Contas a receber de consumidores não faturados (b)	294.394	-	-	294.394	239.773	-	-	239.773
Baixa renda (c)	10.708	-	-	10.708	10.783	-	-	10.783
Outras	145.610	-	-	145.610	7.541	-	-	7.541
Subtotal	1.094.633	191.259	951.437	2.237.329	903.370	157.186	1.040.576	2.101.132
(-) PECLD	(72.284)	(36.828)	(904.909)	(1.014.021)	(75.396)	(32.906)	(878.297)	(986.599)
Total contas a receber de clientes	1.022.349	154.431	46.528	1.223.308	827.974	124.280	162.279	1.114.533
Circulante				1.084.731				970.078
Não circulante				138.577				144.455

- (a) Os parcelamentos são referentes às renegociações de faturas em atraso e possuem juros de até 1% a.m. Os valores apresentados do contas a receber referentes aos parcelamentos estão líquidos do ajuste a valor presente, reconhecido em 31 de março de 2024, no montante de R\$ 162.992 e (R\$ 169.388 em 31 de dezembro de 2023), resultando no reconhecimento de receita de R\$ 6.396 no resultado financeiro;
- (b) Corresponde à energia elétrica distribuída, mas não faturada para os consumidores cujo faturamento é efetuado tomando como base os ciclos de leitura, onde, em alguns casos, são encerrados após o período de fechamento contábil. A variação refere-se, principalmente, ao aumento na quantidade de dias não faturados, 1 dia a mais no Grupo A (pois o cliente é medido conforme calendário civil) e 4 dias a mais no Grupo B (onde o cliente é medido conforme sua etapa de leitura, variando mensalmente o dia lido conforme calendário pré-estabelecido); e

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 31 de março de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

- (c) O Governo Federal, por meio das Leis nº 12.212 e nº 10.438, determinou a aplicação da tarifa social de baixa renda com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da subclasse residencial baixa renda.

6.2 Perdas estimadas em crédito de liquidação duvidosa

	31/12/2023	(Provisões)/ Reversões	Baixas (c)	31/03/2024
Contas a receber de consumidores faturados	(682.085)	98.372	(3.962)	(587.675)
Parcelamentos	(280.467)	(8.843)	298	(289.012)
Contas a receber de consumidores não faturados	(6.474)	(1.475)	-	(7.949)
Outras (a)	(17.573)	(116.173)	4.361	(129.385)
Total (b)	(986.599)	(28.119)	697	(1.014.021)

- (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 um complemento de provisão, no montante de R\$ 27.422, com impacto no resultado operacional, conforme notas explicativas nº 22 – Custos do serviço e despesas operacionais; e
- (c) Valores referentes à PECLD dos títulos vencidos há mais de 10 anos, que foram baixados do contas a receber.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação

Período findo em 31 de março de 2024

(Valores expressos em milhares de reais)

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

	31/12/2023	Constituição	Amortização	Atualização	Constituições com efeito caixa	Créditos de PIS/COFINS	31/03/2024
Parcela A							
CDE - Conta de desenvolvimento energético (a)	(26.903)	17.695	9.277	(250)	-	-	(181)
PROINFA - Programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica	(16.265)	(714)	5.427	(368)	-	-	(11.920)
Rede básica	152.216	15.470	(32.641)	3.817	-	-	138.862
Compra de energia CVA (b)	(427.490)	(99.401)	79.632	16.426	-	-	(430.833)
ESS - Encargos do serviço do sistema (c)	41.474	10.896	(9.730)	1.141	-	-	43.781
Transp. Itaipú	13.953	1.420	(2.964)	348	-	-	12.757
	(263.015)	(54.634)	49.001	21.114	-	-	(247.534)
Itens financeiros							
Sobrecontratação de energia (d)	194.705	(33.153)	(31.091)	2.531	-	-	132.992
Neutralidade (e)	(57.802)	(69.123)	25.199	(575)	-	-	(102.301)
Ultrapassagem de demanda e reativo excedente	(39.451)	(9.030)	5.570	(657)	-	-	(43.568)
Compensação créditos PIS/COFINS (f)	14.334	-	107.059	(2.556)	-	(109.093)	9.744
Risco hidrológico	(179.267)	-	(4.647)	(2.244)	-	-	(186.158)
Empréstimo escassez hídrica	(64.907)	-	20.791	-	-	-	(44.116)
CDE Modicidade Tarifária – Empréstimo (g)	(18.553)	-	5.727	(303)	-	-	(13.129)
Outros (h)	99.342	(994)	(31.150)	(64)	(787)	-	66.347
	(51.599)	(112.300)	97.458	(3.868)	(787)	(109.093)	(180.189)
Total	(314.614)	(166.934)	146.459	17.246	(787)	(109.093)	(427.723)
Circulante							
Valores a receber	564.327						437.304
Valores a devolver	(671.029)						(638.986)
Efeito líquido ativo (passivo)	(106.702)						(201.682)
Não circulante							
Valores a receber	175.915						126.561
Valores a devolver	(383.827)						(352.602)
Efeito líquido ativo (passivo)	(207.912)						(226.041)
Efeito líquido total	(314.614)						(427.723)

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 31 de março de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

- (a) O saldo foi afetado pelas seguintes variações: (i) constituição ativa da CVA de R\$ 17.695, devido o pagamento da cota mensal de CDE USO estar maior que a cobertura; (ii) o impacto da amortização negativo do componente financeiro desse item para esse período foi de R\$ 9.277;
- (b) O saldo desta conta reflete as seguintes movimentações: (i) Constituições positivas de R\$ 13.582, decorrentes dos custos associados à disponibilidade, ao risco hidrológico e à exposição financeira, que foram repassados às distribuidoras para atender ao mercado. Esses custos geraram um impacto positivo no período. (ii) Movimentações negativas totalizando R\$ 112.983, originadas dos custos com contratos de energia adquiridos em leilões, que se valorizaram abaixo do esperado na cobertura tarifária, resultando em uma constituição passiva de R\$ 99.401. (iii) Um impacto positivo de R\$ 79.632 proveniente da amortização de componentes financeiros durante o período;
- (c) O ESS está relacionado ao pagamento de usinas térmicas despachadas, que operam com o preço de compra acima do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). O Operador Nacional do Sistema (ONS) aciona despachos das térmicas de forma a garantir a segurança energética do sistema. No processo tarifário da Companhia, o valor de previsão desse encargo concedido pela ANEEL foi para cobrir as despesas com Encargo de Energia Reserva, que tem se realizado acima da cobertura tarifária até o período findo em 31 de março de 2024. Assim a conta de ESS resultou em uma constituição positiva de R\$ 10.896. O impacto negativo da amortização do componente financeiro desse item para o período foi de R\$ 9.730;
- (d) A constituição passiva da Sobrecontratação Energia com um valor de R\$ 33.153, e a amortização negativa subsequente de R\$ 31.091, indicam que houve um reconhecimento de custos superiores aos recebimentos no período inicial, seguido de uma amortização que reduziu parcialmente esse reconhecimento inicial. Estes movimentos refletem ajustes contábeis que alinham o valor contábil ao valor realizável no mercado, onde no qual a distribuidora comprou energia no Mercado de Curto Prazo da CCEE a um PLD médio de R\$ 61,15/MWh comparado com o preço médio de compra de R\$ 255,81/MWh. O resultado é uma posição financeira positiva que evidencia a capacidade da distribuidora em gerenciar riscos associados à volatilidade do mercado e otimizar o uso de seus recursos energéticos;
- (e) A neutralidade dos encargos é calculada a partir das diferenças mensais entre os valores faturados de cada item dos encargos setoriais durante o período de referência e os valores previstos no processo tarifário anterior, ajustados pela taxa SELIC, conforme regulamentação vigente. No período atual, foi registrada uma constituição negativa de R\$ 69.123 devido a essas diferenças. Adicionalmente, a amortização de componentes financeiros associados a esses encargos resultou em um impacto positivo de R\$ 25.199 para o período. Com citado anteriormente essa variação está relacionada aos financeiros e coberturas tarifárias oriundas dos processos tarifários;
- (f) Deve-se à amortização dos valores oriundos de créditos decorrentes da exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/PASEP e da COFINS, conforme previsto no Despacho nº 361, de 9 de fevereiro de 2021. Veja nota explicativa nº 19 – PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores;
- (g) Refere-se ao valor aportado pela Eletrobrás ou por suas subsidiárias nos termos da Resolução CNPE nº 15, de 2021, repassados às concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica, até 29 de julho de 2022, nas contas correntes vinculadas ao repasse de Modicidade Tarifária da CDE. O impacto positivo da amortização do componente financeiro desse item para o exercício foi de R\$ 5.727; e
- (h) No componente Outros são considerados todos os saldos em amortização e em constituição dos demais componentes financeiros, onde destacamos : com efeito positivo os financeiros: (i) Reversão de créditos associados a REN 376 e 414 R\$ 1.417, (ii) Encargos CDE Covid Migrante Livre R\$ 1.386, com efeitos negativos os financeiros: (iii) Recomposição Itaipú R\$ 23.478; (iv) Financeiro de Recálculo RTP 2021 - Parcela B R\$ 9.964; (v) Garantia Financeira R\$ 317; (vi) Ajuste de encargos de conexão R\$ 153 (vii) Financeiro de Recálculo RTP 2021 - TFSEE R\$ 41.

Anualmente, no mês de novembro, a ANEEL apura o novo índice do reajuste tarifário da Companhia adequando suas despesas da Parcela A (custos não gerenciáveis, como compra de energia, encargos setoriais, encargos de transmissão) e atualização da parcela B. As tarifas de aplicação da Companhia, constantes da Resolução Homologatória nº 3.283, de 22 de novembro de 2023, foram reajustadas, em média, (1,41%), correspondendo ao efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores, usuários e agentes supridos da distribuidora.

No período findo em 31 de março de 2024, a Companhia reconheceu o montante de R\$ 3.819 (R\$ 17.370 em 31 de dezembro de 2023) de bandeira tarifária, sendo que R\$ 155 (R\$ 1.568 em 31 de dezembro de 2023) obtidos por meio de bandeira tarifária via faturamento junto aos clientes e R\$ 3.975 (R\$ 15.802 em 31 de dezembro de 2023) recebendo via CCRBT. A bandeira tarifária foi criada por meio do Decreto nº 8.401/2015 e administrada pela CCEE.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 31 de março de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

8 Impostos e contribuições a recuperar

	31/03/2024	31/12/2023
Circulante		
ICMS a recuperar	43.204	42.701
PIS e COFINS	9.403	9.303
PIS e COFINS a recuperar (ICMS) (a)	189.207	326.191
Outros	302	299
Total circulante	242.116	378.494
Não circulante		
ICMS a recuperar	113.265	116.041
PIS e COFINS a recuperar (ICMS) (a)	326.207	225.752
Total não circulante	439.472	341.793
Totais impostos e contribuições a recuperar	681.588	720.287

- (a) A Companhia possui um ativo referente a PIS/COFINS a recuperar de R\$ 515.413 (R\$ 551.943 em 31 de dezembro de 2023), líquido de compensação com impostos federais, após publicação do Acórdão do julgamento do Recurso extraordinário julgado pelo Supremo Tribunal Federal (STF), e suportado pelo trânsito e julgado da ação, conforme nota explicativa nº 19 – PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores. Este saldo será realizado mediante compensação dos seguintes tributos federais: PIS e COFINS e retenções federais.

9 Partes relacionadas

Em 31 de março de 2024 e 31 de dezembro de 2023, a Companhia possui transações com partes relacionadas, principalmente dos contratos de compartilhamentos, prestação de serviços, compra e venda de imobilizado, entre outros, com as companhias descritas abaixo:

	31/03/2024		31/12/2023		31/03/2023	
	Ativo (Passivo)	Efeito no resultado (Despesa)	Ativo (Passivo)	Efeito no resultado (Despesa)	Ativo (Passivo)	Efeito no resultado (Despesa)
Outras contas a receber						
Entidade é membro do mesmo grupo econômico						
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A. (a)	949	949	1.228	1.775	1.228	1.775
Equatorial Para Distribuidora de Energia S.A. (a)	1.279	1.279	3.080	2.472	3.080	2.472
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A. (a)	377	377	513	742	513	742
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A. (a)	625	625	856	1.238	856	1.238
Companhia de eletricidade do Amapá S.A. (a)	94	94	95	138	95	138
Equatorial Transmissora 1 SPE S.A. (a)	7	7	9	14	9	14
Equatorial Transmissora 2 SPE S.A. (a)	7	7	9	14	9	14
Equatorial Transmissora 3 SPE S.A. (a)	10	10	13	20	13	20
Equatorial Transmissora 4 SPE S.A. (a)	16	16	21	33	21	33
Equatorial Transmissora 5 SPE S.A. (a)	7	7	10	15	10	15
Equatorial Transmissora 6 SPE S.A. (a)	8	8	11	17	11	17
Equatorial Transmissora 7 SPE S.A. (a)	8	8	11	18	11	18
Equatorial Transmissora 8 SPE S.A. (a)	12	12	15	23	15	23
Integração Transmissora de Energia S.A. – INTESA (a)	-	-	14	22	14	22
Total	3.399	3.399	5.885	6.541	5.885	6.541
Outros créditos a receber - Intercompany						
Entidade é membro do mesmo grupo econômico						
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A. (b)	3	-	2	-	3	-
Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A. (b)	8	-	3.810	-	8	-
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A. (b)	-	-	729	-	-	-
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A. (b)	-	-	456	-	-	-
Equatorial Goiás Distribuidora de Energia S.A. (b)	-	-	255	-	-	-
Total	11	-	5.252	-	11	-

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 31 de março de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

Fornecedores

Entidade é membro do mesmo grupo econômico					
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	(c)	(15)	-	(424)	-
Equatorial Para Distribuidora de Energia S.A.	(e)	-	-	(80)	-
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(c)	-	-	(231)	-
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	(c)	(165)	-	(116)	-
Companhia de Eletricidade do Amapá S.A.	(c)	(4)	-	(12)	-
Equatorial Transmissora 1 SPE S.A.	(e)	(214)	(693)	(221)	(407)
Equatorial Transmissora 2 SPE S.A.	(e)	(194)	(628)	(201)	(366)
Equatorial Transmissora 3 SPE S.A.	(e)	(287)	(931)	(307)	(514)
Equatorial Transmissora 4 SPE S.A.	(e)	(506)	(1.640)	(524)	(970)
Equatorial Transmissora 5 SPE S.A.	(e)	(235)	(762)	(243)	(447)
Equatorial Transmissora 6 SPE S.A.	(e)	(292)	(945)	(302)	(547)
Equatorial Transmissora 7 SPE S.A.	(e)	(200)	(633)	(193)	(392)
Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.	(e)	(343)	(1.106)	(348)	(607)
Integração Transmissora de Energia S.A. – INTESA	(e)	-	-	(216)	(715)
Instituto de Ciência e Tecnologia Grupo Equatorial (ICT)	(f)	(12.191)	(2.191)	(11.304)	-
Equatorial Serviços	(g)	(7.511)	(7.511)	(5.931)	(6.346)
Equatorial Telecomunicações	(d)	(377)	(964)	(575)	(146)
Total		(22.534)	(18.004)	(21.228)	(11.457)

Outras contas a pagar

Entidade é membro do mesmo grupo econômico					
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	(a)	(4.671)	(4.671)	(4.857)	(3.984)
Equatorial Para Distribuidora de Energia S.A.	(a)	(1.727)	(1.727)	(683)	(1.862)
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(a)	(606)	(606)	(573)	(635)
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	(a)	(734)	(734)	(585)	(887)
Companhia de Eletricidade do Amapá S.A.	(a)	(157)	(157)	(138)	(32)
Equatorial Transmissora 1 SPE S.A.	(a)	(3)	(3)	(3)	-
Equatorial Transmissora 2 SPE S.A.	(a)	(10)	(10)	(7)	(7)
Equatorial Transmissora 3 SPE S.A.	(a)	(1)	(1)	(1)	-
Equatorial Transmissora 4 SPE S.A.	(a)	(149)	(149)	(138)	(27)
Equatorial Transmissora 5 SPE S.A.	(a)	(4)	(4)	(4)	-
Equatorial Transmissora 6 SPE S.A.	(a)	(1)	(1)	(1)	-
Equatorial Transmissora 7 SPE S.A.	(a)	(8)	(8)	(9)	-
Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.	(a)	(7)	(7)	(6)	-
Integração Transmissora de Energia S.A. – INTESA		-	-	(26)	(4)
Controladora indireta					
Equatorial Energia	(h)	(17.420)	(9.781)	(10.878)	(8.264)
Entidade é plano de benefício pós-emprego					
Equatorial Energia Fundação de Previdência – EQTPREV		-	(41)	-	-
Total		(25.498)	(17.900)	(17.909)	(15.702)

Investimentos em serviço – (bens em comodato)	31/03/2024		31/12/2023	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
Entidade é membro do mesmo grupo econômico				
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	(i)	-	205	(205)
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(j)	118	(118)	(118)

- (a) Valores referentes aos contratos de compartilhamento que abrangem os contratos de infraestrutura relacionados ao uso do sistema de transmissão e recursos humanos, após validação dos cálculos pelo órgão regulador ANEEL;
- (b) Os valores são provenientes da venda de materiais para o ativo imobilizado;
- (c) Os valores são provenientes da compra de materiais para o ativo imobilizado;
- (d) Saldos referentes a serviços de fornecimento de internet pela Equatorial Telecomunicações S.A.;
- (e) Valores referem-se a serviços prestados pelas transmissoras de energia, por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST);
- (f) Os valores com o Instituto Equatorial referem-se a projetos de P&D e PEE, de gestão corporativa;
- (g) Os valores com a Equatorial Serviços S.A. são provenientes do contrato de *call center*, administrativos e despesas incorridas, com prazo de duração indeterminados;
- (h) Em 16 de setembro de 2022, foi assinado Instrumento Particular de Remuneração pela Prestação de Garantia Corporativa (fiança/aval), entre a CEEE-D (Contratante) e a Equatorial Energia S.A. (Contratada), com o objetivo de remunerar as garantias prestadas sob forma de fiança/aval em contratos. A prestação da garantia, terá uma remuneração equivalente a 1% (um por cento) ao ano, pro rata, incidente sobre o saldo devedor do título ou contrato garantido;
- (i) Relação de ativos cedidos em comodato, da Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A. para a CEEE-D, de forma não onerosa pelo prazo de 12 (doze) meses conforme descrito no Termo de Comodato, podendo sua devolução acontecer antes a critério das partes; e
- (j) Relação de ativos cedidos em comodato, da Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A. para a CEEE-D, de forma não onerosa pelo prazo de 24 (vinte e quatro) meses conforme descrito no Termo de Comodato, podendo sua devolução acontecer antes a critério das partes.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 31 de março de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

9.1 Remuneração de pessoal-chave da Administração

O pessoal-chave da Administração, Conselho de Administração, o Presidente e Diretores, incluindo o Conselho Fiscal e Comitê de Auditoria. A remuneração anual total foi fixada em até R\$ 5.400 (R\$ 5.200 em 31 de dezembro de 2023), conforme Assembleia Geral Ordinária, realizada em 29 de abril de 2024.

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

Em 31 de março de 2024 e 31 de dezembro de 2023, a Companhia não possui para suas pessoas chave da Administração remuneração nas categorias de: a) benefícios de rescisão de contrato de trabalho; e b) remuneração baseada em ações.

Os benefícios pós-empregos estão descritos na nota explicativa nº 25 – Benefício pós-emprego e referem-se aos planos de benefícios de aposentadoria e pensão com o objetivo de complementar e suplementar os benefícios pagos pelo sistema oficial da previdência social.

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

Proporção de cada elemento na remuneração total paga, referente ao período findo em 31 de março de 2024:

	31/03/2024	%
Remuneração fixa anual	282	72%
Salário ou Pró-labore	275	69%
Benefícios diretos e indiretos	7	3%
Remuneração variável	111	28%
Remuneração baseada em ações	111	28%
Valor total da remuneração por órgão	393	100%

9.2 Garantias

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

Instituição	Valor contratado	% do aval	Início	Término	Valor liberado	31/03/2024 (a)
Sumitomo Mitsui Banking	250.000	100	13/08/2021	13/08/2024	250.000	239.629
1ª Emissão de Debêntures 1ª Série	1.200.000	100	19/08/2021	15/08/2026	1.200.000	905.825
1ª Emissão de Debêntures 2ª Série	300.000	100	19/08/2021	15/09/2029	300.000	355.718
1ª Nota Comercial	400.000	100	17/10/2022	14/10/2027	400.000	422.763
2ª Emissão de Debêntures 1ª Série	250.000	100	23/12/2022	15/12/2029	250.000	272.187
Citibank	583.800	100	30/06/2023	27/01/2027	583.800	609.139
Bank of América	233.760	100	06/07/2023	29/01/2027	233.760	251.377
3ª Emissão de Debêntures Série Única	180.000	100	09/08/2023	15/07/2030	180.000	188.241
BNDES 21/22/23	200.000	100	27/09/2023	15/12/2036	200.000	196.788
4ª Emissão de Debêntures Série Única	1.000.000	100	20/12/2023	11/12/2029	1.000.000	1.030.432
Apólices de Seguros	296.014	100	31/07/2021	11/09/2028	N/A	N/A
Total	4.893.574				4.597.560	4.472.099

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

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

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 31 de março de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

10 Ativo financeiro da concessão

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

	31/12/2023	Atualização do ativo financeiro (a)	Transferência - Ativos de contrato (b)	31/03/2024
Ativo financeiro	787.369	9.960	19.457	816.786
Obrigações especiais	(177.973)	306	-	(177.667)
Total ativo financeiro da concessão	609.396	10.266	19.457	639.119

- a) Visando a melhor estimativa da indenização ao final da concessão, o ativo financeiro é revisado mensalmente, considerando a atualização pelo IPCA, por ser este um dos principais critérios de atualização anual utilizados pelo regulador nos processos de reajuste tarifário. Maiores informações na nota explicativa nº 21 – Receita operacional líquida; e
- b) Corresponderem às transferências (bifurcação) dos ativos de contrato para o ativo financeiro da concessão.

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:

		31/03/2024		
Taxas anuais médias ponderadas de amortização (%)	Custo	Amortização	(-) Obrigações vinculadas à concessão	Valor líquido
Em serviço	4,11%	4.750.757	(2.322.130)	(187.785)
Total		4.750.757	(2.322.130)	(187.785)
		31/12/2023		
Taxas anuais médias ponderadas de amortização (%)	Custo	Amortização	(-) Obrigações vinculadas à concessão	Valor líquido
Em serviço	4,11%	4.661.243	(2.285.165)	(187.364)
Total		4.661.243	(2.285.165)	(187.364)

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 limitados à data do contrato de concessão até julho de 2045, conforme ICPC 01(R1)/IFRIC 12 – Contratos de concessão.

