



Companhia Paranaense de Energia

CNPJ Nº 76.483.817/0001-20

Companhia de Capital Aberto - CVM 1431-1

www.copel.com copel@copel.com

Rua José Izidoro Biazetto, 158, Bloco A, Mossunguê - Curitiba - PR

CEP 81200-240

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

INTERMEDIÁRIAS

Março/2024

SUMÁRIO

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	3
Balancos Patrimoniais	3
Demonstrações de Resultados	5
Demonstrações de Resultados Abrangentes	6
Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido	7
Demonstrações dos Fluxos de Caixa	8
Demonstrações do Valor Adicionado	10
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS	12
1 Contexto Operacional	12
2 Concessões e Autorizações	16
3 Base de Preparação	19
4 Políticas Contábeis Materiais	21
5 Caixa e Equivalentes de Caixa	22
6 Títulos e Valores Mobiliários	22
7 Clientes	23
8 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos	24
9 Contas a Receber Vinculadas à Concessão	25
10 Ativos de contrato	26
11 Outros Créditos	28
12 Tributos	29
13 Despesas Antecipadas	36
14 Depósitos Judiciais	36
15 Investimentos	37
16 Imobilizado	40
17 Intangível	42
18 Obrigações Sociais e Trabalhistas	44
19 Fornecedores	44
20 Empréstimos e Financiamentos	45
21 Debêntures	49
22 Benefícios Pós-emprego	51
23 Encargos Setoriais a Recolher	52
24 Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	53
25 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão	54
26 Direito de uso de ativos e Passivo de arrendamentos	54
27 Outras Contas a Pagar	56
28 Provisões para Litígios e Passivo Contingente	57
29 Patrimônio Líquido	61
30 Receita Operacional Líquida	62
31 Custos e Despesas Operacionais	65
32 Resultado Financeiro	68
33 Segmentos Operacionais	69
34 Instrumentos Financeiros	73
35 Transações com Partes Relacionadas	86
36 Compromissos	90
37 Seguros	91
38 Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa	91
39 Ativos mantidos para venda e operações descontinuadas	92
40 Eventos subsequentes	96
COMENTÁRIO DO DESEMPENHO	98
1 Novos projetos	98
2 Mercado de Energia	99
3 Administração	103
4 Relações com o Mercado	103
5 Tarifas	104
6 Resultado Econômico-Financeiro	105
COMPOSIÇÃO DOS GRUPOS RESPONSÁVEIS PELA GOVERNANÇA	109
RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE	110
PARECER DO CONSELHO FISCAL	112
COMENTÁRIO SOBRE O COMPORTAMENTO DAS PROJEÇÕES EMPRESARIAIS	113
D E C L A R A Ç Ã O	114