11.1 Movimentação do ativo intangível

	31/12/2023	Adições	Transferências Ativos de contrato (a)	31/03/2024
Em serviço	4.661.243	-	89.514	4.750.757
(-) Amortização	(2.285.165)	(36.965)	-	(2.322.130)
Total em serviço	2.376.078	(36.965)	89.514	2.428.627
Obrigações especiais (b)	(293.504)	-	(3.135)	(296.639)
(-) Amortização	106.140	2.714	-	108.854
Total em obrigações especiais	(187.364)	2.714	(3.135)	(187.785)
Total	2.188.714	(34.251)	86.379	2.240.842

- (a) Corresponderem às transferências (bifurcação) dos ativos de contrato para o intangível em serviço e ativo financeiro da concessão; e
- (b) Obrigações especiais representam substancialmente recursos da União Federal, dos Estados e dos Municípios e pela participação de consumidores, vinculados à realização de investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 31 de março de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

11.2 Avaliação de *Impairment*

A Companhia realizou o teste de valor recuperável em 31 de dezembro de 2023 e considerou, entre outros fatores, a existência de prejuízos acumulados, quando efetuou revisão para identificar indicativos de perda por redução ao valor recuperável. Como resultado dessa análise, a Administração concluiu sobre a não necessidade de reconhecimento de provisão para redução ao valor recuperável. A revisão é realizada anualmente, na mesma data-base.

A Companhia permanece acompanhando a existência de prejuízos acumulados e, até o período findo em 31 de março de 2024, não foram identificados novos indicativos de perda por redução ao valor recuperável que exigissem novas análises.

12 Ativos de contrato

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

	31/12/2023	Adições (c)	Transferências (b)		31/03/2024
			Ativo intangível	Ativo financeiro	
Ativos de contrato (d)	1.265.564	151.532	(89.514)	(19.457)	1.308.125
(-) Provisão para perda de estoque	(110.465)	(24.723)	-	-	(135.188)
Obrigações especiais (a)	(93.552)	(3.135)	3.135	-	(93.552)
Total	1.061.547	123.674	(86.379)	(19.457)	1.079.385

- (a) Obrigações especiais representam, substancialmente, recursos da União Federal, dos Estados e dos Municípios e pela participação de consumidores, vinculados à realização de investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica;
- (b) Correspondem às transferências (bifurcação) dos ativos de contrato para o intangível em serviço e ativo financeiro da concessão;
- (c) O montante de R\$ 123.674 refere-se às adições líquidas dos ativos de contrato reconhecidas no período. Deste total, R\$ 124.831 impactaram o Caixa da Companhia e, conforme nota explicativa nº 27.1 – Transações que não afetam caixa, R\$ 4.298 refere-se às adições em contrapartida de fornecedores, R\$ 16.062 refere-se às adições em contrapartida de obrigações sociais e trabalhistas, R\$ 3.206 refere-se à capitalização de juros de empréstimos ligados à aquisição ou construção de ativos qualificáveis de acordo com as regras do CPC 20 (R1) - Custos de Empréstimos, ver informações na nota explicativa nº 14 – Empréstimos e financiamentos e R\$ 24.723 refere-se a provisão para perda de estoque; e
- (d) A Companhia possui, em 31 de março de 2024, o saldo de R\$ 190.889 em almoxarifado, classificados como ativos de contrato no ativo não circulante, referentes a materiais destinados a melhoria e expansão de rede tais como postes, cabos, medidores, religadores e transformadores.

A Companhia avaliou e concluiu como baixo o risco de não recebimento e perda associada aos ativos de contrato, pois os mesmos serão remunerados, a partir da entrada em serviço, (i) por meio do incremento da tarifa cobrada dos clientes, através dos ciclos de Revisão Tarifária Periódica, compondo a receita de tarifa faturada aos consumidores, ou ainda (ii) pelo direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro do Poder Concedente, a título de indenização pela reversão da infraestrutura do serviço público. Dessa forma, não foi identificado nenhum indicativo de perda ao valor recuperável do ativo, e, conseqüentemente, nenhuma provisão foi constituída no período, findo em 31 de março de 2024 e 31 de dezembro de 2023. Os valores dos bens em construção estão sujeitos à fiscalização da ANEEL.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 31 de março de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

13 Fornecedores

	31/03/2024	31/12/2023
Suprimento de energia elétrica	320.685	356.151
Encargos de uso da rede elétrica	110.095	109.133
Materiais e serviços	104.335	103.995
Partes relacionadas – nota explicativa nº 9	22.534	21.228
Total	557.649	590.507

13.1 Fornecedores – Risco sacado

A Companhia, em consonância com as melhores práticas de governança e transparência, visando atender às sugestões emitidas pela Superintendência de Normas Contábeis e de Auditoria (SNC) e pela Superintendência de Relações com Empresas (SEP) da CVM, no Ofício Circular 01/22 e anteriores, decidiu apresentar de forma segregada do saldo de Fornecedores (nota explicativa nº 13) os valores relacionados às operações de risco sacado, apesar de manter a essência de uma transação mercantil.

A Companhia possui operação de risco sacado com seus fornecedores, com a participação de uma instituição financeira (atualmente através de um FIDC), onde o fornecedor tem a opção de antecipar seus recebíveis relacionados às compras de bens e serviços realizadas pela Companhia. Ressalta-se que não existe extensão do prazo. A Companhia não possui operações de risco sacado com saldo vencido e o fechamento da operação entre a instituição financeira e o fornecedor fica a livre critério deste último, sem participação da Companhia.

Em 31 de março de 2024 e 31 de dezembro de 2023, a Companhia apresentou R\$ 29.371 e R\$ 32.853, respectivamente, em valores de fornecedores – risco sacado, os quais possuem um prazo médio de liquidação de 60 dias em 31 de março de 2024 (49 dias em 31 de dezembro de 2023).

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 31 de março de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

14 Empréstimos e financiamentos

14.1 Composição do saldo

	Custo da dívida (% a.a.)	Garantias	31/03/2024			31/12/2023		
			Circulante	Não Circulante	Total	Circulante	Não Circulante	Total
Moeda estrangeira (US\$)								
Bank Of America (BOFA) (a)	CDI + 1,8475%	Aval/Fiança	12.006	239.371	251.377	7.705	232.166	239.871
Sumitomo Mitsui Banking Corporation (SMBC) (a)	CDI + 1,45%	Aval/Fiança	239.629	-	239.629	234.023	-	234.023
Banco Citibank (a)	CDI + 1,85%	Aval/Fiança	10.867	598.272	609.139	22.451	580.956	603.407
Total moeda estrangeira US\$			262.502	837.643	1.100.145	264.179	813.122	1.077.301
Moeda nacional								
Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)	IPCA + 7,38%	Aval/Fiança + Conta reserva + Recebíveis	16.312	184.990	201.302	18.489	186.069	204.558
Nota Comercial	CDI + 1,40%	Aval/Fiança	22.763	400.000	422.763	10.566	400.000	410.566
Subtotal			39.075	584.990	624.065	29.055	586.069	615.124
Custo de captação			(354)	(4.159)	(4.513)	(355)	(4.247)	(4.602)
Total moeda nacional			38.721	580.831	619.552	28.700	581.822	610.522
Total empréstimos e financiamentos			301.223	1.418.474	1.719.697	292.879	1.394.944	1.687.823

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

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 2023	28.700	581.822	264.179	813.122	1.687.823
Encargos	15.686	-	16.774	-	32.460
Variação monetária e cambial	586	2.474	6.917	24.521	34.498
Transferências	3.465	(3.465)	-	-	-
Amortizações de principal	(3.902)	-	-	-	(3.902)
Pagamentos de juros	(5.903)	-	(25.368)	-	(31.271)
Custo de captação (a)	89	-	-	-	89
Saldos em 31 de março de 2024	38.721	580.831	262.502	837.643	1.719.697

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

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 31 de março de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

14.3 Cronograma de amortização da dívida

Em 31 de março de 2024, as parcelas relativas aos empréstimos e financiamentos apresentavam os seguintes vencimentos:

Vencimento	31/03/2024	
	Valor	%
Circulante	301.223	18%
2025	11.808	1%
2026	75.571	4%
2027	1.193.560	69%
2028	15.744	1%
Até 2036	125.950	7%
Subtotal	1.422.633	82%
Custo de captação (não circulante)	(4.159)	0%
Não circulante	1.418.474	82%
Total	1.719.697	100%

14.4 Covenants dos empréstimos e financiamentos

Os empréstimos e financiamentos contratados pela Companhia possuem garantias fidejussórias e *covenants* não financeiros e financeiros (apurados por seu controlador final, Equatorial Energia), cujo não cumprimento durante o período de apuração, poderá acarretar o vencimento antecipado dos contratos.

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

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

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

No período findo em 31 de março de 2024, a Companhia manteve-se em cumprimento de todas as obrigações e dentro dos limites estipulados nesses contratos.

Adicionalmente aos indicadores mencionados acima, a Companhia possui *covenants* financeiros junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) cuja apuração é anual, sujeito a relatório de asseguração limitada por auditoria independente, que deve ser entregue até 31 de maio do ano subsequente, portanto, após a divulgação das demonstrações contábeis da Companhia. No período findo em 31 de março de 2024, a Companhia manteve-se em cumprimento de todas as obrigações e dentro dos limites estipulados nos contratos;

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 31 de março de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

15 Debêntures

15.1 Movimentação de debêntures

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

	<u>Passivo circulante</u>	<u>Passivo não circulante</u>	<u>Total</u>
Saldos em 31 de dezembro de 2023	<u>359.257</u>	<u>2.380.295</u>	<u>2.739.552</u>
Encargos	69.788	-	69.788
Transferências	(1.092)	1.092	-
Pagamento de juros	(73.727)	-	(73.727)
Variação monetária e cambial	-	16.312	16.312
Custo de captação (a)	479	-	479
Saldos em 31 de março de 2024	<u>354.705</u>	<u>2.397.699</u>	<u>2.752.404</u>

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

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 31 de março de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

15.2 Cronograma de amortização da dívida

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

Vencimento	31/03/2024	
	Valor	%
Circulante	354.705	13%
2025	300.000	11%
2026	300.000	11%
2027	200.000	7%
2028	576.741	21%
Até 2030	1.029.625	37%
Subtotal	2.406.366	87%
Custo de captação (Não circulante)	(8.667)	0%
Total não circulante	2.397.699	87%
Total debêntures	2.752.404	100%

15.3 Características das debêntures

Emissão	Característica	Série	Garantias	Valor da Emissão	Custo Nominal	Data da Emissão	Venc. Final	Passivo circulante	Passivo não circulante	31/03/2024	
										Saldo líquido do custo de captação	
1ª	(1)/(3)/(4)/(6)	1ª	Aval/Fiança	1.200.000	CDI + 1,5% a.a.	ago/21	ago/26	311.577	594.248		905.825
1ª (a)	(1)/(3)/(4)/(5)/(6)	2ª	Aval/Fiança	300.000	IPCA + 5,4% a.a.	ago/21	set/29	2.237	353.482		355.719
2ª (a) (b)	(1)/(3)/(4)/(5)/(6)	1º	Aval/Fiança	250.000	CDI + 1,08% a.a.	dez/22	dez/29	5.172	267.016		272.188
3ª	(1)/(3)/(4)/(5)/(6)	Única	Aval/Fiança	180.000	IPCA + 6,50% a.a.	ago/23	jul/30	2.382	185.859		188.241
4ª	(1)/(3)/(4)/(6)	Única	Aval/Fiança	1.000.000	CDI + 1,65% a.a.	dez/23	dez/29	33.337	997.094		1.030.431
								354.705	2.397.699		2.752.404

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

- (a) A totalidade dos recursos obtidos foram aplicados em conformidade com a escritura; e
(b) Considera-se no custo da 2ª Debêntures, 1ª série, o custo da ponta passiva do swap.

15.4 Covenants das debêntures

As debêntures contratadas pela Companhia possuem garantias reais e *covenants* não financeiros e financeiros (apurados por seu controlador final, Equatorial Energia), cujo não cumprimento durante o período de apuração, poderá acarretar o vencimento antecipado dos contratos.

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

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

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

No período findo em 31 de março de 2024, a Companhia manteve-se em cumprimento de todas as obrigações e dentro dos limites estipulados nos contratos.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
 Período findo em 31 de março de 2024
 (Valores expressos em milhares de reais)

16 Impostos e contribuições a recolher

	<u>31/03/2024</u>	<u>31/12/2023</u>
Circulante		
ICMS	29.674	30.103
ICMS parcelamento (a)	107.177	105.990
PIS e COFINS	18.705	132.312
Parcelamento Federal	47.965	942
ISS	3.678	4.135
Outros	10.319	9.113
Subtotal	<u>217.518</u>	<u>282.595</u>
Não circulante		
ICMS parcelamento (a)	2.547.467	2.522.099
Subtotal	<u>2.547.467</u>	<u>2.522.099</u>
Total	<u>2.764.985</u>	<u>2.804.694</u>

- (a) De acordo com o Instrumento Particular de Assunção de Obrigação de Pagamento de Dívidas e Outras Avenças, assinado em 07 de dezembro de 2020, a CEEE-D cedeu e transferiu à sua controladora, a CEEE-Par, a assunção da obrigação do débito tributário relativo a ICMS, no montante de R\$ 2.778.735. A operação se deu mediante capitalização pela CEEE-Par, na CEEE-D, dos créditos decorrentes dessa obrigação, que em decorrência da assunção da obrigação de pagamento, será considerado integralmente quitado no montante anteriormente considerado. Do saldo remanescente, R\$ 74.085, refere-se a parcelamentos ordinários, e R\$ 2.580.559 refere-se ao parcelamento realizado junto à Secretaria da Fazenda do Estado do Rio Grande do Sul – SEFAZ/RS, nos termos do Decreto nº 55.577/2020 (Programa “REFAZ Energia Elétrica”), cujo pagamento foi dividido em 180 parcelas atualizadas mensalmente pela taxa SELIC e, conforme previsto no inciso IV do art. 4º, há possibilidade de redução de 60% dos juros e multa condicionada a quitação total ou parcial do débito. Os descontos possíveis estão demonstrados na tabela abaixo:

	<u>Parcelamentos sem descontos</u>	<u>Descontos</u>	<u>Parcelamentos com descontos</u>
Principal	1.481.817	-	1.481.817
Multa	394.424	(236.654)	157.770
Juros	704.318	(422.591)	281.727
Total	<u>2.580.559</u>	<u>(659.245)</u>	<u>1.921.314</u>

Expectativa de ICMS parcelamento a recolher

	<u>31/03/2024</u>	
	<u>Valor</u>	<u>%</u>
Circulante	<u>107.177</u>	<u>4%</u>
2025	84.221	3%
2026	118.650	4%
2027	102.480	4%
Após 2027	2.242.116	85%
Não circulante	<u>2.547.467</u>	<u>96%</u>
Total	<u>2.654.644</u>	<u>100%</u>

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 31 de março de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

17 Impostos de renda e contribuição social correntes e diferidos

17.1 Conciliação da despesa com imposto de renda e contribuição social

A conciliação da despesa calculada pela aplicação das alíquotas fiscais e da despesa do imposto de renda pessoa jurídica (IRPJ) e da contribuição social sobre lucro líquido (CSLL) debitada em resultado, nos períodos findos em 31 de março de 2024 e 2023, está demonstrada a seguir:

	31/03/2024		31/03/2023	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
(Prejuízo) lucro antes do IRPJ e da CSLL	(15.996)	(15.996)	41.524	41.524
Alíquota fiscal	25%	9%	25%	9%
Pela alíquota fiscal	(3.999)	(1.440)	10.381	3.737
Adições:				
Provisão para riscos judiciais	21.850	7.866	1.548	557
PECLD	41.450	14.922	19.087	6.871
Ajuste a valor presente	-	-	136	49
Varição de Swap	-	-	364	131
Provisão para perda de estoque	6.200	2.232	-	-
Custo de Construção – CPC 47/IFRS 15	10	4	95	34
Atuarial	125	45	12	4
Arrendamentos – CPC06 (R2)/IFRS 16	24	9	48	17
Varição cambial	-	-	2.428	874
Outras provisões permanentes	-	-	329	118
Outras provisões	-	-	2.008	724
Total adições	69.659	25.078	26.055	9.379
Exclusões:				
Reversão de provisão para riscos judiciais	(13.245)	(4.768)	(6.048)	(2.177)
PECLD	(31.725)	(11.421)	(12.568)	(4.524)
Varição de Swap	(12.660)	(4.558)	-	-
Provisão para participação nos lucros	(513)	(185)	-	-
Ajuste a valor presente	(1.599)	(576)	(2.240)	(806)
Valor Novo de Reposição – VNR	(2.567)	(924)	(3.738)	(1.346)
Varição Cambial	-	-	(1.205)	(434)
Receita de Construção – CPC 47/IFRS 15	(11)	(4)	(271)	(98)
Arrendamentos – CPC 06 (R2)/IFRS 16	-	-	(876)	(315)
Outras provisões não dedutíveis	(681)	(251)	-	-
Outras provisões permanentes	(13.785)	(4.895)	(8.917)	(3.210)
Total exclusões	(76.786)	(27.582)	(35.863)	(12.910)
Prejuízo Fiscal/ Base Negativa de CSLL	(11.126)	(3.944)	573	206
Compensações				
Prejuízo fiscal apurado no período	-	-	(175)	(62)
Incentivo prorrogação licença maternidade	-	-	(5)	-
Total compensação	-	-	(180)	(62)
IRPJ e CSLL corrente no resultado do período	-	-	(393)	(144)
IRPJ e CSLL diferido no resultado do período (a)	36.021	12.968	-	-
Total de IRPJ e CSLL no resultado do período	36.021	12.968	(393)	(144)

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

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 31 de março de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

17.2 Impostos diferidos não reconhecidos

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

Em 31 de março de 2024, a Companhia apresentou o saldo de R\$ 2.538.165 (R\$ 2.645.637 em 31 de dezembro de 2023) a realizar de impostos diferidos sobre diferenças temporárias, prejuízo fiscais e base negativa de contribuição social.

	31/03/2024		31/12/2023	
	Valor	Efeito Tributário	Valor	Efeito Tributário
Prejuízos fiscais acumulados	7.337.657	1.834.414	7.437.242	1.859.311
Base negativa de CSLL	7.340.343	660.631	7.440.608	669.655
Diferenças temporárias	369.768	43.120	343.151	116.671
Total	15.047.768	2.538.165	15.221.001	2.645.637

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

18 Provisão para riscos judiciais e depósitos judiciais

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

	31/03/2024		31/12/2023	
	Provisão	Depósitos judiciais	Provisão	Depósitos judiciais
Cíveis	366.952	10.893	361.485	13.378
Fiscais	550	656	547	639
Trabalhistas	455.366	219.731	434.418	216.588
Regulatório	75.113	-	68.164	-
Ambiental	34.607	-	33.554	-
Total	932.588	231.280	898.168	230.605
Circulante	370.260	4.714	407.326	4.714
Não circulante	562.328	226.566	490.842	225.891

18.1 Movimentação dos riscos no período

	31/12/2023			31/03/2024		
	Saldo inicial	Adições	Utilização (1)	Reversão de provisão (2)	Atualização (3)	Saldo final
Cíveis i)	361.485	9.022	(5.873)	(4.346)	6.664	366.952
Fiscais	547	1	(1)	-	3	550
Trabalhistas ii)	434.418	39.881	(18.770)	(23.989)	23.826	455.366
Regulatório	68.164	-	-	-	6.949	75.113
Ambiental	33.554	200	1	-	852	34.607
Total contingências	898.168	49.104	(24.643)	(28.335)	38.294	932.588

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

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 31 de março de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

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

No período findo em 31 de março de 2024, as provisões foram revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções fiscais ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais. Adicionalmente, a Companhia possui processos em andamento, cuja probabilidade de perda foi estimada como possível, não requerendo a constituição de provisão. O total dos referidos processos está demonstrado abaixo:

	<u>31/03/2024</u>	<u>31/12/2023</u>
Cíveis i)	107.016	109.858
Fiscais	97.879	95.426
Trabalhistas ii)	5.503	4.682
Total	<u>210.398</u>	<u>209.966</u>

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

i) Cíveis

A Companhia figura como ré em 10.487 processos cíveis em 31 de março de 2024 (9.771 em 31 de dezembro de 2023), os quais, em sua grande maioria, referem-se ações indenizatórias questionando acidentes com a rede de distribuição, repetição do indébito por má-classificação tarifária, falha no fornecimento, morte por descarga elétrica (eletroplessão) ou danos decorrentes da rescisão de contratos com fornecedores. Esses processos são avaliados como prováveis, no montante de R\$ 366.952 (R\$ 361.485 em 31 de dezembro de 2023).

Dentre as provisões constituídas para processos com expectativa de perda provável, destaca-se a ação indenizatória movida por Banco Máxima em face da CEEE-D, buscando indenização por danos emergentes e lucros cessantes em decorrência de resgate forçado de debêntures conversíveis em ações, no montante de R\$ 231.659 (R\$ 223.253 em 31 de dezembro de 2023). Atualmente o processo está em fase de liquidação de sentença, a fim de aferir eventual prejuízo sofrido pelo Banco em decorrência dos danos emergentes, eis que o pedido de lucros cessantes foi julgado improcedente, já com trânsito em julgado.

Além dos processos provisionados, existem outros processos cíveis cuja possibilidade de perda em 31 de março de 2024 é avaliada como possível pela Administração, com base na avaliação da gerência jurídica, no montante de R\$ 107.016 (R\$ 109.858 em 31 de dezembro de 2023) para as quais não foi constituída provisão. Desse montante, destaca-se o processo que envolve ação indenizatória movida pelo Banco Dimensão em face da CEEE-D, buscando indenização por danos emergentes e lucros cessantes em decorrência de resgate forçado de debêntures conversíveis em ações, no montante de R\$ 63.552 (R\$ 63.645 em 31 de dezembro de 2023). O processo foi julgado procedente, dando origem ao ingresso de Ação Rescisória por parte da CEEE-D, o qual está em trâmite.

ii) Trabalhistas

O passivo trabalhista, em 31 de março de 2024, é composto por 7.070 reclamações ajuizadas (6.836 reclamações ajuizadas em 31 de dezembro de 2023) por ex-empregados contra a Companhia, com pedidos que variam entre horas extras, periculosidade, equiparação e/ou reenquadramento salarial, entre outros, assim como por ações movidas por ex-empregados de empresas terceirizadas (responsabilidade subsidiária), que pleiteiam, em sua maioria, verbas rescisórias.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 31 de março de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

Existem outros processos trabalhistas cuja possibilidade de perda em 31 de março de 2024 é avaliada como possível pela Administração, com base na avaliação da gerência jurídica, no montante de R\$ 5.503 (R\$ 4.682 em 31 de dezembro de 2023) para as quais não foi constituída provisão.

19 PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores

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

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

Apesar do início da devolução dos valores aos consumidores, ainda há saldos, classificados no passivo não circulante, cujos critérios definitivos para a restituição dos créditos de PIS/PASEP e COFINS, estão pendentes, aguardando a conclusão das discussões junto à ANEEL a respeito dos mecanismos e critérios de compensação, quando da efetiva compensação dos créditos tributários.

No período findo em 31 de março de 2024, a Companhia efetuou complemento neste lançamento, referente à atualização da taxa SELIC, constituindo: (i) complemento de ativo e passivo no montante de R\$ 9.256 (R\$ 53.175 em 31 de dezembro de 2023); (ii) compensação de débitos tributários de R\$ 47.301 com os tributos federais imposto de renda, contribuição social, PIS, COFINS e retenções federais através de PER/DCOMP; e (iii) amortização do passivo relativo ao ressarcimento a seus consumidores de R\$ 109.093.

	<u>31/03/2024</u>	<u>31/12/2023</u>
Ativo		
Circulante – nota explicativa nº 8	189.207	326.191
Não circulante – nota explicativa nº 8	326.207	225.752
PIS e COFINS a recuperar	<u>515.414</u>	<u>551.943</u>
Passivo (a)		
Circulante	240.126	349.220
Não circulante	135.856	126.599
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	<u>375.982</u>	<u>475.819</u>

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 31 de março de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

Expectativa de PIS/COFINS a recuperar

	31/03/2024	
	Valor	%
Circulante	189.207	37%
2025	141.905	28%
2026	184.302	35%
Não circulante	326.207	63%
Total	515.414	100%

Adicionalmente, no período findo em 31 de março de 2024, a companhia realizou atualização financeira, referente à taxa SELIC, no montante de R\$ 1.516 (R\$ 2.581 em 31 de março de 2023), sobre a qual houve incidência de PIS/COFINS, no montante de R\$ 70 (R\$ 120 em 31 de março de 2023), conforme demonstrado a seguir:

Resultado	31/03/2024	31/03/2023
(+) Receita financeira		
PIS/COFINS consumidores a restituir	1.516	2.581
(-) PIS/COFINS sobre a receita financeira	(70)	(120)
Efeito líquido no resultado antes do imposto de renda e da contribuição social	1.445	2.461

20 Passivo a descoberto

20.1 Capital social

O capital social subscrito e integralizado da Companhia é de R\$ 3.385.861 (R\$ 3.385.861 em 31 de dezembro de 2023), correspondente a um total de 68.090.916 (sessenta e oito milhões, noventa mil, novecentos e dezesseis) ações ordinárias e 164.014 (cento e sessenta e quatro mil e quatorze) ações preferenciais, nominativas, sem valor nominal e principais acionistas está demonstrada conforme a seguir:

Acionistas	31/03/2024			
	Ações ordinárias	Ações preferenciais	Total	%
Equatorial Participações e Investimentos S.A.	64.920.583	1.087	64.921.670	95,12%
Eletrobras	3.067.033	87.638	3.154.671	4,62%
Outros	103.300	75.289	178.589	0,26%
Total	68.090.916	164.014	68.254.930	100,00%

20.2 Planos de opção de compra de ações

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

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

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 31 de março de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

Esses planos são administrados pelo Conselho de Administração da Companhia, por intermédio do um Comitê de Pessoas, Governanças e Sustentabilidade, dentro dos limites estabelecidos nas Diretrizes de Elaboração e Estruturação de cada Plano e na legislação aplicável. As características dos planos estão descritas na nota explicativa nº 21.2 – Planos de opção de compra de ações, das demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2023.

20.2.1 Quinto Plano de Opção de Compra de Ações

a. Forma de determinação da volatilidade esperada

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

	Número de Opções	Valor justo ponderado do preço	Número de opções	Valor justo ponderado do preço
	31/03/2024	31/03/2024	31/12/2023	31/12/2023
<i>Em opções</i>				
Existentes em 1º de janeiro	150.000	23,28	150.000	23,59
Existentes ao fim do período	150.000	-	150.000	-

A despesa reconhecida no período findo em 31 de março de 2024 foi de R\$ 111 (R\$ 574 em 31 de dezembro de 2023) para a Companhia, e refere-se ao valor justo reconhecido durante o *vesting period* que é avaliado em cada data base. No período findo em 31 de março de 2024 não houve movimentação das outorgas existentes em 31 de dezembro de 2023.

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

Com base na apuração parcial das métricas de *performance* definidas, a Companhia, fez jus ao referido programa. Abaixo, encontra-se a quantidade de ações para Equatorial Energia, caso as métricas de *performance* fossem atingidas:

	Número de ações	Valor justo ponderado do preço	Número de ações	Valor justo ponderado do preço
	31/03/2024	31/03/2024	31/12/2023	31/12/2023
<i>Em ações</i>				
Existentes em 1º de janeiro	135.000	33,35	-	-
Outorgadas durante o período	-	-	135.000	33,35
Revertidas durante o período	(25.000)	-	-	-
Existentes ao fim do período	110.000	34,25	135.000	33,35

A despesa reconhecida para o plano de “Phantom shares” no período findo em 31 de março de 2024 foi uma reversão de R\$ 597 (constituição R\$ 197 em 31 de março de 2023). O valor justo ponderado do preço reconhecido no período findo em 31 de março de 2024, foi de R\$ 34,25 (R\$ 33,35 em 31 de dezembro de 2023).

Este plano de opção é classificado como instrumento financeiro passivo liquidável em caixa.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 31 de março de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

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

Com base na apuração parcial das métricas de *performance* definidas, a Companhia, fez jus ao referido programa. Abaixo, encontra-se a quantidade de ações para Equatorial Energia, caso as métricas de *performance* fossem atingidas:

	Número de ações	Valor justo ponderado do preço	Número de ações	Valor justo ponderado do preço
<i>Em ações</i>	31/03/2024	31/03/2024	31/12/2023	31/12/2023
Existentes em 1º de janeiro	60.343	33,28	-	-
Outorgadas durante o período/exercício	-	-	60.343	33,28
Existentes ao fim do período/exercício	60.343	35,25	60.343	33,28

A despesa reconhecida para o plano de “Phantom shares” no período findo em 31 de março de 2024 foi uma reversão de R\$ 260 (R\$ 0 em 31 de dezembro de 2023). O valor justo ponderado do preço reconhecido no período findo em 31 de março de 2024, foi de R\$ 35,25 (R\$ 33,28 em 31 de dezembro de 2023).

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

20.3 Lucro por ação

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

	31/03/2024			31/03/2023		
	Ações ordinárias	Ações preferenciais	Total	Ações ordinárias	Ações preferenciais	Total
Numerador:						
Lucro do período	32.914	79	32.993	40.889	98	40.987
Denominador:						
Média ponderada por classe de ações	68.091	164	68.255	68.091	164	68.255
Lucro básico e diluído por ação	0,48338	0,48338	0,48338	0,60050	0,60050	0,60050

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

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 31 de março de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

21 Receita operacional líquida

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

	31/03/2024	31/03/2023
Receita de distribuição	1.481.578	1.497.562
Remuneração financeira WACC (a)	12.153	15.384
Valores a receber/devolver de parcela A e outros itens financeiros (b)	(20.475)	(168.784)
Subvenção CDE - Outros	46.081	39.047
Fornecimento de energia elétrica	1.519.337	1.383.209
Suprimento de energia elétrica (c)	9.725	20.288
Receita pela disponibilidade - uso da rede	151.653	127.195
Receita de construção (d)	126.809	207.767
Atualização dos ativos financeiro e contrato	10.266	14.650
Outras Receitas	58.002	57.901
Receita operacional bruta	1.875.792	1.811.010
Deduções		
ICMS sobre venda de energia elétrica (e)	(256.705)	(177.980)
PIS e COFINS	(104.611)	(153.377)
Encargos do consumidor	(12.464)	(10.467)
ISS	(32)	(1.116)
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	(198.652)	(165.648)
Penalidades DIF/FIC e outras	(23.590)	(7.399)
Deduções da receita operacional	(596.054)	(515.987)
Receita operacional líquida	1.279.738	1.295.023

- (a) Valor referente ao cálculo e contabilização da taxa regulatória de remuneração de capital (WACC) usada para revisão de tarifa ou receita de distribuidoras, conforme metodologia definida pela ANEEL;
- (b) A variação positiva de R\$ 148.309 dos ativos e passivos regulatórios deve-se principalmente por: (i) variação positiva entre os valores amortizados do último reajuste no montante de R\$ 61.919 em relação ao período anterior; (ii) variação positiva pelo reconhecimento de despesa na tarifa dos recursos recebidos a título de repasse da Conta-Covid no montante de R\$ 20.633; (iii) previsão dos custos de energia e encargos concedido pela ANEEL no reajuste foram superiores aos custos efetivamente pagos, gerando uma variação positiva R\$ 67.772 quando comparada com o período anteriores; e (iv) variação negativa entre os valores da receita de ultrapassagem da demanda e reativo excedente pertencente a distribuidora no montante de R\$ 2.015;
- (c) A receita de suprimento de energia elétrica foi menor em comparação com o período anterior, devido ao aumento do consumo, houve uma diminuição da disponibilidade de suprimento para a venda no mercado de curto prazo;
- (d) A Companhia reconhece a receita de construção referente aos serviços de construções e melhorias previstos no contrato de concessão, com base no estágio de conclusão das obras realizadas. O valor é avaliado pela referência do levantamento dos trabalhos realizados, ou, quando não puder ser medido de maneira confiável, até o limite dos custos reconhecidos na condição em que os custos incorridos possam ser recuperados; e
- (e) Nesse período houve dois fatores não recorrentes que foram a redução da alíquota conforme a LC 194/2022 e a não tributação da TUSD, isso ocasionou o aumento da alíquota média para 12% no período findo em março 2023 e 18% em março de 2024.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação

Período findo em 31 de março de 2024

(Valores expressos em milhares de reais)

22 Custo do serviço e despesas operacionais

	31/03/2024					31/03/2023				
	Custo do serviço de energia elétrica	Despesas com vendas	Despesas administrativas	PECLD	Total	Custo do serviço de energia elétrica	Despesas com vendas	Despesas administrativas	PECLD	Total
Pessoal	(9.398)	(9.507)	(11.091)	-	(29.996)	(36.314)	(10.374)	(4.709)	-	(51.397)
Material	(2.014)	(235)	127	-	(2.122)	(1.479)	(191)	(11)	-	(1.681)
Serviços de terceiros	(47.900)	(30.217)	(29.823)	-	(107.940)	(61.770)	(3.818)	(12.119)	-	(77.707)
Energia elétrica comprada para revenda (a)	(733.267)	-	-	-	(733.267)	(658.040)	-	-	-	(658.040)
Custo de construção (b)	(126.809)	-	-	-	(126.809)	(207.767)	-	-	-	(207.767)
PECLD	-	-	-	(27.422)	(27.422)	-	-	-	(27.278)	(27.278)
Provisão para riscos judiciais	-	-	(20.769)	-	(20.769)	-	-	(9.058)	-	(9.058)
Amortização	(33.159)	-	(1.529)	-	(34.688)	(35.278)	-	(4.944)	-	(40.222)
Outros	(251)	(647)	(1.767)	(11.281)	(13.946)	209	(17)	(622)	-	(430)
Total	(952.798)	(40.606)	(64.852)	(38.703)	(1.096.959)	(1.000.439)	(14.400)	(31.463)	(27.278)	(1.073.580)

(a) Para maior detalhamento, vide a abertura dos custos da energia elétrica comprada para revenda, conforme nota explicativa nº 23 – Energia elétrica comprada para revenda; e

(b) Refere-se a apropriação dos custos relacionados às construções de acordo com a regulamentação da ANEEL, através do critério de departamentalização contemplando assim os custos indiretos de mão-de-obra, conforme notas explicativas nº 12 – Ativos de contrato e 21 – Receita operacional líquida.

22.1 Outras receitas (despesas) operacionais

	31/03/2024	31/03/2023
Outras receitas operacionais		
Ganhos na alienação e desativação de bens e direitos	-	1.567
Outras receitas operacionais	14.717	6.929
Total de outras receitas operacionais	14.717	8.496
Outras despesas operacionais		
Indenização por danos a terceiros	(3.071)	-
Provisão para perda de estoque (a)	(24.723)	-
Baixa de recebíveis incobráveis	(1.214)	-
Outras despesas operacionais	(12.544)	(6.348)
Total de outras despesas operacionais	(41.552)	(6.348)
Total	(26.835)	2.148

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 31 de março de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

- (a) A distribuidora avalia periodicamente seus estoques/obras no intuito de identificar se existem materiais de baixa rotatividade, constituindo uma provisão para perda como uma forma de demonstrar o real potencial dos estoques na geração de caixa. O montante provisionado trata-se em sua maioria de itens obsoletos, morosos e/ou danificados. Para os materiais que não havia expectativa de benefício econômico, a distribuidora realizou a capitalização da obra contemplando a reversão dos itens.

23 Energia elétrica comprada para revenda

	31/03/2024		31/03/2023	
	GWh (*)	R\$	GWh (*)	R\$
Energia de leilão (a)	1.299	(293.216)	1.236	(322.644)
Contratos Eletronuclear	73	(23.574)	71	(23.124)
Contratos cotas de garantias (b)	372	(49.287)	419	(54.210)
Encargo de Serviço do Sistema - ESS/ Energia reserva (c)	-	(47.559)	-	(48.485)
Energia bilateral	6	(2.062)	5	(2.223)
Energia de curto prazo – CCEE (d)	-	(35.425)	-	(24.934)
Programa incentivo fontes alternativas energia – PROINFA	52	(21.990)	33	(22.704)
Itaipu (e)	369	(70.557)	372	(48.694)
(-) Parcela a compensar crédito PIS/COFINS não cumulativo	-	59.182	-	45.432
Outros	-	(11.719)	-	-
Subtotal	2.171	(496.207)	2.136	(501.586)
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição (f)	-	(237.060)	-	(156.454)
Total	2.171	(733.267)	2.136	(658.040)

- (a) A variação refere-se aos custos com contratos CCEAR e MCS D, decorrentes de preços de pagamentos menores aos observados em-2023, devido rescisão de contratos antigos diminuindo o preço médio de aquisição de energia em 4,70% passando para R\$ 212,20;
- (b) As variações são decorrentes das despesas com os Contratos de Cotas de Garantia Física os Efeitos dessa Contratação na Liquidação CCEE, em 2024, as usinas que antes pertenciam ao grupo Eletrobrás foram repactuadas, tendo seus preços de venda ajustados, aumentando assim a despesa com esses contratos;
- (c) A redução nas despesas associada ao ESS no período de 2024 deve-se a queda no acionamento das térmicas fora da ordem de mérito pela situação hidrológica favorável, ocasionando redução dos pagamentos associado a este encargo;
- (d) A energia de curto prazo apresentou uma variação de R\$ 10.491, em virtude do aumento da despesa com os efeitos da contratação por disponibilidade em relação ao mesmo período de 2023;
- (e) O saldo em 31 de março de 2024 corresponde as despesas com a contratação da Usina Itaipu com dispêndio negativo de R\$ 70.557, ao passo que em 31 de março de 2023, as despesas do trimestre totalizaram R\$ 48.694, isso porque houve o efeito da Provisão das despesas de novembro e dezembro/2022 com o realizado afetando em 71.938, contra uma despesa para o mesmo momento de R\$ 120.632; e
- (f) Contempla os custos com encargos de uso e conexão do sistema de transmissão, os quais possuem tarifas ajustadas pela resolução Receita Anual Permitida (RAP). Para o ano de 2024, as tarifas praticadas foram aprovadas na Resolução Homologatória nº 3.217 de 04 de julho de 2023 com vigência a partir de julho de 2023 até junho de 2024, 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.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
 Período findo em 31 de março de 2024
 (Valores expressos em milhares de reais)

24 Resultado financeiro

	<u>31/03/2024</u>	<u>31/03/2023</u>
Receitas financeiras		
Rendimentos de aplicação financeiras	32.353	29.266
Valores a receber/devolver parcela A	41.315	15.607
Operações com instrumentos financeiros derivativos (a)	82.081	14.800
Acréscimo moratório de energia vendida	13.715	24.083
Receita Financeira de AVP	6.396	8.960
PIS/COFINS sobre receita financeira	(16.391)	(3.670)
Variação monetária e cambial da dívida (b)	1.360	20.103
Outras receitas financeiras	8.298	9.960
Total de receitas financeiras	<u>169.127</u>	<u>119.109</u>
Despesas financeiras		
Encargos da dívida (c)	(99.610)	(93.919)
Operações com instrumentos financeiros derivativos (a)	(64.512)	(39.779)
Valores a receber/devolver parcela A	(24.069)	(20.404)
Variação monetária e cambial da dívida (b)	(52.170)	(24.475)
Despesa financeira de AVP	-	(545)
Atualização de contingências	(38.294)	(32.021)
Multas	(16.267)	-
Juros, multas s/ operação de energia	(31)	(7.979)
Outras despesas financeiras	(46.114)	(82.054)
Total de despesas financeiras	<u>(341.067)</u>	<u>(301.176)</u>
Total do resultado financeiro	<u>(171.940)</u>	<u>(182.067)</u>

- (a) Refere-se à contratação de operação de swap, designada como hedge de fluxo de caixa, que troca Dólar+spread por CDI+spread, onde a principal variação refere-se ao câmbio sobre essas operações. No período findo de 31 de março de 2024 o principal efeito refere-se à variação cambial, que gerou receita com a alta do dólar em 3,20%, saindo de R\$ 4,84 em 31 de dezembro de 2023, para R\$ 4,99 em 31 março 2024. No período findo de 31 de março de 2023 o principal efeito refere-se à variação cambial, que gerou despesa com a queda do dólar em 2,63%, saindo de R\$ 5,21 em 31 de dezembro de 2022, para R\$ 5,08 em 31 março 2023;
- (b) No período até março de 2023, a variação líquida nas linhas de variação monetária e cambial da dívida registrou despesa, influenciada pela desvalorização do dólar em 2,63% em relação ao real, combinada com a variação acumulada do IPCA até março de 2023, que atingiu 2,09%. Já no período acumulado até março de 2024, a despesa decorreu do aumento do dólar em 3,20%, aliado à variação do IPCA, que, acumulada até março de 2024, fechou em 1,42%; e
- (c) O aumento na despesa, deu-se principalmente em função do crescimento da dívida da Companhia em 25,3%, em relação ao mesmo período em 2023.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 31 de março de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

25 Benefício pós-emprego (Entidade de previdência privada)

Os saldos registrados no passivo compõem-se de:

	<u>31/03/2024</u>	<u>31/12/2023</u>
Ativo não circulante		
Equatorial CD	2	-
Total do ativo	<u>2</u>	<u>-</u>
Passivo circulante		
Plano Único	35.105	28.126
Plano CEEEPREV	51.528	54.178
Subtotal	<u>86.633</u>	<u>82.304</u>
Passivo não circulante		
Plano Único	226.069	237.210
Plano CEEEPREV	721.385	711.468
Equatorial CD	17.698	17.459,00
Subtotal	<u>965.152</u>	<u>966.137</u>
Total do passivo	<u>1.051.785</u>	<u>1.048.441</u>

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

26 Instrumentos financeiros

26.1 Considerações gerais

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

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

A Administração faz uso dos instrumentos financeiros visando remunerar ao máximo suas disponibilidades de caixa, manter a liquidez de seus ativos, proteger-se de variações de taxas de juros ou câmbio e obedecer aos índices financeiros constituídos em seus contratos de financiamento (*covenants*), conforme notas explicativas nº 14.4 *Covenants* dos empréstimos e financiamentos e nº 15.4 *Covenants* das debêntures.

26.2 Política de utilização de derivativos

A Companhia poderá utilizar-se de operações com derivativos (*swap*), apenas para conferir proteção às oscilações de indexadores macroeconômicos e conferir proteção às oscilações de cotações de moedas estrangeiras. Estas operações não são realizadas em caráter especulativo. Em 31 de março de 2024 e em 31 de dezembro de 2023, a Companhia possuía operações de instrumentos financeiros derivativos contratados.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 31 de março de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

26.3 Categoria e valor justo dos instrumentos financeiros

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

Entretanto, considerável julgamento foi requerido na interpretação dos dados de mercado para produzir a estimativa do valor de realização mais adequado. Como consequência, as estimativas a seguir não indicam, necessariamente, os montantes que poderão ser realizados no mercado de troca corrente.

O uso de diferentes metodologias de mercado pode ter um efeito material nos valores de realização estimados. A Companhia reconhece, quando aplicável, as transferências entre níveis da hierarquia do valor justo no final do exercício das demonstrações contábeis em que ocorreram as mudanças.

Para período findo em 31 de março de 2024 não ocorreram mudanças nas hierarquias e nas técnicas de avaliação do valor justo, e em relação ao exercício findo em 31 de dezembro de 2023, conforme descrito no item a seguir.