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
Balancos Patrimoniais

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

em milhares de reais

ATIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2024	31.12.2023	31.03.2024	31.12.2023
CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	5	1.892.501	2.231.413	5.789.893	5.634.623
Títulos e valores mobiliários	6	91	93	2.779	4.763
Cauções e depósitos vinculados		-	-	9	9
Clientes	7	-	-	3.850.298	3.761.170
Dividendos a receber		1.993.256	1.942.406	85.046	95.569
Ativos financeiros setoriais	8	-	-	-	15.473
Contas a receber vinculadas à concessão	9	-	-	9.751	9.354
Ativos de contrato	10	-	-	278.515	284.616
Outros créditos	11	2.796	2.431	767.182	949.732
Estoques		-	-	193.391	174.726
Imposto de renda e contribuição social		130.827	113.532	345.916	315.218
Outros tributos a recuperar	12.2	-	-	857.093	943.343
Despesas antecipadas	13	1.532	1.897	65.231	62.869
Partes relacionadas	35	36.520	54	804	1.336
		4.057.523	4.291.826	12.245.908	12.252.801
Ativos classificados como mantidos para venda	39	520.370	528.195	1.440.490	1.462.929
		4.577.893	4.820.021	13.686.398	13.715.730
NÃO CIRCULANTE					
Realizável a Longo Prazo					
Títulos e valores mobiliários	6	-	-	520.894	490.732
Outros investimentos temporários		27.535	31.728	42.133	31.728
Clientes	7	-	-	94.832	105.259
Depósitos judiciais	14	141.778	143.371	390.398	634.712
Ativos financeiros setoriais	8	-	-	-	15.473
Contas a receber vinculadas à concessão	9	-	-	2.957.737	2.809.901
Ativos de contrato	10	-	-	7.308.842	7.320.445
Outros créditos	11	18	18	658.013	853.340
Imposto de renda e contribuição social		-	-	61.704	68.003
Imposto de renda e contribuição social diferidos	12.1	340.403	359.485	1.687.771	1.757.688
Outros tributos a recuperar	12.2	41.347	41.078	2.143.205	2.256.156
Partes relacionadas	35	2.217	35.507	-	-
		553.298	611.187	15.865.529	16.343.437
Investimentos	15	20.425.463	19.906.237	3.507.535	3.511.797
Imobilizado	16	8.390	8.424	10.717.791	10.825.421
Intangível	17	6.690	6.336	11.404.490	11.170.089
Direito de uso de ativos	26.1	6.904	6.692	279.246	252.600
		21.000.745	20.538.876	41.774.591	42.103.344
TOTAL DO ATIVO		25.578.638	25.358.897	55.460.989	55.819.074

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

Balancos Patrimoniais

em 31 de março de 2024 e 31 de dezembro de 2023 (continuação)

em milhares de reais

PASSIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2024	31.12.2023	31.03.2024	31.12.2023
CIRCULANTE					
Obrigações sociais e trabalhistas	18	32.025	30.608	946.974	927.538
Partes relacionadas	35	1.639	1.838	-	-
Fornecedores	19	7.150	4.530	2.156.716	2.154.430
Imposto de renda e contribuição social		-	183	45.269	132.979
Outras obrigações fiscais	12.2	6.270	476	308.288	346.083
Empréstimos e financiamentos	20	-	-	1.145.446	675.980
Debêntures	21	-	-	1.344.004	1.225.649
Dividendos a pagar		464.138	464.147	464.137	464.147
Benefícios pós-emprego	22	4.399	3.842	96.705	85.833
Encargos setoriais a recolher	23	-	-	62.816	61.466
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	24	-	-	295.811	320.196
Contas a pagar vinculadas à concessão	25	-	-	101.098	101.976
Passivos financeiros setoriais	8	-	-	423.955	476.103
Passivo de arrendamentos	26.2	329	405	52.717	49.742
Outras contas a pagar	27	358.097	15.136	1.051.243	859.466
PIS e Cofins a restituir para consumidores	12.2.1	-	-	773.259	558.591
Provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins	12.2.1	-	-	64.628	-
Provisões para litígios	28	-	336.000	-	336.000
		874.047	857.165	9.333.066	8.776.169
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda	39	-	-	512.687	533.264
		874.047	857.165	9.845.753	9.309.433
NÃO CIRCULANTE					
Partes relacionadas	35	5.851	5.851	-	-
Fornecedores	19	-	-	131.143	131.143
Imposto de renda e contribuição social diferidos	12.1	75	-	1.704.968	1.686.793
Outras obrigações fiscais	12.2	-	4.030	334.765	612.093
Empréstimos e financiamentos	20	-	-	4.112.616	4.667.237
Debêntures	21	-	-	8.444.473	8.393.457
Benefícios pós-emprego	22	46.992	47.537	1.396.498	1.398.410
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	24	-	-	254.478	233.478
Contas a pagar vinculadas à concessão	25	-	-	781.093	791.879
Passivos financeiros setoriais	8	-	-	93.797	27.888
Passivo de arrendamentos	26.2	7.045	6.681	246.138	220.700
Outras contas a pagar	27	28.894	25.297	395.667	579.070
PIS e Cofins a restituir para consumidores	12.2.1	-	-	-	173.135
Provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins	12.2.1	-	-	1.846.131	1.909.775
Provisões para litígios	28	198.154	526.183	1.148.205	1.492.916
		287.011	615.579	20.889.972	22.317.974
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Atribuível aos acionistas da empresa controladora					
Capital social	29.1	12.821.758	12.821.758	12.821.758	12.821.758
Ajustes de avaliação patrimonial	29.2	299.005	307.050	299.005	307.050
Reserva legal		1.625.628	1.625.628	1.625.628	1.625.628
Reserva de retenção de lucros		9.000.506	9.000.506	9.000.506	9.000.506
Dividendo adicional proposto		131.211	131.211	131.211	131.211
Lucros acumulados		539.472	-	539.472	-
		24.417.580	23.886.153	24.417.580	23.886.153
Atribuível aos acionistas não controladores	15.2.2	-	-	307.684	305.514
		24.417.580	23.886.153	24.725.264	24.191.667
TOTAL DO PASSIVO		25.578.638	25.358.897	55.460.989	55.819.074

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstrações de Resultados

dos períodos de três meses findos em 31 de março de 2024 e de 2023
em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2024	Reapresentado 31.03.2023	31.03.2024	Reapresentado 31.03.2023
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE					
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	30	-	-	5.416.998	5.267.557
Custos Operacionais	31	-	-	(4.154.264)	(3.880.994)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO		-	-	1.262.734	1.386.563
Outras Receitas (Despesas) Operacionais					
Despesas com vendas	31	-	-	(50.531)	2.252
Despesas gerais e administrativas	31	(37.447)	(31.993)	(193.274)	(240.859)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	31	(14.779)	(2.186)	(65.483)	(60.529)
Resultado da equivalência patrimonial	15	566.383	643.535	81.643	104.088
		514.157	609.356	(227.645)	(195.048)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		514.157	609.356	1.035.089	1.191.515
Resultado Financeiro	32				
Receitas financeiras		58.114	14.924	251.661	232.253
Despesas financeiras		(13.916)	(541)	(519.835)	(561.487)
		44.198	14.383	(268.174)	(329.234)
LUCRO OPERACIONAL		558.355	623.739	766.915	862.281
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	12.3				
Imposto de renda e contribuição social		-	-	(146.666)	(144.504)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		(19.157)	6.814	(88.059)	(87.627)
		(19.157)	6.814	(234.725)	(232.131)
LUCRO LÍQUIDO PROVENIENTE DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		539.198	630.553	532.190	630.150
OPERAÇÕES DESCONTINUADAS					
Lucro líquido (prejuízo) proveniente de operações descontinuadas	39	(7.815)	(3.963)	1.353	5.340
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		531.383	626.590	533.543	635.490
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações em continuidade		-	-	539.198	630.553
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações descontinuadas		-	-	(7.815)	(3.963)
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações em continuidade	15.2.2	-	-	(1.513)	177
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações descontinuadas	15.2.2	-	-	3.673	8.723
LUCRO LÍQUIDO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - em reais	29.3				
Ações ordinárias		0,17112	0,21707		
Ações preferenciais classe "A"		0,18823	0,23878		
Ações preferenciais classe "B"		0,18823	0,23878		
LUCRO LÍQUIDO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - em reais	29.3				
Ações ordinárias		0,16864	0,21571		
Ações preferenciais classe "A"		0,18550	0,23728		
Ações preferenciais classe "B"		0,18550	0,23728		