26.4 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 inclusos no balanço patrimonial em 31 de março de 2024 e 31 de dezembro de 2023 estão identificados conforme a seguir:

Ativo	Níveis	Categoria dos instrumentos financeiros	31/03/2024		31/12/2023	
			Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Caixa e equivalentes de caixa	-	Custo amortizado	31.380	31.380	21.656	21.656
Caixa e equivalentes de caixa (Investimentos)	-	Valor justo por meio do resultado	480.956	480.956	443.329	443.329
Aplicações financeiras	2	Valor justo por meio do resultado	631.170	631.170	855.204	855.204
Contas a receber de clientes	-	Custo amortizado	1.223.308	1.223.308	1.114.533	1.114.533
Instrumentos financeiros derivativos	2	Valor justo por meio do resultado e outros resultados abrangentes	7.772	7.772	-	-
Ativo financeiro de concessão	2	Valor justo por meio do resultado	639.119	639.119	609.396	609.396
Total do ativo			3.013.705	3.013.705	3.044.118	3.044.118

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
 Período findo em 31 de março de 2024
 (Valores expressos em milhares de reais)

Passivo	Níveis	Categoria dos instrumentos financeiros	31/03/2024		31/12/2023	
			Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Fornecedor	-	Custo amortizado	557.649	557.649	590.507	590.507
Fornecedores – Risco Sacado	-	Custo amortizado	29.371	29.371	32.853	32.853
Empréstimos e financiamentos	-	Custo amortizado	1.719.697	1.739.925	1.687.823	1.706.153
Debêntures	-	Custo amortizado	2.752.404	2.757.491	2.739.552	2.939.040
Instrumentos financeiros derivativos	2	Valor justo por meio do resultado e outros resultados abrangentes	18.203	18.203	57.827	57.827
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	-	Custo amortizado	427.723	427.723	314.614	314.614
Passivo de arrendamento	-	Custo amortizado	5.795	5.795	3.450	3.450
Total do passivo			5.510.842	5.536.157	5.426.626	5.644.444

- **Caixa e equivalente de caixa** – são classificados como custo amortizado e estão registrados pelos seus valores originais. Para os investimentos, são classificados como de valor justo por meio do resultado. Nível 2 na hierarquia de valor justo;
- **Aplicações financeiras** – são classificados como de valor justo por meio do resultado. A hierarquia de valor justo dos investimentos de curto prazo é nível 2, pois em sua maioria, são aplicados em fundos. Os fatores relevantes para avaliação ao valor justo são publicamente observáveis tais como CDI;
- **Contas a receber de clientes** – decorrem diretamente das operações da Companhia, são classificados como custo amortizado, e estão registrados pelos seus valores originais, sujeitos a provisão para perdas e ajuste a valor presente, quando aplicável;
- **Valores a receber (devolver) da parcela A e outros itens financeiros** – são decorrentes de custos não gerenciáveis a serem repassados integralmente ao consumidor ou suportados pelo Poder Concedente. Classificados como custo amortizado;
- **Ativo financeiro de concessão** – são classificados como valor justo por meio do resultado, são ativos financeiros que representam o direito incondicional de receber uma determinada quantia ao final do prazo de concessão. Os fatores relevantes para avaliação ao valor justo são publicamente observáveis, como IPCA existentes em mercado ativo e a taxa de depreciação que é definida pela resolução da ANEEL, sendo sua classificação nível 2 na hierarquia do valor justo;
- **Fornecedores e fornecedor – risco sacado:**– decorrem diretamente da operação da Companhia e são classificados como passivo ao custo amortizado;
- **Empréstimos e financiamentos** – tem o propósito de gerar recursos para financiar os programas de investimentos da Companhia e eventualmente gerenciar necessidades de curto prazo. São classificados como passivo ao custo amortizado. Para fins de divulgação, as operações com propósito de giro tiveram seus valores de mercado calculados com base em taxas de dívida equivalente, divulgadas pela B3 e Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais (ANBIMA);
- **Debêntures** – são classificadas como passivo ao custo amortizado. Para fins de divulgação, as debêntures tiveram seus valores de mercado calculados com base em taxas de mercado, divulgadas pela B3 e ANBIMA;

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 31 de março de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

- **Instrumentos financeiros derivativos** – são classificados pelo valor justo através do resultado e de outros resultados abrangentes, tendo como objetivo a proteção às oscilações de taxa de juros e moeda estrangeira. Para as operações de swap, a determinação do valor de mercado foi realizada utilizando as informações de mercado disponíveis. Nível 2 na hierarquia de valor justo; e
- **Passivo de arrendamento** – composto pelas obrigações decorrentes de contratos de locações e leasing que se enquadram no escopo do CPC 06 (R2). Os saldos são trazidos a valor presente por meio de fluxo de caixa descontado para o período de vigência de cada contrato e são classificados como passivo ao custo amortizado.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação

Período findo em 31 de março de 2024

(Valores expressos em milhares de reais)

26.5 Instrumentos financeiros derivativos

Apresentamos abaixo os valores dos instrumentos derivativos da Companhia, vigentes em 31 de março de 2024 e 31 de dezembro de 2023, que podem ser assim resumidos:

Instituição financeira	Ingresso	Vencimento	Valor contratado (USD)	Valor contratado (BRL)	Amortização	Tipo	Juros	Indexadores	Valor Justo					
									31/03/2024			31/12/2023		
									Ponta Ativa	Ponta Passiva	Total	Ponta Ativa	Ponta Passiva	Total
Sumitomo Mitsui Banking Corporation	13/08/2021	13/08/2024	47.938	250.000	Bullet	Câmbio	Semestral	US\$ + 2,19% a.a / CDI + 1,45% a.a.	236.956	(255.079)	(18.123)	228.810	(264.901)	(36.091)
2º Debêntures	13/12/2022	15/12/2029	-	250.000	Bullet	Juros	Semestral	IPCA + 7,1498% a.a./CDI + 1,08% a.a.	288.867	(270.359)	18.508	287.264	(263.507)	23.757
Citibank	30/06/2023	27/01/2027	120.000	583.800	Semestral	Câmbio	Semestral	US\$ + Sofr + 1,09% a.a./CDI + 1,85% a.a.	625.465	(628.293)	(2.828)	617.780	(654.206)	(36.426)
Bank of America	06/07/2023	29/01/2027	48.000	233.760	Bullet	Câmbio	Anual	US\$ + 6,7882% a.a./CDI + 1,8475% a.a.	260.775	(268.763)	(7.988)	252.863	(261.930)	(9.067)
Total									1.412.063	(1.422.494)	(10.431)	1.386.717	(1.444.544)	(57.827)
								Ativo (passivo) circulante			(18.203)			(37.678)
								Ativo (passivo) não circulante			7.772			(20.149)
								Efeito líquido total			(10.431)			(57.827)

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* e a inefetividade de *hedge* foram os seguintes:

Risco Cambial	Rubrica no balanço patrimonial em que instrumento de <i>hedge</i> está incluído	31/03/2024			31/12/2023			31/03/2024	31/03/2023
		Valor Nominal	Ativo	Passivo	Valor Nominal	Ativo	Passivo	Alterações no valor do instrumento de <i>hedge</i> reconhecidas em ORA	
Contrato de <i>hedge</i> para empréstimos em moeda estrangeira	Instrumentos financeiros derivativos	1.317.560	7.772	(18.203)	1.567.560	-	(57.827)	(3.244)	(47)

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 31 de março de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

26.6 Gerenciamento dos riscos financeiros

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

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

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

Para o período findo em 31 de março de 2024, não houve mudança nas políticas de gerenciamento de risco em relação ao exercício anterior, findo em 31 de dezembro de 2023.

27 Demonstração dos fluxos de caixa

27.1 Transações que não afetam caixa

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

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

	<u>Efeito não caixa</u>
Atividades de investimento	
Transferência de ativos de contrato para ativo intangível (a)	86.379
Transferência de ativos de contrato para ativo financeiro (a)	19.457
Adição de ativo contratual em contrapartida de fornecedor (a)	4.298
Adição de ativo contratual em contrapartida de obrigações sociais e trabalhistas (a)	16.062
Total atividades de investimento	126.196
Atividades de financiamento	
Capitalização de juros de empréstimos (b)	3.206
Resultado de <i>hedge accounting</i> de fluxo de caixa (c)	3.244
Total atividades de financiamento	6.450
Total	132.646

- (a) Conforme demonstrado nas notas explicativas nº 11 – Intangível e 12 – Ativos de contrato;
(b) Capitalização de juros de empréstimos ligados à aquisição ou construção de ativos qualificáveis registrados nos ativos de contrato de acordo com as regras do CPC 20 (R1) – Custos de empréstimos; e
(c) Proteção contra exposições a variações de fluxos de caixa que sejam atribuíveis a riscos específicos associados com ativos ou passivos ou que possa afetar o resultado.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 31 de março de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

27.2 Mudanças nos passivos de atividades de financiamento

	31/12/2023	Fluxo de caixa	Pagamento de juros (a)	Mudança no valor justo	Outros (b)	31/03/2024
Empréstimos e financiamentos	1.687.823	(3.902)	(31.271)	-	67.047	1.719.697
Debêntures	2.739.552	-	(73.727)	-	86.579	2.752.404
Instrumentos financeiros derivativos	57.827	-	(33.071)	3.244	(17.569)	10.431
Passivos de arrendamento	3.450	(580)	-	-	2.925	5.795
Total	4.488.652	(4.482)	(138.069)	3.244	138.982	4.488.327

- (a) A Companhia classifica juros pagos como fluxos de caixa das atividades operacionais; e
(b) As movimentações incluídas na coluna de “Outros” incluem os efeitos das apropriações de encargos de dívidas, juros e variações monetárias líquidas, capitalização de juros, e resultado financeiro com operações de instrumentos derivativos.

28 Compromissos futuros

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

	Vigência	2024	2025	2026	Após 2026 (*)
Energia contratada (em R\$ mil)	2024 a 2035	1.298.752	1.853.022	1.903.083	20.721.842
Energia contratada (em MhW)	2024 a 2035	6.311.004	7.472.149	7.240.408	66.684.719

(*) estimado em 9 anos após 2025.

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

	Vigência	2024	2025	2026	Após 2026 (*)
Arrendamentos e aluguéis (R\$ Mil)	2024 a 2029	888	1.205	1.205	2.497

(*) estimado em 3 anos após 2026.

29 Eventos subsequentes

Eventos climáticos

Em abril e maio de 2024 o Estado do Rio Grande do Sul foi novamente atingido por um evento climático extremo de chuvas fortes e persistentes que causaram alagamentos e enchentes em diversas regiões, colocando o Estado em situação crítica. Foram afetados 336 municípios, sendo 72 na área de concessão da Companhia e 35 estão em estado de calamidade pública.

A Companhia soma esforços com a Defesa Civil, Corpo de Bombeiros, Prefeituras e Governo do Estado para garantir a segurança da população desligando o abastecimento de energia em regiões onde o fornecimento pode oferecer risco à população. A Companhia chegou a 188 mil clientes desligados, sendo 179 mil clientes desligados por segurança ou localizados em áreas com acesso impedido.

Na área de concessão da CEEE Equatorial, os municípios mais atingidos foram Porto Alegre, Guaíba, Alvorada, Viamão e Eldorado do Sul.

As ações realizadas a partir do plano de contingência da Companhia, de forma resumida, foram:

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 31 de março de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

- Monitoramento prévio;
- Alocação adequada dos recursos, pessoas e materiais;
- Plantão de TI, Telecom, Regulatório, Jurídico, Relacionamento com Cliente e demais áreas;
- Deslocamento de liderança para as bases afetadas;
- Uso de equipes comerciais, perdas e obras;
- Transbordo de ligações para outros call centers, ampliando a capacidade de atendimento;
- Apoio de profissionais do time Corporativo do Grupo;
- Alinhamento em tempo real com Órgãos Públicos; e
- Boletins diários para Agência Reguladora, Órgãos Públicos e Imprensa.

A Companhia tem ainda prestado apoio a população gaúcha doando colchões e itens básicos aos alojamentos que recebem as pessoas desabrigadas.

Também foi colocado em prática um conjunto de ações com o objetivo de oferecer suporte financeiro e abrigo aos colaboradores da Companhia diretamente afetados pelas enchentes.

Os impactos financeiros referentes aos esforços da Companhia para o restabelecimento total da rede ainda estão sendo mensurados, e os passivos contingentes estão sendo monitorados. O referido evento não afeta o pressuposto de continuidade operacional da Companhia.

Medida Provisória (MP) 1.212/2024

A MP nº 1.212/2024, de 10 de abril de 2024, prevê a quitação da Conta Covid e da Conta Escassez a partir da antecipação de recursos provenientes da privatização da Eletrobrás, com o propósito de promover a modicidade tarifária aos consumidores do Ambiente de Contratação Regulada – ACR.

A MP também permite a extensão do direito a desconto na TUSD/TUST para usinas que solicitaram outorga até 2022, mediante a apresentação de garantia financeira de fiel cumprimento.

O texto vigora com força da lei com prazo de 60 dias, e poderá ser rejeitado ou aprovado pelo Congresso Nacional. O Grupo aguarda a regulamentação da referida MP para poder estimar os impactos tarifários.

* * *

Conselho de Administração

Augusto Miranda da Paz Júnior
Presidente

Carlos Augusto Leone Piani
Vice-Presidente

Leonardo da Silva Lucas Tavares de Lima

David Abdalla Pires Leal

Tinn Freire Amado

Conselho Fiscal

Titulares

Saulo de Tarso Alves de Lara

Paulo Roberto Franceschi

Vanderlei Dominguez da Rosa

Maria Salete Garcia Pinheiro

Thiago Wolf Pereira

Suplentes

Moacir Gibur

Claudia Luciana Ceccatto de Trotta

Ricardo Bertucci

Dorgival Soares da Silva

Rafael de Souza Morsch

Comitê de Auditoria Estatutário

Carlos Augusto Leone Piani
Coordenador

João Alberto da Silva Neto

Tiago de Almeida Noel

Diretoria Executiva

Riberto José Barbanera
Diretor Presidente

Leonardo da Silva Lucas Tavares de Lima
Diretor

Cristiano de Lima Logrado
Diretor

Humberto Luis Queiroz Nogueira
Diretor

José Silva Sobral Neto
Diretor

Bruno Cavalcanti Coelho
Diretor

André Luiz Barata Pessoa
Diretor

Marcos Antônio Souza de Almeida
Diretor

Maurício Alvares da Silva Velloso Ferreira
Diretor

Geovane Ximenes de Lira
Superintendente de Gestão Tributária, Normas e Relatórios Contábeis
Contador
CRC PE 012996-O-3 S-RS

GRUPO

equatorial
ENERGIA



Release de
Resultados
1T24

EQTL
B3 LISTED NM



Brasília, 15 de maio de 2024 – A Equatorial Energia S.A., *holding multi-utilities*, com atuação nos segmentos de Distribuição, Transmissão, Geração, Comercialização, Serviços, Saneamento e Telecom (B3: EQTL3; USOTC: EQUQY), anuncia os resultados do primeiro trimestre de 2024 (1T24).

EBITDA Consolidado Ajustado cresce 11%, R\$ 2,5 bilhões no período (vs. 1T23)

Melhoria operacional e crescimento de mercado da distribuição são destaques do período

- **Qualidade da Operação – Redução do DEC**, na visão acumulada 12 meses, Reduções de 10,5h e 6,6h nas concessões do Amapá e Maranhão versus o 1T23, respectivamente.
- **Perdas totais consolidadas** enquadradas no nível regulatório pelo segundo trimestre consecutivo, com destaque para o enquadramento de Goiás no limite regulatório.
- **Volume total de energia distribuída** com crescimento consolidado de 11,2% (vs 1T23), destaque para Amapá (+28,1%), Goiás (+14,9%), Piauí (+14,7%), Pará (+12,5%), Maranhão (+12,4%) e Alagoas (+10,8%), que alcançaram crescimento percentual com dois dígitos.
- **Investimentos consolidados** totalizaram cerca de **R\$ 1,7 bilhão** no 1T24, redução de R\$ 0,8 bilhão quando comparado ao 1T23, reflexo da finalização do ciclo de revisões tarifárias do segmento de distribuição.
- **Relação Dívida Líquida / EBITDA consolidado** na visão *covenant*, encerrou o 1T24 em 3,3x, mantendo o nível apresentado no 4T23.
- **Emissão das debentures da Equatorial Goiás e de Barreiras**, no valor de R\$ 2.005 milhões e R\$ 950 milhões, respectivamente.
- **Disponibilidade** do período atingiu **R\$ 9,6 bilhões**, com uma relação **Caixa / Dívida de curto prazo de 1,7x**.
- **Revisão Tarifária da Equatorial Alagoas** concluída em maio, homologando uma **base de ativos líquida de R\$ 2.568 milhões**.
- **Energização** da UFV de **Ribeiro Gonçalves** em abril, com data prevista para **entrada em operação comercial em maio**.

PRINCIPAIS MACROINDICADORES ¹

Destaques Financeiros	1T23	1T24	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Receita operacional líquida (ROL)	10.177	9.898	-2,7%	(278)
EBITDA ajustado (trimestral)	2.267	2.523	11,3%	256
<i>Margem EBITDA (%ROL)</i>	22,3%	25,5%	3,2 p.p.	
EBITDA ajustado (12 meses)	8.287	10.395	25,4%	2.108
Lucro líquido ajustado	273	384	40,9%	112
<i>Margem líquida (%ROL)</i>	2,7%	3,9%	1,2 p.p.	
Investimentos	2.543	1.725	-32,1%	(817)
Dívida líquida	33.061	36.603	10,7%	3.542
Dívida líquida/EBITDA ajustado (12m - Covenants)	3,9	3,3	-0,5x	
Disponibilidade / Dívida de curto prazo	2,2	1,7	-0,5x	

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.....	5
CUSTOS E DESPESAS	7
EBITDA.....	8
RESULTADO FINANCEIRO	9
LUCRO LÍQUIDO.....	10
ENDIVIDAMENTO	11
INVESTIMENTOS.....	12
ESG (Environmental, Social and Governance)	13
DISTRIBUIÇÃO.....	14
DESEMPENHO COMERCIAL	14
DESEMPENHO OPERACIONAL	16
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	17
MARGEM BRUTA	17
DESPESAS OPERACIONAIS E PMSO/CONSUMIDOR	18
EBITDA.....	20
EFEITOS NÃO RECORRENTES EBITDA.....	22
RESULTADO FINANCEIRO	23
LUCRO LÍQUIDO.....	23
INVESTIMENTOS.....	23
TRANSMISSÃO	24
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	24
RENOVÁVEIS.....	27
DESEMPENHO OPERACIONAL	27
PIPELINE RENOVÁVEL.....	29
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	31
SANEAMENTO	34
DESEMPENHO OPERACIONAL E COMERCIAL.....	34
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	34
EQUATORIAL SERVIÇOS	36
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	36
SERVIÇOS PRESTADOS PELO AUDITOR INDEPENDENTE	37

AVISO

As declarações sobre eventos futuros estão sujeitas a riscos e incertezas. Tais declarações têm como base crenças e suposições de nossa Administração e informações a que a Companhia atualmente tem acesso. Declarações sobre eventos futuros incluem informações sobre nossas intenções, crenças ou expectativas atuais, assim como aquelas dos membros do Conselho de Administração e Diretores da Companhia. As ressalvas com relação às declarações e informações acerca do futuro também incluem informações sobre resultados operacionais possíveis ou presumidos, bem como declarações que são precedidas, seguidas ou que incluem as palavras “acredita”, “poderá”, “irá”, “continua”, “espera”, “prevê”, “pretende”, “estima” ou expressões semelhantes.

As declarações e informações sobre o futuro não são garantias de desempenho. Elas envolvem riscos, incertezas e suposições porque se referem a eventos futuros, dependendo, portanto, de circunstâncias que poderão ocorrer ou não. Os resultados futuros e a criação de valor para os acionistas poderão diferir de maneira significativa daqueles expressos ou sugeridos pelas declarações com relação ao futuro. Muitos dos fatores que irão determinar estes resultados e valores estão além da capacidade de controle ou previsão da Companhia.

Critérios contábeis adotados:

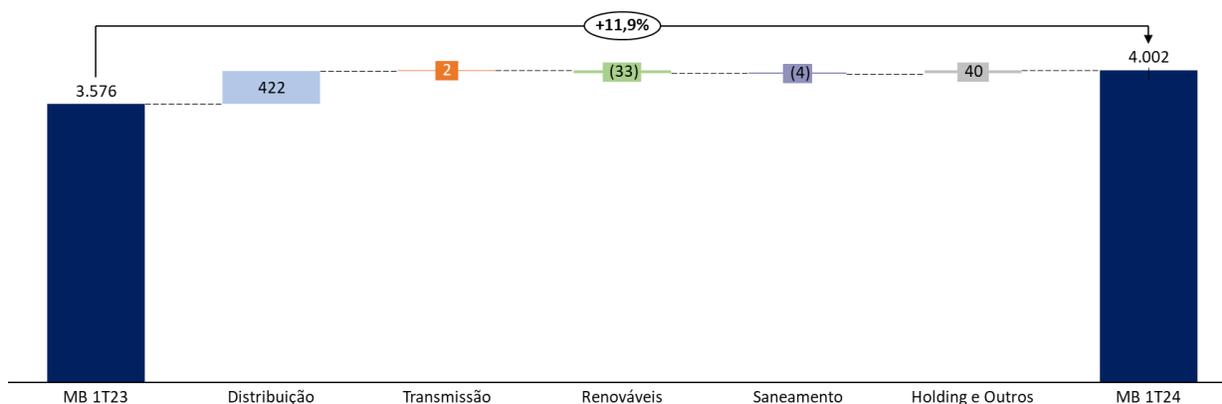
As informações estão apresentadas na forma consolidada e de acordo com os critérios da legislação societária brasileira, a partir de informações financeiras revisadas. As informações financeiras consolidadas apresentadas neste relatório representam 100% do resultado de suas controladas diretas e indiretas e consideram o resultado dos ativos a partir de sua aquisição, exceto quando indicado o contrário para fins de comparabilidade.

As informações operacionais consolidadas representam 100% dos resultados de controladas diretas e indiretas.

DESEMPENHO FINANCEIRO CONSOLIDADO

Demonstração de Resultado	1T23	1T24	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Receita operacional bruta (ROB)	13.238	13.837	4,5%	599
Receita operacional líquida (ROL)	10.177	9.898	-2,7%	(278)
Custo de energia elétrica	(6.369)	(5.704)	-10,4%	665
Margem Bruta	3.808	4.194	10,1%	386
Custo e despesas operacionais	(1.343)	(1.484)	10,5%	(141)
Outras receitas/despesas operacionais	(0)	(66)	N/A	(66)
EBITDA	2.465	2.644	7,3%	179
EBITDA Ajustado	2.267	2.523	11,3%	256
Depreciação	(441)	(513)	16,3%	(72)
Amortização de ágio	(150)	(144)	-4,1%	6
Resultado do serviço (EBIT)	1.874	1.987	6,1%	114
Resultado financeiro	(1.500)	(1.276)	-15,0%	225
Resultado financeiro ajustado	(1.241)	(1.338)	7,9%	(97)
Lucro antes da tributação (EBT)	373	711	90,6%	338
IR/CSLL	(85)	(132)	54,5%	(47)
Participações minoritárias	(124)	(300)	141,5%	(176)
Lucro líquido (Ajustado por minoritários)	164	279	70,7%	116
Lucro líquido Ajustado	273	384	40,9%	112
Investimentos	2.543	1.725	-32,1%	(817)

As informações constantes desta seção contemplam os resultados das companhias a partir de suas respectivas aquisições. Importante também mencionar que os números ajustados passaram a considerar efeitos não caixa e IFRS a partir do 2T23, e que essa alteração afeta os números do 1T23, que foram ajustados da mesma forma.