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstrações de Resultados Abrangentes
dos períodos de três meses findos em 31 de março de 2024 e de 2023
em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2024	Reapresentado 31.03.2023	31.03.2024	Reapresentado 31.03.2023
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		531.383	626.590	533.543	635.490
Outros resultados abrangentes					
Itens que poderão ser reclassificados para o resultado	29.2				
Ajustes de ativos financeiros		-	-	96	(282)
Ajustes de ativos financeiros - equivalência patrimonial		44	(130)	-	-
Tributos sobre outros resultados abrangentes		-	-	(33)	96
Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos		44	(130)	63	(186)
RESULTADO ABRANGENTE DO PERÍODO		531.427	626.460	533.606	635.304
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações em continuidade				539.242	630.423
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações descontinuadas				(7.815)	(3.963)
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações em continuidade				(1.494)	121
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações descontinuadas				3.673	8.723

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido
dos períodos de três meses findos em 31 de março de 2024 e de 2023
em milhares de reais

	NE nº	Atribuível aos acionistas da empresa controladora							Total Controladora	Atribuível aos acionistas não controladores	Total Consolidado
		Capital social	Ajustes de avaliação patrimonial		Reservas de lucros			Lucros acumulados			
			Custo atribuído do imobilizado	Outros resultados abrangentes	Reserva legal	Reserva de retenção de lucros	Dividendo adicional proposto				
Saldo em 1º de janeiro de 2024		12.821.758	564.723	(257.673)	1.625.628	9.000.506	131.211	-	23.886.153	305.514	24.191.667
Lucro líquido do período		-	-	-	-	-	-	531.383	531.383	2.160	533.543
Outros resultados abrangentes		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de ativos financeiros	29.2	-	-	44	-	-	-	-	44	19	63
Resultado abrangente total do período		-	-	44	-	-	-	531.383	531.427	2.179	533.606
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos	29.2	-	(8.089)	-	-	-	-	8.089	-	-	-
Dividendos	15.2.2	-	-	-	-	-	-	-	-	(9)	(9)
Saldo em 31 de março de 2024		12.821.758	556.634	(257.629)	1.625.628	9.000.506	131.211	539.472	24.417.580	307.684	24.725.264

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

	NE nº	Atribuível aos acionistas da empresa controladora							Total Controladora	Atribuível aos acionistas não controladores	Total Consolidado
		Capital social	Ajustes de avaliação patrimonial		Reservas de lucros			Lucros acumulados			
			Custo atribuído do imobilizado	Outros resultados abrangentes	Reserva legal	Reserva de retenção de lucros	Dividendo adicional proposto				
Saldo em 1º de janeiro de 2023		10.800.000	597.276	(3.894)	1.512.687	7.911.295	-	-	20.817.364	313.861	21.131.225
Lucro líquido do período		-	-	-	-	-	-	626.590	626.590	8.900	635.490
Outros resultados abrangentes		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de ativos financeiros		-	-	(130)	-	-	-	-	(130)	(56)	(186)
Resultado abrangente total do período		-	-	(130)	-	-	-	626.590	626.460	8.844	635.304
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos		-	(8.199)	-	-	-	-	8.199	-	-	-
Saldo em 31 de março de 2023		10.800.000	589.077	(4.024)	1.512.687	7.911.295	-	634.789	21.443.824	322.705	21.766.529

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstrações dos Fluxos de Caixa