MARGEM BRUTA AJUSTADA

De forma consolidada, a Margem Bruta ajustada do grupo Equatorial no 1T24 apresentou um crescimento de 11,9% em comparação ao 1T23, totalizando R\$ 4,0 bilhões, já excluindo os efeitos da receita de construção e os efeitos IFRS (VNR, IFRS 9 e MtM).

O resultado é explicado principalmente pelo aumento da margem bruta do segmento de Distribuição, onde destaca-se o crescimento da Equatorial Goiás (R\$ 218,6 milhões), da Equatorial Piauí (R\$ 65,6 milhões) e da Equatorial Alagoas (R\$ 46,4 milhões).

Neste trimestre as variações de crescimento de mercado impactaram o resultado positivamente em R\$ 259 milhões, enquanto o aumento de tarifa somou R\$ 172 milhões e a melhora de perdas resultou em um resultado positivo de R\$ 51 milhões.

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

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	1T24 Total
Receita Operacional	12	-	-	-	-	12
Descontos Tarifários e Flexibilização de Perdas	12	-	-	-	-	12
Deduções da receita operacional	-	-	-	-	-	-
Receita operacional líquida	12	-	-	-	-	12
Parcela A sem CVA correspondente	34	-	-	-	-	34
Custo do serviço de energia elétrica	34	-	-	-	-	34
Margem Bruta	46	-	-	-	-	46

Abaixo o detalhamento do efeito que foi concentrado no segmento de Distribuição:

Receita Operacional:

- (i) *Descontos Tarifários e Flexibilização de Perdas (CEA): Efeito referente ao ajuste do não recebimento da flexibilização de perdas e de valores que deverão ser devolvidos a Aneel pela não aplicação do efeito da Revisão Tarifária.*

Custo do serviço de energia elétrica:

- (ii) *Parcela A sem CVA correspondente (Goiás): Valor corresponde a provisão de gastos com parcela A que não tiveram uma CVA constituída, que são corrigidos no mês posterior e não tem impacto no resultado acumulado.*

CUSTOS E DESPESAS

Custos Operacionais	1T23	Δ Distribuição	Δ Transmissão	Δ Renováveis	Δ Outros*	1T24	Δ%	Δ
R\$ milhões								
(+) Pessoal	332	-42	-2	2	20	310	-6,7%	-22
(+) Material	46	-3	-1	0	-2	41	-10,9%	-5
(+) Serviço de terceiros	660	75	1	-10	-5	721	9,2%	61
(+) Outros	125	-1	0	-2	10	133	5,9%	7
(=) PMSO Reportado	1.163	29	-1	-10	23	1.204	3,5%	41
Ajustes	-14	-	-	-	-	-25	81,6%	-11
PMSO Ajustado	1.149	29	-1	-10	12	1.179	2,6%	30
(+) Provisões	172	114	0	0	-20	266	54,5%	94
(+) Sistemas Isolados e Subv. CCC	8	6	0	0	0	14	84,8%	6
(+) Outras receitas/despesas operacionais	0	68	0	0	-2	66	57250,4%	66
(+) Depreciação e amortização	441	81	-6	-11	8	513	16,3%	72
Custos e Despesas Reportado	1.784	299	-7	-21	8	2.063	15,6%	279
IPCA (12 meses)				3,96%				
IGPM (12 meses)				-4,26%				

*Inclui PPAs e Eliminações

O PMSO Ajustado cresceu 2,6% no comparativo entre trimestres, de R\$ 1.149 milhões para R\$ 1.179 milhões. A variação ajustada abaixo da inflação apurada é reflexo da disciplina de custos da companhia no período. Como principais efeitos do trimestre, destacamos:

- (i) Aumento de R\$ 29 milhões no segmento de Distribuição, principalmente, em função do robustecimento de equipes de campo na Equatorial Maranhão;
- (ii) Redução de R\$ 10 milhões no segmento de Renováveis, principalmente, em função de um adiantamento a fornecedores no 1T23; e
- (iii) Aumento de R\$ 12 milhões em Outros, explicado, majoritariamente, na linha de Pessoal da Holding e da Equatorial Serviços, reflexo do aumento de *headcount* corporativo e das operações de call center na Equatorial Goiás.

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

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	1T24 Total
Custos e Despesas Operacionais	25	-	-	-	-	25
Serviços	18	-	-	-	-	18
Outros	6	-	-	-	-	6
Provisões	-	-	-	-	-	-
Custos e Despesas	25	-	-	-	-	25

Abaixo o detalhamento dos efeitos não recorrentes que foram concentrados no segmento de Distribuição:

Custos e Despesas Operacionais:

Serviços de Terceiros

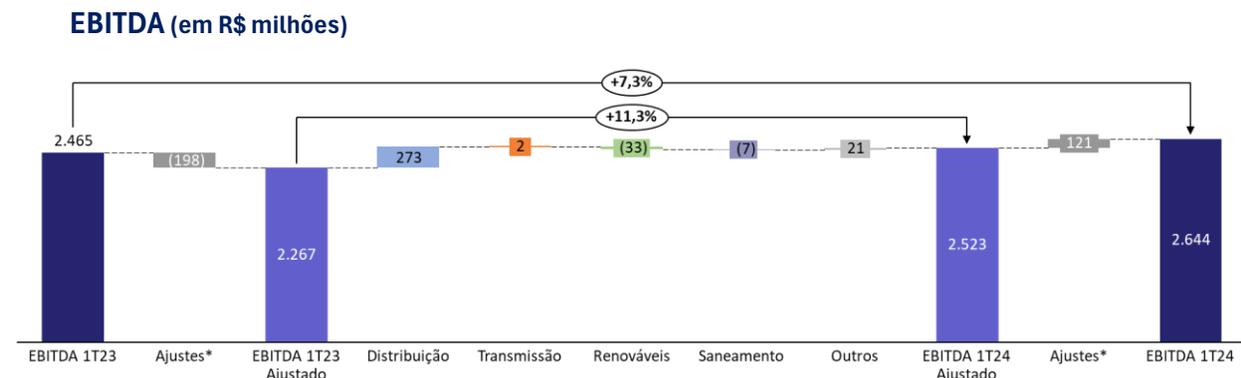
- (i) *Pagamentos extraordinários para terceiros, Consultorias e Reclassificações (Maranhão, Piauí e CEEE-D): Ajustes referentes a consultorias e reclassificações contábeis no Maranhão, pagamentos de bônus e retroativos para equipes de campo no Piauí e equipes mobilizadas para atendimento emergencial na CEEE-D.*

Outros

- (i) Demais efeitos (Goiás): Ajuste referente a baixa contábil de valores pagos a um fornecedor que entrou em recuperação judicial.

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

EBITDA



O EBITDA reportado da Equatorial atingiu R\$ 2.644 milhões no 1T24, valor 7,3% superior ao 1T23.

Já o EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa alcançou R\$ 2.523 milhões, 11,3% superior ao mesmo período do ano anterior, ou R\$ 256 milhões superior, aumento explicado, principalmente, pelo crescimento de mercado e tarifa do segmento de distribuição, que contribuiu com uma variação positiva de R\$ 273 milhões no trimestre.

É importante mencionar que o EBITDA ajustado já contempla os ajustes não caixa e IFRS (VNR, IFRS 9 e MtM).

A seguir apresentamos a conciliação do EBITDA Reportado, conforme Instrução CVM 527/12:

EBITDA	1T23	1T24	Δ%	Δ
R\$ milhões				
EBITDA Equatorial Societário	2.465	2.644	7%	179
Ajustes EBITDA	(198)	(121)	-39%	76
Não Recorrentes	(59)	117	-300%	176
(-) IFRS 9 (Transmissão)	(30)	(33)	8%	(3)
(-) VNR	(33)	(201)	516%	(168)
(-) MtM	(76)	(5)	-93%	71
EBITDA Equatorial Ajustado	2.267	2.523	11,3%	256

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

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	1T24 Total
Margem Bruta	46	-	-	-	-	46
Custos e Despesas	25	-	-	-	-	25
Outras receitas/despesas operacionais	68	-	-	-	-	68
Ajustes IFRS (VNR / IFRS 9 / MtM)	(201)	(33)	-	-	(5)	(238)
PPAs	-	-	-	-	(22)	(22)
Ajustes EBITDA	(62)	(33)	-	-	(27)	(121)

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

RESULTADO FINANCEIRO

Resultado Financeiro líquido	1T23	Δ Distribuição	Δ Transmissão	Δ Renováveis	Δ Outros	1T24	Δ%	Δ
R\$ milhões								
(+) Rendas Financeiras	312	(78)	16	(8)	(64)	203	-35,0%	(109)
(+) Acréscimo Moratário - Venda de Energia	102	1	-	-	-	104	1,2%	1
(+) Encargos da dívida	(1.382)	59	9	(79)	80	(1.294)	-6,4%	88
(+) Encargos CVA	11	(25)	-	-	-	(14)	-236,2%	(25)
(+) Juros e AVP - Comercial	24	(5)	-	-	-	19	-20,3%	(5)
(+) Contingências	(179)	(11)	-	112	112	(79)	-55,8%	100
(+) Outras Receitas / Despesas	(388)	(63)	14	(7)	239	(213)	-45,0%	174
Resultado financeiro	(1.500)	(123)	38	18	367	(1.276)	-15,0%	224
(+) Efeitos Não Recorrentes	260	-	-	-	-	(62)	-124,1%	(322)
Resultado financeiro ajustado	(1.241)	(98)	38	18	(178)	(1.338)	7,9%	(98)
IPCA (3 meses)	2,09%					1,42%	-0,67p.p.	
CDI (3 meses)	3,25%					2,62%	-0,63p.p.	

De forma consolidada, o resultado financeiro reportado da Companhia atingiu R\$ 1.276 milhões negativos contra R\$ 1.500 milhões negativos no 1T23.

A seguir, apresentamos os efeitos não recorrentes do período:

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	1T24 Total
Receitas Financeiras	(72)	-	-	-	-	(72)
Receitas Extemporâneas	(28)	-	-	-	-	(28)
Descontos recebidos em renegociações	(44)	-	-	-	-	(44)
Despesas Financeiras	9	-	-	-	-	9
Descontos concedidos em renegociações	9	-	-	-	-	9
Resultado Financeiro	(62)	-	-	-	-	(62)

Abaixo as explicações dos efeitos não recorrentes:

Receitas Financeiras

- (i) *Receitas Extemporâneas (Goiás): Receitas financeiras de Encargos CVA referente ao período anterior e contabilizada no 1T24.*
- (ii) *Descontos recebidos em renegociações (CEEE-D): Descontos recebidos em renegociações de PIS e COFINS.*

Despesas Financeiras

- (i) *Descontos concedidos em renegociações (Goiás): Descontos concedidos em faturas de clientes em renegociações.*

O resultado financeiro ajustado no 1T24 foi de R\$ 1.338 milhões negativos, uma variação de 7,9% em relação ao 1T23. A piora no resultado financeiro é resultado da atualização das opções de compra de ações preferenciais da Equatorial Distribuição, que afetaram o resultado em R\$ 106,7 milhões negativos. Desconsiderando o efeito da atualização das opções, o resultado financeiro teria melhorado 0,7%, em linha com o 1T23.

LUCRO LÍQUIDO

De forma consolidada, a Equatorial atingiu um lucro de R\$ 579 milhões no 1T24, enquanto o lucro líquido ajustado do período foi de R\$ 384 milhões, R\$ 112 milhões maior que o mesmo período do ano anterior.

Lucro Líquido Consolidado (R\$ Milhões)	1T23	1T24	Δ%	Δ
Distribuição	676	708	4,8%	32
Transmissão	45	94	111,1%	49
Intesa	9	3	-63,3%	(6)
Echoenergia	(42)	(34)	-19,3%	8
Serviços	54	11	-79,0%	(43)
CSA	(47)	(57)	20,0%	(9)
PPAS	8	29	282,5%	21
Holding + outros	(414)	(175)	-57,6%	238
(=) Lucro Líquido	288	579	101,3%	292
<i>(-) Participações Minoritárias</i>	<i>(124)</i>	<i>(300)</i>	<i>141,5%</i>	<i>(176)</i>
(=) Lucro Líquido Ajustado por minoritários	164	279	70,7%	116
Ajustes Totais	(15)	(195)	1172,6%	(180)
Ajustes Distribuição	(106)	6	-105,6%	112
Ajustes Transmissão	-	-	N/A	-
Ajustes Renováveis	7	-	-100,0%	(7)
Ajustes Saneamento	-	-	N/A	-
Ajustes Serviços	-	-	N/A	-
Ajustes PPAS e Holding	220	(29)	-113,1%	(249)
Ajustes IFRS (VNR, IFRS e MtM)	(137)	(173)	26,1%	(36)
(=) Lucro Líquido Equatorial Ajustado	273	384	40,9%	112

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

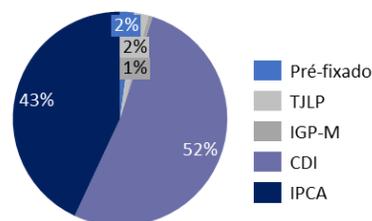
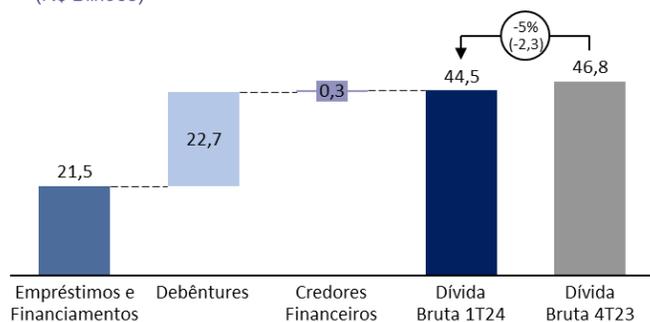
Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	1T24 Total
Ajustes EBITDA	71	-	-	-	-	71
Resultado Financeiro	(62)	-	-	-	-	(62)
Impostos	(2)	-	-	-	-	(2)
PPAs	-	-	-	-	(29)	(29)
<i>Ajustes IFRS (VNR / IFRS 9 / MtM) líquido de impostos</i>	<i>(132)</i>	<i>(37)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>(3)</i>	<i>(173)</i>
Ajustes Totais Lucro Líquido	(127)	(37)	-	-	(32)	(195)

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\$ 44,5 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

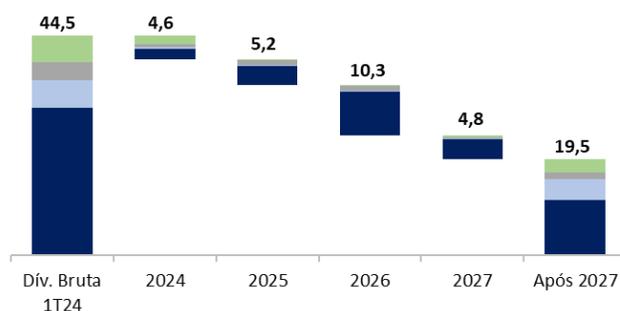
Dívida Bruta	44,5
(-) Ajustes Covenants	1,6
(-) Disponibilidades	9,6
Dívida Líquida	36,6
EBITDA Covenants	11,0
Dívida líquida / EBITDA	3,3

Prazo e Custo Médio

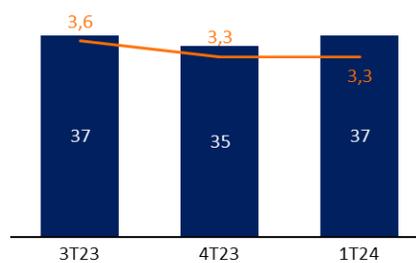
5,1 anos / 11,83% a.a.

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\$ 36,6 bilhões, implicando numa relação dívida líquida/EBITDA para fins de *covenants* de 3,3x, com a manutenção do nível registrado no 4T23. Importante mencionar que a redução da dívida bruta se deve pelo pré pagamento de aproximadamente R\$ 2 bilhões de dívidas da Holding.

A cobertura de caixa com relação as obrigações de curto prazo da Companhia fecharam o 1T24 em 1,7x.

INVESTIMENTOS

As informações relativas aos Investimentos realizados consideram 100% de Maranhão, Pará, Piauí, Alagoas, CEEE-D, CEA, Goiás, Intesa, Equatorial Transmissão, Echoenergia, CSA e Equatorial Serviços nos períodos reportados. Os novos ativos, são considerados a partir de suas respectivas consolidações.

No 1T24, o total investido, consolidado, foi de R\$ 1,7 bilhão, volume 32% inferior ao registrado no 1T23.

Investimentos	1T23	1T24	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Distribuição	2.328	1.510	-35%	-818
Ativos elétricos	2.053	1.245	-39%	-808
Obrigações especiais	142	192	35%	50
Ativos não elétricos	133	73	-45%	-60
Transmissão	6	8	37%	2
SPEs 1 a 8	5	8	57%	3
Intesa	1	0	100%	-1
Renováveis	182	183	1%	1
Ativos Operacionais	8	14	64%	5
Projetos em desenvolvimento	173	169	-	-4
Saneamento	15	20	33%	5
Outros	12	4	-65%	-8
Total Equatorial	2.543	1.725	-32%	-817

A variação decorre principalmente da redução de 35% dos investimentos no segmento de Distribuição, onde a linha de ativos elétricos apresentou uma redução de 39%, refletindo o encerramento do período de avaliação da base de ativos das distribuidoras para as revisões tarifárias de 2023 e 2024, que ocorreram em 5 das 7 distribuidoras do grupo.

Cabe pontuar que em função do aumento de volume das obras relacionadas às ligações do PLPT e MLA houve um aumento na linha de obrigações especiais.

No segmento de transmissão, o aumento refere-se ao reforço da SPE 8, dado a substituição de um transformador na subestação Xingu, que trará RAP adicional de R\$ 5,7 milhões.

Os investimentos no segmento de saneamento refletem o estágio inicial da operação da CSA, conforme demonstrado na seção de Saneamento.

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

ESG (Environmental, Social and Governance)

O Grupo Equatorial contabilizou avanços importantes no 1T24, resultados alcançados a partir da estratégia delineada nos últimos anos para a agenda ESG. Como parte de suas iniciativas climáticas, a Companhia continuou a trabalhar na redução da intensidade de emissões de gás SF6, projeto iniciado em 2023 e que atua na manutenção de equipamentos vazantes nos parques de alta tensão. Vale ressaltar que o SF6, por seu alto potencial estufa, é um dos gases mais impactantes para o aquecimento global, sendo cerca de 23.500 vezes mais potente que o dióxido de carbono em termos de capacidade de retenção de calor na atmosfera.

Em linha com o projeto anterior, a Equatorial iniciou no trimestre, para sua frota administrativa, a troca de combustível de forma que o etanol seja o combustível padrão nos abastecimentos e seja utilizado em detrimento da gasolina e/ou diesel. A iniciativa rendeu à Companhia um aumento de mais de 600% no consumo de etanol em relação primeiro trimestre do último ano, projeto que pretende, ao final de 2024, reduzir em até 7% das emissões na categoria de combustão móvel.

O Grupo também aumentou em 14% as ligações de energia realizadas via SIGFI (Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente) em comunidades isoladas sem acesso à energia elétrica, localizadas principalmente no interior do estado do Pará. O sistema, composto por painéis solares, inversores e baterias, funciona como uma miniusina e consegue atender a apenas a uma unidade consumidora, sendo a energia gerada e consumida nas próprias localidades. A Companhia também tem intensificado as ações de contratação de fornecedores locais, de maneira a incentivar a economia das regiões onde atua e reduzir os impactos causados pelo transporte de mercadorias em longa distância.

Indicadores ESG	Medida	1T23	1T24	Δ%
Ambiental				
Consumo de Combustíveis Não Renováveis na Frota Administrativa	L	6.627	47.185	612,0%
# de Ligações em Áreas Remotas via SIGFI (Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente)	#	3.038	3.462	14,0%
Investimentos P&D e Eficiência Energética em Meio Ambiente	R\$ mil	1.225	1.506	22,9%
Social				
% de Mulheres no Grupo Equatorial Energia	%	34,9%	36,2%	3,8%
% de Mulheres em Cargos de Liderança x Total de Líderes	%	22,7%	21,4%	-5,5%
% de Negros em Cargos de Liderança x Total de Líderes	%	6,5%	7,2%	10,9%
% de Fornecedores Locais	%	38,0%	45,9%	20,7%
Investimentos Sociais	R\$ mil	6.491	9.833	51,5%
TG Próprios	#	24	5	-79,2%
TG Terceiros	#	1.510	799	-47,1%
Número de óbitos de empregados (próprios + terceiros)	#	5	1	-80,0%
Número de Acidentes com a População	#	3	10	233,3%
Número de Unidades Consumidoras (UCs) beneficiadas pela Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE)	# mil	4.070	4.233	4,0%
Governança				
% de Conselheiros Independentes ¹	%	87,5%	100,0%	14,3%
% de Mulheres no Conselho	%	25,0%	14,0%	-44,0%
% de Colaboradores Treinados na Trilha de Integridade	%	38,4%	55,8%	45,3%
Casos Registrados no Canal de Ética	#	149	166	11,4%

1 - Considera composição atual

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

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

DISTRIBUIÇÃO

DESEMPENHO COMERCIAL

Dados Operacionais		1T23								1T24							
	Medida	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
Energia Injetada SIN	GWh	2.054	3.106	1.090	1.347	2.859	433	4.125	15.013	2.316	3.471	1.211	1.463	2.834	468	4.476	16.239
Sistema isolado	GWh	0	74	0	0	0	11	0	86	0	62	0	0	0	13	0	75
Energia Injetada pela Geração Distribuída	GWh	99	124	96	67	111	5	247	749	140	197	146	112	121	13	383	1.111
Energia Injetada Total	GWh	2.153	3.304	1.186	1.413	2.971	450	4.372	15.848	2.456	3.730	1.357	1.575	2.954	494	4.859	17.425
<i>Variação Injetada Total (%)</i>	%									14,1%	12,9%	14,4%	11,4%	-0,5%	9,8%	11,1%	10,0%
Residencial - convencional	GWh	608	672	264	308	899	86	1.213	4.050	693	753	306	327	889	99	1.385	4.452
Residencial - baixa renda	GWh	370	389	184	150	111	45	171	1.419	422	447	205	179	127	86	248	1.714
Industrial	GWh	41	84	21	28	59	13	91	337	31	74	17	23	49	7	86	288
Comercial	GWh	150	316	132	161	445	58	424	1.686	146	314	125	135	418	61	432	1.630
Outros	GWh	340	356	189	228	428	42	661	2.245	360	376	201	240	393	40	726	2.337
Consumidores Cativos	GWh	1.508	1.817	791	875	1.942	244	2.560	9.737	1.652	1.964	854	906	1.875	293	2.877	10.420
Industrial	GWh	95	298	26	152	267	1	856	1.695	111	354	32	170	271	2	908	1.848
Comercial	GWh	104	188	43	53	211	3	142	745	127	210	62	85	250	13	188	935
Outros	GWh	4	29	16	0	16	0	15	79	7	32	18	5	32	4	36	133
Consumidores livres	GWh	203	515	85	205	494	3	1.012	2.518	245	596	112	260	552	19	1.132	2.916
Energia de Conexão - outras Distribuidoras	GWh	2	0	36	5	20	0	3	65	2	4	43	5	17	0	6	77
Energia Faturada	GWh	1.714	2.332	912	1.085	2.456	247	3.575	12.321	1.899	2.563	1.009	1.171	2.445	312	4.014	13.413
<i>Variação Faturada (%)</i>	%									10,8%	9,9%	10,7%	7,9%	-0,5%	26,1%	12,3%	8,9%
Energia de Compensação da Geração Distribuída	GWh	82	95	73	52	77	4	198	581	121	168	121	88	112	11	320	940
Energia Distribuída	GWh	1.796	2.428	985	1.136	2.533	252	3.772	12.902	2.019	2.731	1.130	1.259	2.557	323	4.334	14.353
<i>Variação Distribuída (%)</i>	%									12,4%	12,5%	14,7%	10,8%	0,9%	28,1%	14,9%	11,2%
Número de Consumidores	MIL	2.692	2.943	1.449	1.330	1.884	203	3.308	13.808	2.744	3.002	1.512	1.361	1.933	224	3.371	14.149
<i>Variação Número de Consumidores (%)</i>	%									2,0%	2,0%	4,3%	2,3%	2,6%	10,4%	1,9%	2,5%
Perdas totais	GWh	357	876	201	277	438	198	600	2.946	437	999	227	316	398	171	525	3.072
Perdas Totais / Injetada Total - 12 meses	%	17,5%	27,3%	18,2%	19,2%	15,7%	44,5%	12,2%	19,0%	18,2%	27,2%	18,1%	18,6%	12,4%	39,2%	11,7%	18,2%
<i>Perdas regulatórias - 12 meses</i>	%	16,9%	27,1%	20,4%	21,0%	11,0%	34,6%	11,8%	18,0%	17,1%	27,8%	20,1%	21,3%	11,1%	33,5%	12,0%	18,2%

PERDAS (12 meses)

Distribuidoras	1T23	4T23	1T24	Regulatório 1T24 LTM	Δ 1T23	Δ 4T23	Δ Regulatório	Regulatório 1T24 Homologado
Consolidado	19,0%	18,4%	18,2%	18,2%	-0,8%	-0,2%	0,0%	18,4%
Equatorial Maranhão	17,5%	17,9%	18,2%	17,1%	0,7%	0,3%	1,0%	17,3%
Equatorial Pará	27,3%	27,2%	27,2%	27,8%	-0,1%	0,0%	-0,6%	28,2%
Equatorial Piauí	18,2%	18,2%	18,1%	20,1%	-0,1%	-0,1%	-2,0%	19,6%
Equatorial Alagoas	19,2%	18,5%	18,6%	21,3%	-0,6%	0,2%	-2,6%	21,3%
CEEE-D	15,7%	12,8%	12,4%	11,1%	-3,2%	-0,4%	1,3%	11,3%
CEA	44,5%	41,4%	39,2%	33,5%	-5,3%	-2,2%	5,8%	33,6%
Equatorial Goiás	12,2%	12,4%	11,7%	12,0%	-0,5%	-0,7%	-0,3%	12,3%

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

PERCENTUAL DE CONTRATAÇÃO (12 meses)

A seguir, apresentamos a expectativa do nível de contratação das distribuidoras para o ano de 2024 na visão com e sem ajustes decorrentes da sobrecontratação involuntária. Vale ressaltar que a sobrecontratação do Amapá se dá pelos contratos feitos antes da gestão Equatorial, a companhia tem interagido com a Aneel para equilibrar a contratação de energia da concessão.

2024	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO
% de Contratação	103,2%	103,5%	102,5%	103,3%	112,2%	114,3%	105,7%
% de Contratação Involuntária	103,2%	103,5%	102,5%	103,3%	101,0%	106,8%	101,9%

PECLD e ARRECADAÇÃO (12 meses)

PDD / ROB1 (trimestral)	1T23	1T24	Var.	Arrecadação - IAR (trimestral)	1T23	1T24	Var.
Equatorial Maranhão	1,8%	2,0%	0,2 p.p	Equatorial Maranhão	97,2%	95,4%	-1,8 p.p
Equatorial Pará	1,4%	2,5%	1,1 p.p	Equatorial Pará	96,7%	96,0%	-0,7 p.p
Equatorial Piauí	2,2%	2,2%	0 p.p	Equatorial Piauí	96,1%	96,7%	0,6 p.p
Equatorial Alagoas	1,5%	1,3%	-0,1 p.p	Equatorial Alagoas	98,7%	97,4%	-1,4 p.p
CEEE-D	1,7%	2,3%	0,6 p.p	CEEE-D	97,0%	95,4%	-1,6 p.p
CEA	-1,2%	3,4%	4,6 p.p	CEA	92,4%	99,2%	6,8 p.p
Equatorial Goiás	-1,2%	0,4%	1,5 p.p	Equatorial Goiás	100,9%	98,2%	-2,7 p.p
Consolidado	0,8%	1,7%	0,9 p.p	Consolidado	98,0%	96,6%	-1,4 p.p

1 Desconsidera Receita de Construção.

De maneira consolidada, a PECLD do grupo atingiu 1,7% da ROB. O aumento da PECLD/ROB deve-se às reversões que ocorreram no 1T23 em Goiás e Amapá e o aumento do contas a receber, resultado dos impactos de arrecadação no trimestre, explicado no parágrafo abaixo.

A arrecadação das companhias finalizou o trimestre em um patamar consolidado de 96,6%, 1,4 p.p. abaixo do mesmo período do ano anterior. O primeiro trimestre costuma ter menores níveis de arrecadação em relação ao resto do ano, e a piora em relação ao 1T23 deve-se ao forte crescimento de mercado, que aumenta o contas a receber das distribuidoras e gera descasamento do volume de faturas emitidas com o volume arrecadado, piora da arrecadação no Poder Público e alta tensão, que já foi revertida no mês de abril, além da redução das ações de cobrança devido a equipes que foram temporariamente deslocadas para atendimentos emergenciais.

Ao longo do mês de abril foi possível ver o impacto do escorregamento do pagamento de faturas do período, que já impactam positivamente a performance do mês. Em relação ao menor número de ações voltadas para cobrança, a diretoria comercial do grupo já realizou o mapeamento de ações para aumentar a efetividade das equipes e melhorar a arrecadação.

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

Distribuidoras	1T23	4T23	1T24	Regulatório	Δ 1T23	Δ 4T23	Δ Regulatório
DEC							
Equatorial Maranhão	20,3	14,0	13,8	14,2	-6,6	-0,3	-0,4
Equatorial Pará	18,5	16,9	17,1	22,4	-1,4	0,2	-5,3
Equatorial Piauí	23,3	24,0	23,4	20,0	0,1	-0,6	3,5
Equatorial Alagoas	17,5	16,3	17,3	15,5	-0,2	1,0	1,8
CEEE-D	17,2	17,8	19,0	8,4	1,8	1,2	10,5
CEA	41,9	33,1	31,4	45,6	-10,5	-1,7	-14,3
Equatorial Goiás	20,6	21,6	20,7	11,4	0,1	-0,9	9,3
FEC							
Equatorial Maranhão	7,5	6,0	6,1	8,3	-1,4	0,1	-2,2
Equatorial Pará	9,1	8,3	8,0	16,8	-1,1	-0,3	-8,8
Equatorial Piauí	9,9	9,1	8,7	13,2	-1,2	-0,5	-4,6
Equatorial Alagoas	7,2	7,1	7,1	12,9	-0,2	0,0	-5,9
CEEE-D	8,7	7,7	7,7	6,0	-1,0	-0,1	1,7
CEA	19,1	15,1	14,1	30,6	-5,0	-1,0	-16,5
Equatorial Goiás	10,5	11,2	10,4	7,7	-0,2	-0,8	2,6

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

Os destaques do trimestre são as reduções de 10,5h e 6,6h da CEA e da Equatorial Maranhão quando comparadas com o mesmo período do ano anterior. No comparativo entre anos apresentamos reduções no DEC em 4 das 7 distribuidoras, reforçando o compromisso com a qualidade operacional nas concessões do grupo. Tanto o Piauí quanto Goiás apresentaram resultados com leve aumento de 0,1h entre períodos.

No comparativo com o 4T23 houve uma melhora no DEC em GO, CEA, PI e MA e piora no Pará (+0,2h), Alagoas (+1,0h) e na CEEE-D (+1,2h). Tanto no Pará, como em Alagoas, os aumentos são reflexo do aumento de chuvas nos estados. No Pará, o leve aumento de 0,2h contra o 4T23 veio de ocorrências em pontos de alta tensão que foram afetados pela maior pluviosidade, enquanto Alagoas teve fortes chuvas, ventos e raios, principalmente no mês de fevereiro, que contribuíram para o aumento do indicador.

Na CEEE-D, o aumento do DEC deve-se aos seguidos eventos climáticos extremos que tem afetado o estado do Rio Grande do Sul e, dificultam a manutenção de rede pela grande mobilização de equipes voltadas para atendimento emergencial. Apesar das mecânicas de expurgos do indicador, parte do impacto causado na rede não pode ser expurgado, aumentando o indicador.

Atualmente, três das sete concessões da Equatorial estão dentro do limite regulatório.

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

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	1T23								1T24								Δ%
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	
(+) Vendas as classes	1.080	1.772	673	715	1.511	210	2.219	8.181	1.376	2.208	847	872	1.477	248	2.401	9.428	15%
Renda Não Faturada	6	(6)	2	7	51	2	53	116	8	(6)	(6)	19	55	1	25	95	-18%
(+) Ult. de demanda / reativo excedente	(3)	(8)	(4)	(3)	(7)	(1)	(9)	(35)	(4)	(12)	(4)	(5)	(9)	(1)	(15)	(49)	42%
(+) Outras receitas	203	364	109	123	241	41	398	1.479	285	568	146	186	282	27	470	1.962	33%
Subvenção baixa renda	77	102	45	39	14	6	29	314	92	120	56	50	16	10	44	388	24%
Subvenção CDE outros	26	114	14	21	39	26	67	307	31	140	17	38	46	3	89	364	19%
Uso da rede	40	121	29	42	127	3	224	586	53	135	35	67	152	9	236	687	17%
Atualização ativo financeiro	25	(29)	2	2	15	1	17	33	61	101	3	4	10	0	22	201	516%
Bandeira Tarifária	5	7	3	3	5	0	-	23	6	7	3	3	6	1	-	26	14%
Multa por atraso de pagamento	12	19	7	6	8	2	17	71	16	24	9	8	8	(0)	23	88	24%
(+) Outras receitas operacionais	18	29	9	11	32	3	45	147	27	41	23	17	44	3	55	209	42%
Outras Receitas (Parcela B)	9	17	6	5	-	2	26	65	14	21	7	6	26	2	27	103	58%
(+) Suprimento	5	13	11	4	20	8	36	97	0	1	5	2	10	6	39	63	-35%
(+) Valores a receber de parcela A	156	215	70	5	(162)	23	55	362	0	(76)	13	(87)	(11)	53	201	93	-74%
(+) Receita de construção	198	614	180	120	208	107	902	2.329	220	521	132	99	127	88	352	1.539	-34%
(=) Receita operacional bruta	1.638	2.970	1.038	965	1.811	389	3.601	12.413	1.877	3.209	1.138	1.068	1.876	420	3.447	13.036	5%
(+) Deduções à receita	(396)	(636)	(259)	(262)	(516)	(71)	(854)	(2.995)	(527)	(815)	(340)	(347)	(596)	(112)	(1.128)	(3.863)	29%
PIS/COFINS/ICMS/ISS	(297)	(484)	(198)	(190)	(332)	(52)	(507)	(2.059)	(408)	(633)	(257)	(232)	(361)	(68)	(653)	(2.612)	27%
Compensações Indicadores de Qualidade	(10)	(8)	(6)	(3)	(7)	1	(26)	(59)	(7)	(10)	(7)	(5)	(24)	(2)	(88)	(143)	140%
Demais Deduções (CDE e Encargos)	(89)	(144)	(55)	(70)	(177)	(20)	(321)	(876)	(112)	(172)	(76)	(109)	(211)	(42)	(386)	(1.109)	27%
(=) Receita operacional líquida	1.243	2.334	779	703	1.295	318	2.747	9.418	1.351	2.394	798	721	1.280	309	2.320	9.173	-3%
(-) Receita de construção	(198)	(614)	(180)	(120)	(208)	(107)	(902)	(2.329)	(220)	(521)	(132)	(99)	(127)	(88)	(352)	(1.539)	-34%
(=) Receita operac. líq. sem rec.de construção	1.045	1.720	599	583	1.087	211	1.845	7.089	1.131	1.873	666	622	1.153	221	1.968	7.634	8%
(-) Energia comprada e transporte e Encargos	(552)	(853)	(333)	(335)	(658)	(124)	(1.106)	(3.960)	(573)	(867)	(334)	(327)	(733)	(120)	(1.102)	(4.055)	2%
(=) Margem Bruta	493	867	267	248	429	87	738	3.129	558	1.007	333	296	420	101	866	3.580	14%
(+) Não-Recorrentes	-	-	-	-	(21)	(10)	(62)	(93)	-	-	-	-	-	12	34	46	-150%
(-) VNR	(25)	29	(2)	(2)	(15)	(1)	(17)	(33)	(61)	(101)	(3)	(4)	(10)	(0)	(22)	(201)	516%
(=) Margem Bruta Ajustada	469	895	264	246	393	76	660	3.003	497	906	330	292	409	112	878	3.425	14%
	<i>Δ% Margem Bruta Ajustada</i>								6,0%	1,2%	24,8%	18,9%	4,1%	47,3%	33,1%	14,0%	

No 1T24, a Margem Bruta ajustada das distribuidoras ex-VNR alcançou R\$ 3,4 bilhões, 14% maior do que o mesmo período do ano anterior, influenciado principalmente aumento do consumo e aumento da tarifa. As distribuidoras que mais contribuíram para a variação positiva do trimestre foram a Equatorial Goiás, a Equatorial Piauí e a Equatorial Alagoas, que juntas contribuíram para o resultado com R\$ 330,6 milhões.

DESPESAS OPERACIONAIS E PMSO/CONSUMIDOR

Custos Operacionais	1T23								1T24								Δ%	
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total		
R\$ milhões																		
(+) Pessoal	47	48	21	19	51	9	70	266	45	48	17	15	30	10	60	224	-16%	
(+) Material	5	7	2	2	2	1	17	36	5	5	2	2	2	0	17	33	-8%	
(+) Serviço de terceiros	93	101	56	43	78	26	273	671	124	112	72	52	108	25	253	746	11%	
(+) Outros	7	5	2	1	0	1	31	46	6	7	3	2	9	0	20	46	-2%	
(=) PMSO Reportado	152	161	81	66	131	37	392	1.019	178	171	93	71	149	36	350	1.049	3%	
Ajustes	-	16	4	3	4	-	(52)	(24)	(3)	-	(2)	-	(13)	-	(6)	(25)	1%	
PMSO Ajustado	152	176	85	69	135	37	341	995	175	171	91	71	136	36	344	1.024	3%	
PECLD e perdas	27	32	19	13	27	(3)	(32)	82	34	67	22	13	40	11	11	198	141%	
% Receita bruta (s/ receita de construção)	1,84%	1,35%	2,20%	1,49%	1,70%	-1,17%	-1,18%	0,81%	2,02%	2,49%	2,17%	1,34%	2,28%	3,41%	0,37%	1,72%		
Provisões para contingências	5	6	2	2	9	1	18	42	4	5	1	3	21	1	13	48	14%	
Provisão para redução ao valor recuperável - FUNAC	-	-	-	-	-	-	42	42	-	-	-	-	-	-	34	34	-19%	
(+) Provisões	31	37	21	15	36	(3)	28	166	38	72	23	16	61	12	59	280	69%	
(+) Sistemas Isolados e Subv. CCC	-	5	-	-	-	3	-	8	-	13	-	-	-	1	-	14	85%	
(+) Outras receitas/despesas operacionais	52	(28)	16	9	(2)	2	(48)	0	17	14	14	6	19	(3)	1	68	60278%	
(+) Depreciação e amortização	61	115	22	10	40	6	119	372	70	115	38	32	35	10	154	454	22%	
(=) Custos e despesas gerenciáveis	296	290	140	99	206	45	491	1.566	303	385	168	125	264	56	564	1.864	19%	
PMSO Ajustado/Consumidor (12m)	218	247	234	206	306	653	392	285	248	234	244	207	302	604	348	278		
	Δ% PMSO por Consumidor																	
									13,9%	-5,1%	4,5%	0,6%	-1,3%	-7,5%	-11,1%	-2,5%		

MARANHÃO

No comparativo entre trimestres, o PMSO Ajustado/Consumidor, na visão 12 meses, cresceu 13,9%, totalizando R\$ 240, mas manteve o patamar apresentado no 4T23. Já o PMSO ajustado do período totalizou R\$ 175 milhões, com um aumento de 15,4% entre trimestres, ou R\$ 23 milhões.

O aumento do PMSO em bases ajustadas é resultado principalmente da linha **Serviços de Terceiros**, que apresentou um aumento de R\$ 27,2 milhões, decorrente da maior mobilização de equipes e plantão com foco na melhoria dos indicadores de qualidade. É importante ressaltar que a estrutura de serviços de terceiros da Equatorial Maranhão ficou mais robusta ao longo do ano de 2023, e o efeito comparativo da nova estrutura de equipes terceirizadas se normalizará a partir do segundo semestre.

No 1T24, as Perdas Esperadas para Créditos de Liquidação Duvidosa (**PECLD**) atingiram R\$ 34 milhões, refletindo o maior inadimplemento de clientes residenciais, fruto da redução das ações de cobrança no trimestre, efeito que foi potencializado pela nova matriz de perdas (que possui percentuais mais elevados de provisionamento) e pelo escorregamento do pagamento de faturas para o mês de abril, fugindo da competência do trimestre. A PECLD do trimestre representa 2,02% da ROB.

PARÁ

No 1T24, o PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 236, uma redução de 5,1% em relação ao 1T23, enquanto o PMSO ajustado alcançou R\$ 171 milhões, cerca de 2,8% abaixo de 1T23.

No 1T24, a **PECLD** alcançou R\$ 67 milhões, 2,49% da ROB. O aumento entre trimestres deve-se ao: (i) aumento do contatos a receber da companhia, que foi agravado pela atualização de matriz que tem maior percentual de provisionamentos para dívidas não parceladas; (ii) aumento do inadimplemento de clientes residenciais entrantes e aumento do inadimplemento do setor público, fruto de uma renegociação feita no 1T23; e (iii) a redução de ações de cobrança e chuvas na região.

PIAUI

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 241, um aumento de 4,5% contra o 1T23. O PMSO ajustado do trimestre aumentou 6,4%, ou R\$ 5 milhões quando comparado com o mesmo período do ano anterior.

A variação do trimestre ficou concentrada na linha de **Serviços de terceiros**, que variou R\$ 9 milhões, impactada, principalmente, por plantões de serviços elétricos voltados para melhoria da qualidade (limpeza de faixa, poda e manutenção) e ações voltadas para combate a perdas, que foram mais intensas no período devido ao forte crescimento de mercado.

No 1T24, a **PECLD** registrou provisão de R\$ 22 milhões, 2,17% da ROB, em linha com o 1T23.

ALAGOAS

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 205, 0,6% superior ao 1T23, enquanto o PMSO ajustado apresentou um aumento de 3,1%, ou R\$ 2 milhões.

A **PECLD** registrou provisão de R\$ 13 milhões, representando 1,34% da ROB, 0,1 p.p. abaixo do 1T23.

CEEE-D

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 301, uma redução de 1,3% frente o 1T23, enquanto o PMSO ajustado totalizou R\$ 136 milhões, em linha com o mesmo período do ano anterior.

Apesar de não apresentar crescimento no PMSO consolidado, no trimestre, há um incremento de R\$ 17,6 milhões na linha de **Serviços de terceiros**, reflexo do maior número de equipes mobilizadas para atendimento emergencial e robustecimento da estrutura de equipes na concessão. A redução na linha de **Pessoal** em R\$ 21,4 milhões se dá principalmente pela transferência dos pagamentos de juros referentes ao plano de pensão da CEEE-D para a linha de despesas financeiras, em linha com a prática de mercado, e teve um impacto no trimestre de R\$ 24 milhões. Desconsiderando a movimentação dos juros do plano de pensão, o PMSO ajustado seria de R\$ 160 milhões, e teria crescido 18,6%.

A **PECLD** registrou R\$ 40 milhões, impactada, principalmente, pelo direcionamento de equipes de corte e cobrança para atendimento emergencial, que contribuíram para o aumento da inadimplência no período. Com esse resultado, a PECLD/ROB atingiu 2,28%. A linha de Provisões para contingências registrou R\$ 21 milhões no trimestre, R\$ 12 milhões maior que o mesmo período do ano anterior, em virtude do aumento da constituição de processos trabalhistas e cíveis.

CEA

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 611, valor 7,5% menor que o mesmo período do ano anterior. O PMSO ajustado da CEA foi de R\$ 36 milhões, em linha com o registrado no 1T23.

Por fim, no 1T24 a **PECLD** atingiu R\$ 11 milhões, impactada pela atualização de matriz que avançou para os últimos 5 anos, retirando o ano de 2017 que foi marcado por muitas renegociações e arrecadação acima de 150% e substituiu por um ano de operação normal com arrecadação na casa de 99,1%, além do aumento do contas a receber e da atualização de matriz, que traz percentuais maiores de provisionamento para faturas não parceladas. Com esse resultado, a PECLD/ROB foi de 3,41%.

GOIÁS

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) foi de R\$ 347 no 1T24, resultado 11,1% menor que o 1T23, primeiro trimestre de gestão da Equatorial na concessão, refletindo o compromisso do grupo com a disciplina de custos. O PMSO ajustado foi de R\$ 344 milhões, 1% maior que o 1T23.

É importante destacar que devido ao processo de turnaround, tanto este trimestre quanto os próximos podem apresentar volatilidade nas despesas operacionais devido ao processo de padronização das estruturas e processos da companhia ao modelo de gestão do grupo.