dos períodos de três meses findos em 31 de março de 2024 e de 2023

em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2024	Reapresentado 31.03.2023	31.03.2024	Reapresentado 31.03.2023
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					
Lucro líquido do período proveniente de operações em continuidade		539.198	630.553	532.190	630.150
Ajustes para a reconciliação do lucro líquido do período com a geração de caixa das atividades operacionais:					
Encargos e variações monetárias não realizadas - líquidas		1.939	(12.574)	471.223	419.656
Juros efetivos - bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas	9.2	-	-	(33.051)	(36.944)
Remuneração de contratos de concessão de transmissão	10.3	-	-	(202.886)	(238.365)
Imposto de renda e contribuição social	12.3	-	-	146.666	144.504
Imposto de renda e contribuição social diferidos	12.3	19.157	(6.814)	88.059	87.627
Resultado da equivalência patrimonial	15.1	(566.383)	(643.535)	(81.643)	(104.088)
Apropriação de obrigações de benefícios pós emprego		2.651	2.012	66.582	66.794
Constituição para programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	24.1	-	-	43.343	40.203
Reconhecimento do valor justo do ativo indenizável da concessão	30.1	-	-	(18.970)	(25.734)
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	30.1	-	-	59.964	(269.120)
Depreciação e amortização	31	779	729	364.628	331.415
Perdas estimadas, provisões e reversões operacionais líquidas	31.4	10.538	3.120	86.021	(11.088)
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	10.3	-	-	(181)	(181)
Valor justo nas operações de compra e venda de energia no mercado ativo	30.1 e 31.1	-	-	12.839	(50.291)
Baixas de contas a receber vinculadas à concessão	9.1	-	-	84	30
Baixas de ativos de contrato	10.1	-	-	3.533	2.834
Resultado das baixas de imobilizado	16.2	-	-	2.169	729
Resultado das baixas de intangíveis	17.1 e 17.4	-	-	9.837	18.252
Resultado das baixas de direito de uso de ativos e passivo de arrendamentos - líquido	26.1 e 26.2	-	-	(51)	(4)
		7.879	(26.509)	1.550.356	1.006.379
Redução (aumento) dos ativos					
Cientes		-	-	98.897	97.329
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos		461	110.852	59.208	5.860
Depósitos judiciais		(492)	(235)	(1.081)	11.724
Ativos financeiros setoriais		-	-	(15.444)	13.796
Outros créditos		(365)	(308)	(7.045)	(45.682)
Estoques		-	-	(18.665)	(23.359)
Imposto de renda e contribuição social a recuperar		(42.057)	(1.567)	(59.822)	(5.395)
Outros tributos a recuperar		240	725	76.665	64.605
Despesas antecipadas		365	(1.483)	(2.768)	(9.844)
Partes relacionadas		-	(4.751)	532	(295)
		(41.848)	103.233	130.477	108.739
Aumento (redução) dos passivos					
Obrigações sociais e trabalhistas		3.727	(27)	57.677	40.189
Partes relacionadas		(199)	511	-	-
Fornecedores		2.620	2.978	(28.011)	(197.927)
Outras obrigações fiscais		39.956	(27.285)	106.928	218.766
Benefícios pós-emprego		(2.639)	(2.103)	(57.622)	(55.942)
Encargos setoriais a recolher		-	-	1.350	(4.150)
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	24.1	-	-	(51.961)	(29.894)
Contas a pagar vinculadas à concessão	25.1	-	-	(27.481)	(29.049)
Outras contas a pagar		(334.433)	2.054	(298.679)	19.470
Provisões para litígios quitadas		(1.708)	-	(56.886)	(73.755)
		(292.676)	(23.872)	(354.685)	(112.292)
CAIXA GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		(326.645)	52.852	1.326.148	1.002.826
Imposto de renda e contribuição social pagos		(182)	-	(234.376)	(186.716)
Encargos de empréstimos e financiamentos pagos	20.2	-	-	(152.206)	(166.072)
Encargos de debêntures pagos		-	-	(122.975)	(142.569)
Encargos de passivo de arrendamentos pagos		(178)	(108)	(7.121)	(5.387)
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		(327.005)	52.744	809.470	502.082
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	39	-	-	(30.354)	38.108
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		(327.005)	52.744	779.116	540.190

(continua)

Demonstrações dos Fluxos de Caixa

dos períodos de três meses findos em 31 de março de 2024 e de 2023 (continuação)
em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		Reapresentado 31.03.2024	Reapresentado 31.03.2023	Reapresentado 31.03.2024	Reapresentado 31.03.2023
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
Aplicações financeiras		4.195	(1.182)	(38.549)	(45.638)
Empréstimos concedidos a partes relacionadas		(2.200)	(214.024)	-	-
Aquisições de ativos de contrato		-	-	(522.376)	(504.383)
Aquisições de controladas - efeito no caixa		-	-	-	(912.139)
Aportes em investimentos	15.1	(13.150)	(13.000)	-	(10.780)
Redução de capital em investidas	15.1	-	-	37.129	-
Aquisições de imobilizado		(240)	(29)	(38.355)	(34.907)
Aquisições de intangível	17.4	(364)	(557)	(2.756)	(2.044)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		(11.759)	(228.792)	(564.907)	(1.509.891)
PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE					
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	39	-	-	(3.721)	(3.824)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		(11.759)	(228.792)	(568.628)	(1.513.715)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
Ingressos de debêntures emitidas	21.2	-	-	-	1.300.000
Custos de transação na emissão de debêntures	21.2	-	-	-	(11.325)
Amortizações de principal de empréstimos e financiamentos	20.2	-	-	(66.375)	(59.216)
Amortizações de principal de debêntures		-	-	(5.862)	(5.688)
Amortizações de principal de passivo de arrendamentos		(139)	(109)	(17.047)	(16.655)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos		(9)	(45)	(9)	(45)
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		(148)	(154)	(89.293)	1.207.071
PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE					
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	39	-	-	(19.299)	(729)
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		(148)	(154)	(108.592)	1.206.342
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		(338.912)	(176.202)	101.896	232.817
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	5	2.231.413	199.877	5.634.623	2.678.457
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	5	1.892.501	23.675	5.789.893	2.751.672
Variação de caixa e equivalentes de caixa proveniente de operações descontinuadas	39	-	-	(53.374)	159.602
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		(338.912)	(176.202)	101.896	232.817

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstrações do Valor Adicionado
 dos períodos de três meses findos em 31 de março de 2024 e de 2023
 em milhares de reais

VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	Controladora		Consolidado	
	31.03.2024	31.03.2023	31.03.2024	31.03.2023
Receitas				
Venda de energia e outros serviços	-	-	7.041.330	6.121.079
Receita de construção	-	-	585.321	550.370
Valor justo do ativo indenizável da concessão	-	-	18.970	25.734
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	-	-	(59.964)	269.120
Outras receitas	(3.742)	1.222	20.709	16.998
Perdas de crédito esperadas	-	-	(42.332)	14.191
	(3.742)	1.222	7.564.034	6.997.492
(-) Insumos adquiridos de terceiros				
Energia elétrica comprada para revenda	-	-	2.120.935	1.991.641
Encargos de uso da rede elétrica (-) ESS e EER	-	-	715.632	610.055
Material, insumos e serviços de terceiros	13.855	10.992	274.707	270.072
Custo de construção	-	-	534.605	489.476
Perda de valores ativos	216	5	22.544	27.842
Reversão de perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos - <i>Impairment</i>	-	-	(1.155)	(36.926)
Outros insumos	17.440	6.417	71.489	69.982
	31.511	17.414	3.738.757	3.422.142
(=) VALOR ADICIONADO BRUTO	(35.253)	(16.192)	3.825.277	3.575.350
(-) Depreciação e amortização	779	729	364.628	331.415
(=) VALOR ADICIONADO LÍQUIDO	(36.032)	(16.921)	3.460.649	3.243.935
(+) Valor adicionado transferido				
Resultado da equivalência patrimonial	566.383	643.535	81.643	104.088
Receitas financeiras	58.114	14.924	251.661	232.253
Outras receitas	4	4	120.086	114.577
	624.501	658.463	453.390	450.918
Valor adicionado proveniente de operações descontinuadas	(7.815)	(3.963)	(97.345)	90.132
	580.654	637.579	3.816.694	3.784.985

(continua)

Demonstrações do Valor Adicionado

dos períodos de três meses findos em 31 de março de 2024 e de 2023 (continuação)
 em milhares de reais