As variações positivas do trimestre se concentram nas linhas de **Serviços de Terceiros** e **Pessoal**, que aumentaram R\$ 8 milhões e R\$ 12 milhões, respectivamente, reflexo do robustecimento e oxigenação de equipes de campo e corporativas da Equatorial Goiás. Já a redução na linha de **Outros** em R\$ 17 milhões é resultado do ajuste de lançamentos de despesas relacionadas ao FUNAC, que no 1T23 impactavam a linha.

A **PECLD** registrou R\$ 11 milhões e representa 0,37% da ROB.

EBITDA

Recomposição EBITDA R\$ milhões	1T23								1T24								Δ%
	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	
(+) Resultado do Exercício	162	425	29	86	41	(6)	(60)	676	155	430	65	106	33	(22)	(59)	708	4,8%
(+) Impostos sobre o Lucro	(10)	48	4	18	1	2	30	94	38	95	10	17	(49)	(0)	(19)	91	-2,5%
(+) Resultado Financeiro	45	103	94	45	182	46	277	793	62	97	90	49	172	67	379	916	15,4%
(+) Depreciação e Amortização	61	115	22	10	40	6	119	372	70	115	38	32	35	10	154	454	21,8%
(=) EBITDA societário (CVM)*	258	691	149	159	264	48	366	1.935	325	737	203	203	191	55	456	2.169	12%
(+) Outras receitas/despesas operacionais	52	(28)	16	9	(2)	2	(48)	0	17	14	14	6	19	(3)	1	68	60331,2%
(+) Impactos Margem Bruta	-	-	-	-	(21)	(10)	(62)	(93)	-	-	-	-	-	12	34	46	-149,6%
(+) Ajustes de PMSO	-	(16)	(4)	(3)	(4)	-	52	24	3	-	2	-	13	-	6	25	0,8%
(+) Ajustes Provisões	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	N/A
(-) VNR	(25)	29	(2)	(2)	(15)	(1)	(17)	(33)	(61)	(101)	(3)	(4)	(10)	(0)	(22)	(201)	516,3%
(=) EBITDA societário ajustado	286	676	159	162	222	39	291	1.834	284	650	216	205	212	64	475	2.107	15%
									-0,5%	-3,9%	36,5%	26,5%	-4,3%	63,1%	63,6%	14,9%	

*Calculado em conformidade com a instrução CVM 527/12

MARANHÃO

No 1T24, o EBITDA ajustado por VNR e efeitos não recorrentes atingiu R\$ 284 milhões, 0,5% inferior ao 1T23, ou R\$ 1,6 milhões.

A margem bruta ajustada do trimestre registrou crescimento de R\$ 28 milhões, tendo como principais efeitos positivos o crescimento de mercado de R\$ 48,2 milhões, mas compensado, parcialmente, pela queda na tarifa fio-b que impactou negativamente em R\$ 31,1 milhões.

A variação negativa do EBITDA no trimestre deve-se, principalmente, as variações do PMSO ajustado (R\$ -23,4 milhões) e variação das provisões e contingências do período (R\$ -6,3 milhões).

PARÁ

O EBITDA Ajustado por VNR e efeitos não recorrentes atingiu R\$ 650 milhões, redução de 3,9%.

A Margem Bruta do trimestre cresceu R\$ 11 milhões, impactada, principalmente, pelos efeitos positivos de mercado (R\$ 85,1 milhões) e do delta perdas (R\$ 0,8 milhão), o aumento foi parcialmente compensado pelo efeito negativo da redução da tarifa fio-b (-R\$ 84,6 milhões).

O PMSO ajustado do período apresentou uma redução de R\$ 5 milhões entre trimestres, no entanto, a variação de R\$ -34 milhões da PECLD e a variação das despesas dos sistemas isolados em R\$ -8 milhões impactaram o EBITDA do trimestre.

PIAUI

No Piauí, o EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa atingiu R\$ 216 milhões, 36,5% maior, ou R\$ 58 milhões, quando comparado com o mesmo período do ano anterior.

O aumento de R\$ 66 milhões na Margem bruta, deve-se: (i) crescimento de mercado (R\$ 21,7 milhões) e, (ii) efeito tarifa (R\$ 47,9 milhões), que foram parcialmente compensados pela Renda Não Faturada (-R\$ 8,3 milhões) e pelo delta perdas (-R\$ 2,9 milhões).

O crescimento da margem foi levemente reduzido pelo aumento de R\$ 5 milhões no PMSO, que carrega relação com o forte aumento do número de consumidores (+63 mil vs 1T23), e a variação da PECLD de R\$ 2 milhões entre trimestres.

ALAGOAS

O EBITDA Ajustado por VNR e efeitos não recorrentes de Alagoas atingiu R\$ 205 milhões, aumento de R\$ 43 milhões ou 26,5% superior ao 1T23.

A margem bruta de Alagoas cresceu R\$ 46 milhões, principalmente, pelo: (i) crescimento de mercado (+R\$ 17,6 milhões), (ii) da tarifa fio b (+R\$ 7,3 milhões) e, (iii) Renda Não Faturada (+R\$ 11,5 milhões).

O PMSO ajustado apresentou um aumento de R\$ 2 milhões, e as provisões ajustadas do período (PECLD e contingências) prejudicaram o resultado em R\$ 1 milhão.

CEEE-D

O EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e VNR do Rio Grande do Sul atingiu R\$ 212 milhões no trimestre, R\$ 9 milhões inferior ao 1T23, ou -4,3%.

A margem bruta da CEEE-D apresentou um crescimento de R\$ 16 milhões, em virtude dos seguintes efeitos: (i) tarifa fio b, (+R\$ 8,5 milhões) e, (ii) do delta perdas (+R\$ 8,3 milhões).

O PMSO do período apresentou um aumento de R\$ 1 milhão, enquanto a PECLD e contingências aumentaram R\$ 24 milhões entre trimestres.

CEA

O EBITDA Ajustado da CEA registrou R\$ 64 milhões, aumento de R\$ 25 milhões entre trimestres.

A margem bruta da CEA aumentou R\$ 36 milhões em função do aumento da energia faturada em 26% (R\$ 16,4 milhões) e da melhora do delta perdas (R\$ 12,8 milhões).

A redução de PMSO contribuiu em R\$ 1 milhão para o aumento de EBITDA, em conjunto com a variação positiva das despesas de sistemas isolados que somaram R\$ 2 milhões, enquanto o aumento da PECLD e das contingências em R\$ 15 milhões prejudicaram o resultado.

GOIÁS

O EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e VNR da Equatorial Goiás atingiu R\$ 475 milhões.

O principal impacto para o aumento do EBITDA é o crescimento da margem bruta, que neste trimestre apresentou aumento de R\$ 218 milhões em função de crescimento de mercado (+R\$ 70,2 milhões), aumento da tarifa fio-B (+R\$ 222,4 milhões) dado o processo de revisão tarifária e da melhora do delta perdas (+R\$ 40,2 milhões).

O PMSO do período aumentou em R\$ 3,3 milhões, enquanto a PECLD e provisões variaram em R\$ 30 milhões, prejudicando o resultado.

É importante destacar que, tanto este trimestre, quanto os próximos devem apresentar volatilidade no resultado devido ao processo de turnaround.

EFEITOS NÃO RECORRENTES EBITDA

Não Recorrentes	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	1T24 Total
Receita Operacional	-	-	-	-	-	12	-	12
Parcela A sem CVA correspondente	-	-	-	-	-	12	-	12
Deduções da receita operacional	-	-	-	-	-	-	-	-
Receita operacional líquida	-	-	-	-	-	12	-	12
Parcela A sem CVA correspondente	-	-	-	-	-	-	34	34
Custo do serviço de energia elétrica	-	-	-	-	-	-	34	34
Margem Bruta	-	-	-	-	-	12	34	46
Custos e Despesas Operacionais	3	-	2	-	13	-	6	25
Serviços - Pagamentos extraordinários para terceiros, Consultorias e Reclassificações	3	-	2	-	13	-	-	18
Outros - Demais Efeitos	-	-	-	-	-	-	6	6
Provisões	-	-	-	-	-	-	-	-
Custos e Despesas	3	-	2	-	13	-	6	25
Outras receitas/despesas operacionais	17	14	14	6	19	(3)	1	68
VNR	(61)	(101)	(3)	(4)	(10)	(0)	(22)	(201)
Ajustes EBITDA	(41)	(87)	13	3	22	9	20	(62)

RESULTADO FINANCEIRO

O segmento de distribuição encerrou o 1T24 com um resultado financeiro líquido em R\$ 916 milhões negativos.

Resultado Financeiro R\$ milhões	1T23									1T24									Δ%
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	TOTAL	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	TOTAL			
(+) Rendas Financeiras	30	46	24	11	26	6	38	181	21	31	17	4	16	9	23	121	-33%		
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia	17	24	9	6	24	6	16	102	19	34	11	7	14	3	16	104	1%		
(+) Encargos da Dívida	(80)	(208)	(108)	(60)	(121)	(45)	(306)	(928)	(86)	(157)	(100)	(52)	(138)	(64)	(311)	(910)	-2%		
(+) Encargos CVA	(1)	18	(0)	5	(5)	4	5	26	(8)	(0)	(3)	1	17	0	(21)	(14)	-157%		
(+) Ajuste a Valor Presente	2	16	(4)	(0)	8	1	-	24	1	9	(5)	2	6	3	2	19	-20%		
(+) Contingências	(8)	0	(4)	(4)	(27)	(7)	(18)	(68)	(2)	(4)	(4)	(5)	(38)	(4)	(22)	(79)	17%		
(+) Outras Receitas/Despesas	(6)	(1)	(10)	(4)	(87)	(10)	(12)	(130)	(7)	(9)	(8)	(5)	(48)	(14)	(65)	(156)	21%		
(=) Resultado Financeiro	(45)	(103)	(94)	(45)	(182)	(46)	(277)	(793)	(62)	(97)	(90)	(49)	(172)	(67)	(379)	(916)	15%		
Não Recorrentes	4	-	-	-	-	2	(91)	(85)	-	-	-	-	(72)	-	9	(62)	-27%		
(=) Resultado Financeiro Ajustado	(41)	(103)	(94)	(45)	(182)	(44)	(368)	(879)	(62)	(97)	(90)	(49)	(244)	(67)	(370)	(979)	11%		

O resultado financeiro ajustado atingiu um saldo negativo de R\$ 979 milhões no trimestre, um aumento de 11% em comparação com o 1T23. Esse incremento se deve principalmente à redução das receitas financeiras das distribuidoras, decorrente da queda do CDI.

LUCRO LÍQUIDO

Lucro Líquido R\$ milhões	1T23								1T24								Δ%
	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	
(+) Lucro Líquido	162	425	29	86	41	(6)	(60)	676	155	430	65	106	33	(22)	(59)	708	5%
(+) Impacto EBITDA (líquido de IR)	-	(16)	(4)	(3)	(25)	(10)	(10)	(69)	3	-	2	-	13	12	41	71	-203,2%
(+) Efeito IR e CSLL	(1)	2	1	0	8	3	34	48	(1)	-	(1)	-	20	(4)	(17)	(2)	-105,1%
(+) Ajustes do Resultado Financeiro	4	-	-	-	-	2	(91)	(85)	-	-	-	-	(72)	-	9	(64)	-24,6%
(+) VNR Líquido de IR e CSLL	(16)	19	(1)	(2)	(10)	(0)	(11)	(21)	(40)	(67)	(2)	(2)	(7)	(0)	(15)	(130)	506,8%
(=) Lucro Líquido Ajustado	149	431	24	82	14	(12)	(139)	549	118	363	65	103	(13)	(14)	(41)	582	6%
	Δ%								-20,9%	-15,6%	171,8%	26,7%	-187,7%	19,2%	-70,6%	6,1%	

INVESTIMENTOS

Investimentos Distribuidoras R\$ milhões	1T23								1T24								Δ%
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	
Ativos elétricos	179	456	141	117	188	84	887	2.053	207	350	104	90	114	57	323	1.245	-39,4%
Obrigações especiais	9	130	31	0	0	19	47	142	6	160	23	1	3	28	29	192	35,4%
Ativos não elétricos	10	28	8	3	19	4	62	133	8	10	5	8	10	3	29	73	-45,1%
Total	198	613	180	120	208	107	902	2.328	220	521	132	99	127	88	323	1.510	-35%
	Δ%								11,2%	-15,1%	-26,5%	-17,5%	-38,9%	-17,9%	-64,2%	-35,1%	

No 1T24, os investimentos em distribuição totalizaram R\$ 1.510 milhões, volume 35,1% inferior ao executado no mesmo período de 2023.

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

TRANSMISSÃO**DESEMPENHO FINANCEIRO****TRANSMISSÃO CONSOLIDADO (INTESA + SPEs)**

Demonstração de Resultado - Regulatório - R\$ milhões	1T23	1T24	Δ%
Receita líquida	327	329	0,5%
Custos e despesas operacionais	(22)	(22)	-1,0%
Custos de infraestrutura	-	-	N/A
EBITDA Regulatório	305	307	0,6%
Margem EBITDA	93,2%	93,3%	0,1%
Depreciação / amortização	(141)	(116)	-17,6%
Resultado do serviço (EBIT)	164	191	16,2%
Resultado financeiro	(161)	(121)	-25,3%
Impostos	(15)	(10)	-32,9%
Lucro Líquido	(12)	60	-613,5%
Endividamento	1T23	1T24	Δ%
Dívida Líquida	5.141	4.081	-20,6%
Volume de dívida (Empréstimos + Debêntures)	6.246	5.566	-10,9%
Disponibilidades	1.105	1.486	34,5%

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

EQUATORIAL TRANSMISSÃO – SPEs 01 a 08

O resultado regulatório do 1T24 trouxe uma receita líquida de R\$ 302,6 milhões, um aumento de 7,1% em relação ao 1T23, resultado do reajuste da RAP para o ciclo de 23/24 de 3,94% para as SPEs 1 a 8, e do aumento da base de clientes com subvenção CDE, que aumentam a receita das transmissoras.

Os custos e despesas operacionais totalizaram R\$ 18,1 milhões, R\$ 1,5 milhão inferior ao 1T23. O EBITDA regulatório atingiu R\$ 284,6 milhões, com margem de 94,0%.

Na tabela abaixo, apresentamos a demonstração do resultado do segmento de transmissão, do societário para o regulatório, das SPEs consolidadas pela Equatorial Transmissão.

Demonstração do resultado (R\$ mil)	1T23 Regulatório	Ajustes	1T23 Societário	1T24 Regulatório	Ajustes	1T24 Societário
Receita operacional	313.822	27.045	356.145	337.095	46.786	383.881
Transmissão de energia	-	-	-	337.095	(337.095)	-
Receita de Operação e Manutenção	-	25.689	25.689	-	20.220	20.220
Receita de construção	-	1.356	1.356	-	6.097	6.097
Atualização ativo de contrato em serviço	313.822	-	329.100	-	357.564	357.564
Outras receitas	-	0	0	-	-	-
Deduções da receita operacional	(31.385)	10.858	(20.527)	(34.464)	(564)	(35.028)
Receita operacional líquida	282.437	53.180	335.618	302.631	46.222	348.853
Custo do serviço de energia elétrica	-	-	-	-	-	-
Margem Bruta Operacional	282.437	53.180	335.618	302.631	46.222	348.853
Custo/despesa operacional	(19.522)	(5.718)	(25.240)	(18.075)	(8.187)	(26.262)
Pessoal	(10.091)	(543)	(10.634)	(8.954)	2	(8.952)
Material	(988)	-	(988)	(817)	475	(342)
Serviço de terceiros	(7.961)	26	(7.935)	(6.999)	(472)	(7.471)
Custo de construção	-	(5.201)	(5.201)	-	(8.249)	(8.249)
Outros	(482)	0	(482)	(1.305)	93	(1.212)
Provisões	-	-	-	-	(36)	(36)
EBITDA	262.915	47.462	310.377	284.556	38.035	322.591
Depreciação e amortização	- 134.843	57.253	- 77.590	(109.904)	38.557	(71.347)
Resultado do serviço	128.073	104.715	232.787	174.652	76.592	251.244
Resultado financeiro	(147.307)	(2)	(147.309)	(108.984)	(3)	(108.987)
Receitas financeiras	30.168	(5.244)	24.924	53.330	(1)	53.329
Despesas financeiras	(177.475)	5.242	(172.233)	(162.314)	(2)	(162.316)
Resultado antes do imposto de renda	(19.234)	104.712	85.478	65.668	76.589	142.257
Imposto de renda e contribuição social	(10.059)	(27.699)	(37.758)	(50.451)	12.368	(38.083)
Subvenção do imposto de renda	-	28.185	28.185	-	28.666	28.666
Impostos diferidos	-	(31.399)	(31.399)	41.035	(79.901)	(38.866)
Resultado do exercício	(29.293)	73.799	44.506	56.252	37.722	93.974

INTESA

A Receita líquida regulatória da Intesa foi de R\$ 26,1 milhões no 1T24, 41,6% abaixo do apresentado no 1T23, decorrente do reajuste da RAP para o ciclo de 23/24, onde ocorreu a redução da RAP original da INTESA em 50%, que gerou um efeito médio de reajuste de -37,9%.

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 3,9 milhões, 44% acima do observado no 1T23, decorrente do aumento de serviços de manutenção e limpeza de faixa. O EBITDA atingiu R\$ 22,1 milhões no 1T24, como uma margem EBITDA de 84,8%.

É importante ressaltar que, em virtude da venda do ativo, este é o último trimestre onde o resultado da INTESA é consolidado pelo grupo e os saldos de balanço foram consolidados até o 3T23.

Demonstração do resultado (R\$ mil)	1T23 Regulatório	Ajustes	1T23 Societário	1T24 Regulatório	Ajustes	1T24 Societário
Receita operacional	50.930	(46.904)	32.978	30.885	(22.007)	32.027
Transmissão de energia	50.717	-	50.717	-	30.626	-
Receita de Operação e Manutenção	-	3.194	3.194	-	7.999	7.999
Atualização ativo de contrato em serviço	-	-	-	-	-	23.149
Ativo de contrato - Ganho de realização	213	619	832	-	-	-
Outras receitas	-	-	28.952	259	620	879
Deduções da receita operacional	(6.249)	1.437	(4.812)	(4.783)	1	(4.782)
Receita operacional líquida	44.682	(16.515)	28.166	26.102	1.143	27.245
Custo do serviço de energia elétrica	-	-	-	-	-	-
Margem Bruta Operacional	44.682	(16.515)	28.166	26.102	1.143	27.245
Custo/despesa operacional	(2.740)	(775)	(3.516)	(3.957)	(6.500)	(10.457)
Pessoal	(765)	-	(765)	(868)	0	(868)
Material	(483)	-	(483)	(602)	27	(575)
Serviço de terceiros	(1.332)	(0)	(1.332)	(2.355)	(334)	(2.689)
Custo de construção	-	(775)	(775)	-	(6.499)	(6.499)
Outros	(159)	-	(159)	(132)	305	173
EBITDA	41.942	(17.291)	24.651	22.145	(5.357)	16.788
Depreciação e amortização	(5.913)	5.912	(1)	(6.095)	6.094	(1)
Resultado do serviço	36.028	(11.379)	24.649	16.050	737	16.787
Resultado financeiro	(14.061)	-	(14.061)	(11.550)	1	(11.549)
Receitas financeiras	5.829	-	5.829	4.644	1	4.645
Despesas financeiras	(19.890)	-	(19.890)	(16.194)	0	(16.194)
Resultado antes do imposto de renda	21.967	(11.379)	10.588	4.500	738	5.238
Imposto de renda e contribuição social	(4.445)	1.718	(6.163)	(314)	(1)	(315)
Subvenção do imposto de renda	-	(1.718)	1.718	-	-	-
Incentivos fiscais	-	(2.569)	2.569	-	(1.722)	(1.722)
Resultado do exercício	17.522	(8.810)	8.712	4.186	(984)	3.202

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

RENOVÁVEIS**DESEMPENHO OPERACIONAL**

Dados Operacionais	1T23	1T24	Var.
Velocidade do Vento (m/s)	7,34	6,45	-12,1%
Energia Gerada Líquida (GWh)*	1.079,9	817,1	-24,3%
Energia Gerada Líquida (GWh) - 12 meses*	4.718,3	4.128,2	-12,5%
Disponibilidade Técnica Ajustada ¹ (12 meses)**	96,1%	96,1%	0,0%

* Valores medidos no centro de gravidade

** Aplica-se o ajuste no indicador pois os períodos de indisponibilidade que estão sobre efeitos de penalidades de contratos de O&M são considerados como períodos disponíveis.

GERAÇÃO EÓLICA

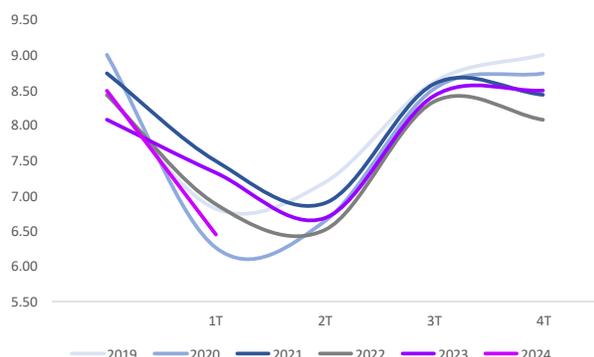
No 1T24, a geração eólica líquida foi de 817,1 GWh, uma queda de 24,3% quando comparado ao mesmo período do ano anterior (1.079,9 GWh no 1T23), ainda com impacto do *constrained-off* no trimestre, mesmo que em menor dimensão, quando comparado aos dois trimestres anteriores. Desconsiderando os efeitos de *constrained-off* no período (22,4 GWh), a geração seria 22,3% menor comparado ao 1T23.