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO	Controladora				Consolidado			
	31.03.2024		Reapresentado 31.03.2023		31.03.2024		Reapresentado 31.03.2023	
		%		%		%		%
Pessoal								
Remunerações e honorários	8.215		10.817		199.355		329.683	
Planos previdenciário e assistencial	2.602		1.943		68.976		64.311	
Auxílio alimentação e educação	428		429		26.586		28.141	
Encargos sociais - FGTS	560		567		12.681		13.705	
Programa de desligamentos voluntários	-		-		-		2	
Provisões por desempenho e participação nos lucros	2.281		1.482		58.893		52.696	
	14.086	2,3	15.238	2,4	366.491	9,6	488.538	13,0
Governo								
Federal								
Tributos	26.631		(4.814)		658.510		609.019	
Encargos setoriais	-		-		998.849		932.417	
Estadual	5		1		867.860		483.637	
Municipal	85		6		5.112		1.937	
	26.721	4,6	(4.807)	(0,8)	2.530.331	66,3	2.027.010	53,6
Terceiros								
Juros	8.365		493		477.120		538.147	
Arrendamentos e aluguéis	99		65		7.487		10.415	
Doações, subvenções e contribuições	-		-		420		593	
	8.464	1,5	558	0,1	485.027	12,7	549.155	14,5
Acionistas								
Lucros retidos	539.198		630.553		533.703		629.973	
Participações de acionistas não controladores	-		-		(1.513)		177	
	539.198	92,9	630.553	98,9	532.190	14,0	630.150	16,5
Valor adicionado distribuído proveniente de operações descontinuadas	(7.815)	(1,3)	(3.963)	(0,6)	(97.345)	(2,6)	90.132	2,4
	580.654	100,0	637.579	100,0	3.816.694	100,0	3.784.985	100,0

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS

em 31 de março de 2024

em milhares de reais

1 Contexto Operacional

A Companhia Paranaense de Energia (Copel, Companhia ou Controladora), com sede na Rua José Izidoro Biazzetto, 158, Bloco A, Curitiba - PR, é uma companhia de capital aberto cujas ações são negociadas no Nível 2 de Governança Corporativa dos Segmentos Especiais de Listagem da B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão e nas Bolsas de Valores de Nova Iorque (NYSE) e de Madri, no segmento latino-americano (Latibex).

A Copel e suas controladas têm como principais atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME, pesquisar, estudar, planejar, construir e explorar a produção, transformação, transporte, distribuição e comercialização de energia, em qualquer de suas formas, principalmente a elétrica. Adicionalmente, a Copel tem participação em consórcios e em empresas privadas, com o objetivo de desenvolver atividades, principalmente nas áreas de energia.

Em 24.11.2022, a Lei 21.272 do Estado do Paraná autorizou a transformação da Copel em companhia de capital disperso e sem acionista controlador ("Corporação") por meio de oferta pública secundária de ações e/ou Units de emissão da Copel e propriedade do Controlador, conforme detalhado nas Demonstrações Financeiras de 31.12.2023. Em 11.08.2023 foi efetuada a liquidação da oferta pública de ações de modo que, a partir desta data, o Estado do Paraná deixou de ser o acionista controlador da Copel e, portanto, a Companhia fica desobrigada do cumprimento das obrigações previstas na Lei 13.303/16 e demais obrigações aplicáveis às sociedades de economia mista.

No entanto, o Estado do Paraná passou a deter uma ação preferencial de classe especial, criada nos termos da Lei Estadual nº 21.272/2022, que confere, enquanto for titular de ações representativas de, pelo menos, 10% do total de ações emitidas pela Copel, o poder de veto em deliberações da Assembleia Geral que visem à modificação da denominação e sede da Copel e que alterem as cláusulas do estatuto relacionadas a limitação para que nenhum acionista ou grupo de acionistas venha a exercer votos correspondentes a mais de 10% do total e à celebração de acordos de acionistas para o exercício de direito de voto.