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

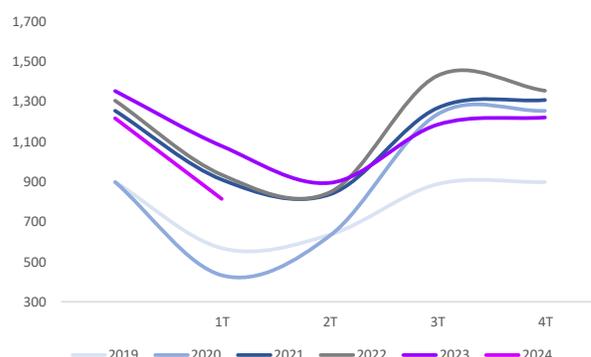
Complexos	Geração (GWh)				Vento (m/s)			
	1T23	1T24	Δ%	Δ	1T23	1T24	Δ%	Δ
Ventos de Tianguá	118,5	116,9	-1,3%	-1,5	6,95	6,79	-2,4%	-0,2
Serra do Mel 1 e 2	430,4	299,4	-30,4%	-131,0	7,20	6,19	-14,0%	-1,0
Echo 1, 2, 4 e 5	292,9	207,5	-29,2%	-85,4	7,53	6,45	-14,4%	-1,1
Ventos de São Clemente	238,1	193,3	-18,8%	-44,8	7,56	6,78	-10,2%	-0,8
Porfólio	1.079,9	817,1	-24,3%	-262,8	7,34	6,45	-12,1%	-0,9

INDICADORES OPERACIONAIS

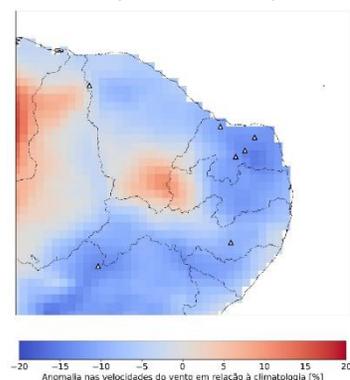
MÉDIA DOS VENTOS - PORTFÓLIO (m/s)



GERAÇÃO TOTAL - PORTFÓLIO (GWh)

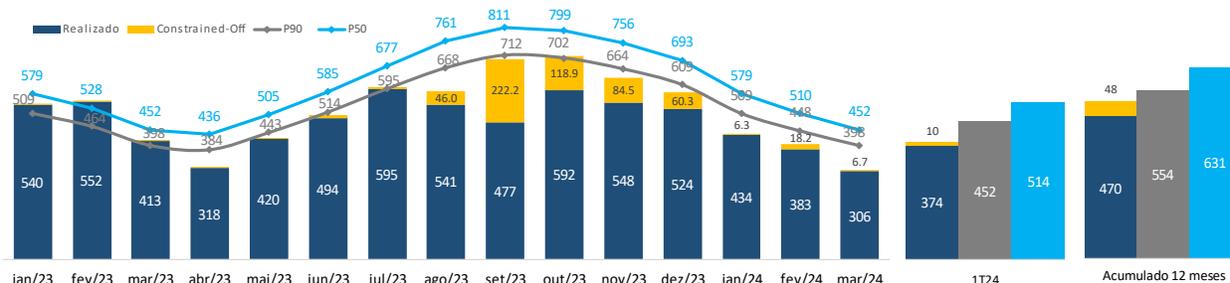


O 1T24 apresentou condições climáticas atípicas que impactaram a geração eólica da Echoenergia. A intensificação de Ondas de Leste, ZCIT (Zona de Convergência Intertropical) e chuvas convectivas, impulsionadas por anomalias positivas na TSA (Índice Tropical do Atlântico Sul), contrastou com anomalias negativas na temperatura do oceano na região Sudeste. Esse cenário intensificou o gradiente de temperatura no Atlântico, aumentando a frequência de sistemas transientes como frentes frias e ciclones, enfraquecendo a ASAS (Alta Subtropical do Atlântico Sul). Essa conjuntura resultou em um aumento do volume de chuvas e na redução da velocidade dos ventos em grande parte do Nordeste, afetando diretamente a produção eólica da Echoenergia. Nos complexos da empresa, a velocidade dos ventos apresentou queda de 12,1% entre o 1T23 e o 1T24. A figura ao lado ilustra a anomalia de vento no 1T24 em comparação com a climatologia de longo prazo⁴, evidenciando anomalias negativas significativas em todos os complexos da Echoenergia, com exceção de Tianguá.



O gráfico a seguir apresenta a geração de energia da Echoenergia nos últimos 12 meses e a visão para o 1T24, 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.

Portfólio Echoenergia- Geração realizada e variabilidade do recurso em 12 meses para P50 e P90 de 1 ano (MWm)



⁴ Dados provenientes do modelo ERA5 (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts Reanalysis v5), considerando como climatologia período de 1980 a 2024.

CONSTRAINED-OFF

Após a ocorrência em 15 de agosto de 2023 que resultou no desligamento parcial do Sistema Interligado Nacional (SIN), o Operador Nacional do Sistema (ONS) implementou modificações no modo de operação do sistema que ocasionaram restrições significativas de geração (conhecidas como "*constrained-off*") para os agentes de geração de energia renovável no Nordeste. Entre as modificações, destaca-se a redução dos limites de exportação de energia do Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste e o Norte.

Historicamente, até a data da ocorrência, a Echoenergia havia experimentado impactos limitados e, portanto, desprezíveis, devido aos *constrained-offs*. No entanto, após a data da ocorrência, a empresa foi afetada principalmente em seus projetos de Serra do Mel e Tianguá. No 1T24, as perdas de energia totalizaram 22,4 GWh (2,7%), com maior relevância para Serra do Mel com 17,1 GWh.

É relevante destacar que o ONS tem gradualmente reduzido as restrições, observando-se um impacto menor no 1T24 em comparação com o 4T23. Além disso, a Echoenergia tem trabalhado ativamente em colaboração com as associações do setor para minimizar o impacto dos *constrained-offs* em seu portfólio.

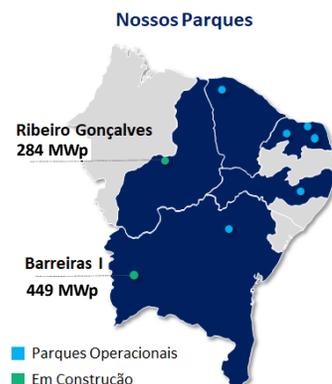
PIPELINE RENOVÁVEL

PROJETOS EM CONSTRUÇÃO

A Echoenergia, por meio de sua subholding Echo Crescimento, iniciou o desenvolvimento do pipeline de projetos, com a construção de dois complexos solares: o de **Ribeiro Gonçalves**, localizado no Piauí, com capacidade instalada de 283,7 MWp, e energizado em 24 de abril de 2024 e, o de **Barreiras I**, localizado na Bahia, com capacidade instalada de 449,2 MWp.

Esta etapa é um importante marco no processo de geração de valor da Echoenergia, em linha com o planejamento estratégico de longo prazo da Companhia, permitindo não apenas diversificar o portfólio de ativos de geração, agora na frente de desenvolvimento de projetos solares, como também avançar na sua estratégia de comercialização.

Maiores informações sobre os projetos em desenvolvimento estão demonstradas na tabela a seguir.



DADOS TÉCNICOS

Projetos em Construção	Ribeiro Gonçalves	Barreiras I
Dados Gerais		
Fonte	Solar	Solar
Localização (Estado)	PI	BA
Capacidade Instalada (MWac)	223,2	351,1
Capacidade Instalada (MWp)	283,7	449,2
Energia assegurada P50 (Aneel)	68,0	117,5
Fator de Capacidade P50 (%)	30,5%	33,4%
Prazo de autorização	ago/2055	mai/2056
Dados Técnicos		
Número de painéis	468.376	725.760
Subestação	SE Ribeiro Gonçalves	SE Barreiras II
Dados Regulatórios		
Possui desconto no Fio	Sim, 50%	Sim, 50%
CUST/CCT Assinada	14/04/2021 - 30/06/2022	26/11/2021 - 03/06/2022
Cronograma estimado		
Construção UFV	1T24	3T24
Construção SE	1T24	2T24
Construção LT	1T24	2T24
COD ¹	Data limite: Não aplicável	Data limite: abr/25
Avanço Físico (até 31/03/2024)	99,1%	91,8%
Dados Financeiros		
Hard CAPEX ² (R\$ milhões)	960,5	1.488,8
CAPEX (R\$ milhões)/MWp	3,4	3,3
Total Investido (R\$ milhões)	966,8	1.415,1

1 - Ribeiro Gonçalves teve outorga emitida antes da Lei 14.120/21, portanto, não se enquadra no prazo de 48 meses contados a partir da sua emissão para manutenção do benefício do desconto na TUSD/TUST.

2 - Hard CAPEX: módulos, trackers, inversores e engenharia; não contempla contingências, inflação e hedge.

FINANCIAMENTO DE LONGO PRAZO

Projetos em Construção	Fonte	Contratado (R\$ milhões)	Desembolsado (R\$ milhões)	% Desembolsado	Custo	Prazo
Ribeiro Gonçalves	BNDES - Subcrédito A	510,0	347,0	68,0%	IPCA + 7,57%	24 anos
	BNDES - Subcrédito B	195,0	0,0	0,0%	IPCA + 8,37%	15 anos
	BNB	200,0	0,0	0,0%	IPCA + 4,54%	24 anos
	Total	905,0	347,0	38,3%	N/A	N/A
Barreiras I	BNB/AFD	380,0	-	-	IPCA + 8,37%	24 anos
	Debêntures	950,0	950,0	100,0%	IPCA + 6,84%	21 anos
	Total	1.330,0	950,0	71,4%	N/A	N/A

O subcrédito B do financiamento BNDES para Ribeiro Gonçalves foi contratado apenas como seguro, mas a intenção da companhia é substituí-lo por linhas de longo prazo de menor custo.

DESEMPENHO FINANCEIRO

Apresentamos o desempenho econômico-financeiro da Echoenergia para o 1T24 e, para melhor visão do negócio de geração e comercialização, trazemos uma visão proforma combinando o resultado da Solenergias (Equatorial Renováveis S.A.), veículo de comercialização do grupo, o qual é atualmente consolidado, na visão societária, sob a Equatorial Serviços.

DRE	Echo Crescimento				Sol Energias			
	1T23	1T24	Δ%	Δ	1T23	1T24	Δ%	Δ
Receita Líquida	-	4,4	N/A	4,4	61,2	68,9	12,6%	7,7
(-) Compra de Energia	-	(4,3)	N/A	(4,3)	(54,1)	(61,8)	14,3%	(7,7)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	(0,1)	N/A	(0,1)	76,3	5,1	-93,3%	(71,3)
Lucro Bruto de Energia	-	(0,0)	N/A	(0,0)	83,5	12,3	-85,3%	(71,2)
Custos e Despesas Operacionais	-	0,7	N/A	0,7	(4,6)	(5,3)	14,0%	(0,6)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	-	(0,0)	N/A	(0,0)	(1,7)	(0,3)	-80,6%	1,4
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	-	0,7	N/A	0,7	(2,9)	(5,0)	68,8%	(2,0)
EBITDA	-	0,7	N/A	0,7	78,8	7,0	-91,2%	(71,9)
Margem EBITDA (%)	N/A	15,1%	N/A	N/A	128,8%	10,1%	-118,7p.p.	N/A
(-/+) Efeitos Não-Recorrentes	-	-	N/A	-	-	-	N/A	-
(-/+) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	0,1	N/A	0,1	(76,3)	(5,1)	-93,3%	71,3
EBITDA Ajustado	-	0,7	N/A	0,7	2,5	1,9	-25,1%	(0,6)
Margem EBITDA Ajustada (%)	N/A	16,9%	N/A	N/A	4,1%	2,7%	-1,4p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	-	(0,0)	N/A	(0,0)	(0,0)	(0,0)	0,0%	(0,0)
(+/-) Resultado Financeiro	-	0,1	N/A	0,1	1,7	0,1	-91,9%	(1,6)
(-) Impostos	-	(0,2)	N/A	(0,2)	(28,1)	(2,6)	-90,7%	25,5
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	-	0,6	N/A	0,6	52,5	4,5	-91,5%	(48,0)
Margem Líquida (%)	N/A	14,3%	N/A	N/A	85,7%	6,5%	-79,2p.p.	N/A

DRE	Echo Participações			
	1T23	1T24	Δ%	Δ
Receita Líquida	240,9	201,6	-16,3%	(39,3)
(-) Compra de Energia	(12,4)	(6,2)	-49,6%	6,1
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(0,1)	-	-100,0%	0,1
Lucro Bruto de Energia	228,4	195,4	-14,5%	(33,0)
Custos e Despesas Operacionais	(90,4)	(80,5)	-11,0%	10,0
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(70,6)	(72,4)	2,4%	(1,7)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(19,8)	(8,1)	-59,0%	11,7
EBITDA	138,0	114,9	-16,7%	(23,1)
Margem EBITDA (%)	57,3%	57,0%	-0,3p.p.	N/A
(-/+) Efeitos Não-Recorrentes	10,9	(0,3)	-102,5%	(11,1)
(-/+) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	0,1	-	-100,0%	(0,1)
EBITDA Ajustado	149,0	114,6	-23,0%	(34,3)
Margem EBITDA Ajustada (%)	61,8%	56,9%	-5p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(76,1)	(65,2)	-14,3%	10,9
(+/-) Resultado Financeiro	(90,6)	(72,3)	-20,2%	18,3
(-) Impostos	(13,0)	(11,1)	-15,0%	1,9
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	(41,7)	(33,7)	-19,3%	8,0
Margem Líquida (%)	-17,3%	-16,7%	0,6p.p.	N/A

LUCRO BRUTO DE ENERGIA - ECHOENERGIA

A receita líquida totalizou R\$ 201,6 milhões no 1T24, uma redução de 16,3% quando comparado ao mesmo período do ano passado, ou de R\$ 39,3 milhões. Essa variação é explicada pela menor geração dos ativos eólicos e impactos do *constrained off*.

Desde o 3T23, passamos a apresentar o resultado da Echo Crescimento, veículo que consolida as operações dos projetos em construção, e é consolidado pela Equatorial Transmissão. Pelo fato de os parques solares ainda não estarem operacionais, o Lucro Bruto de Energia de Echo Crescimento foi zero no período.

É importante destacar que no 4T23 houve um ajuste na metodologia de mensuração do MtM, que agora impacta apenas os contratos de *trading* da comercializadora.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS - ECHOENERGIA

Os custos e despesas operacionais (excluindo depreciação e amortização e compra de energia) totalizaram R\$ 80,5 milhões no período, uma redução de 11,0%, ou R\$ 10,0 milhões, comparado ao 1T23. Esse efeito é explicado, principalmente, pelos fatores abaixo:

- (i) A variação em despesas operacionais e administrativas se deve ao valor de R\$ 10,9 milhões relacionado à baixa de adiantamento de fornecedores contabilizada no 1T23, efeito não caixa e extemporâneo;
- (ii) O&M em R\$ 0,8 milhões, principalmente devido ao recebimento de nota de débito de serviços compartilhados com parceiros em Vila Sergipe e menor custo de alvará para o período;
- (iii) Outros, cuja variação foi de R\$ 2,3 milhões, principalmente devido: (i) redução de prêmio na renovação de seguros, no valor de R\$ 0,6 milhão e ao complemento da indenização por lucros cessantes referente ao sinistro em Echo 2, no montante de R\$ 0,8 milhão e, (ii) despesas diversas, com ênfase para redução em despesas de condomínio devido a realocação do escritório, despesas de cartório e alvarás e taxas.

Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento com:

- (i) Pessoal, em R\$ 1,6 milhão, devido ao aumento de headcount;
- (ii) Encargos de transmissão em R\$ 1,4 milhão, reflexo do último reajuste.

EBITDA - ECHOENERGIA

O EBITDA Ajustado no 1T24 foi de R\$ 114,6 milhões, uma redução de 16,7% quando comparado com o 1T23, refletindo os impactos mencionados acima. O EBITDA Ajustado desconsidera o efeito não recorrente de R\$ 0,3 milhões relacionado à atualização do valor de registro contábil do plano de outorga de ações de diretores, que foi favorável ao resultado.

Analisando o resultado proforma, foi reconhecido a efeito líquido, não-caixa, de marcação a mercado de contratos futuros no valor de R\$ 5,1 milhões negativos na Solenergias (Equatorial Renováveis S.A.), conforme explicação no capítulo anterior.

RESULTADO FINANCEIRO - ECHOENERGIA

O resultado financeiro líquido registrado no período foi de R\$ 72,3 milhões negativos, valor R\$ 18,3 milhões menor quando comparado ao resultado negativo de R\$ 90,6 milhões no 1T23. Este efeito é composto por uma diminuição na despesa financeira e juros afetados pela queda no IPCA e queda da receita financeira devido a menor disponibilidade de caixa no período.

- i. Queda nas receitas financeiras em R\$ 7,7 milhões, principalmente, pela: (a) menor posição de caixa e equivalentes de caixa e (b) ao CDI menor em 1T24 com relação a 1T23, atingindo 2,62% no trimestre contra 3,24% no mesmo período no ano anterior;
- ii. Redução de R\$ 26,0 milhões de despesas financeiras sendo afetada em sua grande parte pela queda nos juros comparada ao 1T23, saindo de R\$ 120,9 milhões no 1T23 para R\$95,1 milhões no 1T24.

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

SANEAMENTO**DESEMPENHO OPERACIONAL E COMERCIAL**

Indicadores Operacionais - Água	1T23	4T23	1T24	Δ% vs 1T23	Δ% vs 4T23
Economias faturadas (mil)	85,7	81,5	80,7	-5,7%	-0,9%
Volume Faturado (mil m ³)	5.787,7	5.450,4	4.964,7	-14,2%	-8,9%
Índice de cobertura (%)	40,6%	42,0%	42,0%	3,5%	0,0%
Índice de Perda da Distribuição (%)	64,0%	58,5%	60,2%	-5,9%	3,0%
Indicadores Operacionais - Esgoto	1T23	4T23	1T24	Δ% vs 1T23	Δ% vs 4T23
Economias faturadas (mil)	11,8	9,7	10,9	-7,6%	12,3%
Volume Faturado (mil m ³)	745,9	638,7	589,2	-21,0%	-7,8%
Índice de cobertura (%)	7,0%	8,0%	8,0%	14,3%	0,0%

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

DESEMPENHO FINANCEIRO

Demonstração de Resultado	1T23	1T24	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Receita Operacional	42,6	42,8	1%	0,2
Abastecimento de água e serviços de esgoto	27,0	21,8	-19%	-5,2
Receita de construção	15,2	20,2	33%	5,0
Outras receitas	0,3	0,8	140%	0,5
Deduções à receita operacional	(2,5)	(2,1)	-18%	0,4
Receita operacional líquida	40,1	40,8	2%	0,7
Custos de construção	(15,2)	(20,2)	33%	-5,0
Custo da Operação	(23,4)	(26,0)	11%	-2,6
Pessoal	(7,8)	(8,5)	8%	-0,6
Material	(3,1)	(2,3)	-26%	0,8
Serviços de terceiros	(2,3)	(3,4)	49%	-1,1
PDD/Provisões	(6,3)	(8,1)	28%	-1,8
Outros	(3,9)	(3,5)	-11%	0,4
Outras Receitas e Despesas Operacionais	-	(0,3)		
EBITDA	1,5	(5,4)	-472%	-6,9
Depreciação e amortização	(6,8)	(7,2)	6%	-0,4
Resultado financeiro	(42,1)	(44,3)	5%	-2,2
Receita financeira	1,0	3,0	202%	2,0
Despesa financeira	(43,1)	(47,3)	10%	-4,2
Tributos	-	-	N/A	0,0
Resultado do exercício	(47,5)	(56,9)	20%	-9,5

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

No 1T24, a receita operacional líquida da CSA atingiu R\$ 40,8 milhões, um aumento de 2% em comparação ao 1T23.

Embora o total permaneça em linha com o 1T23, observamos variações na composição da receita operacional líquida, onde destacam-se: (i) aumento de R\$ 5,0 milhões ou 33% na receita de construção em função dos investimentos realizados no período, e (ii) redução de R\$ 5,2 milhões ou 19% na receita proveniente do abastecimento de água e serviços de esgoto, refletindo o saneamento da base de clientes e o avanço dos serviços de corte de consumidores inadimplentes.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais (excluindo depreciação e amortização) totalizaram R\$ 26,0 milhões, um aumento de R\$ 2,6 milhões ou 11% quando comparado ao 1T23, levando em consideração os pontos abaixo:

Pessoal e Serviços de Terceiros: aumento referente ao robustecimento do quadro de colaboradores e equipes de cobrança com efeitos de R\$ 0,6 milhão e R\$ 1,8 milhão, respectivamente.

Material: Redução de 26% nos custos de materiais (R\$ 0,8 milhões) dado a redução na compra produtos químicos entre trimestres, resultado da entrada em operação do gerador de cloro em maio de 2023.

Outros: Redução de 11% (R\$ 0,4 milhão) pelo efeito contábil do IFRS 16 (Arrendamento).

O aumento na PDD/Provisões foi de R\$ 1,8 milhões.

RESULTADO FINANCEIRO

No 1T24, o resultado financeiro líquido foi de R\$ 44,3 milhões, R\$ 2,2 milhões menor que o 1T23, refletindo o aumento da dívida entre períodos (+19,9%) e parcialmente compensado pelo aumento das rendas financeiras, que refletem o maior caixa no trimestre.

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

EQUATORIAL SERVIÇOS**DESEMPENHO FINANCEIRO**

Demonstração de Resultado	1T23	1T24	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Receita operacional	212	186	-12,2%	-25,8
Deduções da receita operacional	(29)	(23)	-20,2%	5,9
Receita operacional líquida	183	163	-10,9%	-19,9
Energia elétrica comprada para revenda	(50)	(65)	30,1%	-15,1
Custos e Despesas Operacionais	(47)	(67)	44,1%	-20,6
Outras receitas e despesas operacionais	-	(0)	N/A	-0,2
EBITDA	85,8	30,0	-65,1%	-55,8
<i>Margem EBITDA</i>	40,5%	16,1%	-60,2%	
(-/+ Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(76)	(5)	-93,4%	71,3
EBITDA Ajustado	9,5	25,0	161,8%	15,4
Depreciação e Amortização	(1)	(3)	83,6%	-1,2
Resultado do serviço (EBIT)	84	27	-67,6%	-57,1
Resultado financeiro	2	(5)	-386,2%	-6,6
Tributos	(32)	(11)	-65,6%	21,1
Lucro Líquido	54	11	-79,0%	-42,6

A Receita operacional bruta apresentou uma redução de R\$ 25,8 milhões entre trimestres. A variação entre os períodos deve-se a variação positiva do efeito de marcação a mercado em R\$ 71,2 milhões, principalmente, em função da nova metodologia de precificação do volume de contratos para entrega futura negociados pela Solenergias no período; compensado parcialmente pelo: (i) aumento das receitas com serviços de Call Center, que cresceram em R\$ 20 milhões devido ao novo contrato de anuência e início do faturamento dos serviços digitais em GO; e, (ii) aumento da receita da Equatorial Telecom e da venda de seguros em R\$ 5,8 e R\$ 1,2 milhões, respectivamente.

O EBITDA da companhia foi de R\$ 30,0 milhões no trimestre, enquanto o EBITDA Ajustado atingiu R\$ 24,9 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](#)