A transformação da Copel em "Corporação" possibilitará, nos termos da Lei 9.074/95 a renovação integral das Concessões das Usinas Hidrelétricas Governador Bento Munhoz da Rocha Netto - GBM ("Foz do Areia"), Governador Ney Braga - GNB ("Segredo") e Governador José Richa - GJR ("Salto Caxias") por 30 anos contados a partir da assinatura do novo contrato de concessão. O pagamento dos respectivos bônus de outorga, estipulado em R\$ 3.719.428 conforme Portaria Interministerial dos Ministérios de Minas e Energia e da Fazenda - MME/MF nº 01, de 30.03.2023, ocorrerá em até 20 dias após a assinatura dos contratos, com atualização pela taxa Selic *pro rata die* sobre valor do bônus de outorga a partir de 1º.01.2024 até seu efetivo pagamento. A conclusão deste processo de renovação das concessões está, neste momento, aguardando a convocação pelo Poder Concedente para assinatura dos novos contratos.

1.1 Participações societárias da Copel

A Copel participa, direta ou indiretamente, em controladas (1.1.1), em empreendimentos controlados em conjunto (1.1.2), em coligadas (1.1.3) e em operações em conjunto (1.1.4). Até 31.03.2024 não ocorreram alterações, aquisições e alienações em relação às participações societárias de 31.12.2023. Conforme NE nº 39, está em andamento o processo de desinvestimento das controladas Compagas e UEGA.

1.1.1 Controladas

Controlada	Sede	Atividade principal	Participação	
			%	Investidora
Copel Geração e Transmissão S.A. (Copel GeT)	Curitiba/PR	Geração e transmissão de energia elétrica	100,0	Copel
Copel Distribuição S.A. (Copel DIS)	Curitiba/PR	Distribuição de energia elétrica	100,0	Copel
Copel Serviços S.A. (Copel SER)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	100,0	Copel
Copel Comercialização S.A. (Copel COM)	Curitiba/PR	Comercialização de energia	100,0	Copel
Companhia Paranaense de Gás - Compagas (NE nº 39)	Curitiba/PR	Distribuição de gás canalizado	51,0	Copel
Elejr - Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	70,0	Copel
UEG Araucária S.A. (UEGA) (NE nº 39)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - gás natural	20,3	Copel
			60,9	Copel GeT
São Bento Energia, Investimentos e Participações S.A. (São Bento)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca I Energias Renováveis S.A.	S. Miguel do Gostoso/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca II Energias Renováveis S.A.	Parazinho/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca III Energias Renováveis S.A.	Parazinho/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Eurus IV Energias Renováveis S.A.	Touros/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Santa Maria Energias Renováveis S.A.	Maracanaú/CE	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Santa Helena Energias Renováveis S.A.	Maracanaú/CE	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Ventos de Santo Uriel S.A.	João Câmara/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Cutia Empreendimentos Eólicos S.A. (Cutia)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
Brownfield Investment Holding Ltda. (Brownfield)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
Ventos de Serra do Mel B S.A. (Serra do Mel)	Serra do Mel/RN	Controle e gestão de participações	68,84	Copel GeT
			31,16	Brownfield
Aventura Holding S.A. (Aventura)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
SRMN Holding S.A. (SRMN) (b)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	100,0	Copel GeT
Marumbi Transmissora de Energia S.A.	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	100,0	Copel GeT
Uirapuru Transmissora de Energia S.A.	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	100,0	Copel GeT
Bela Vista Geração de Energia S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	100,0	Copel GeT
F.D.A. Geração de Energia Elétrica S.A. (FDA)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	100,0	Copel GeT
Jandaíra I Energias Renováveis S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Jandaíra II Energias Renováveis S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Jandaíra III Energias Renováveis S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Jandaíra IV Energias Renováveis S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Eol Potiguar B61 SPE S.A. (a)	Serra do Mel/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
GE Olho D'Água S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
GE Boa Vista S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
GE Farol S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
GE São Bento do Norte S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
Central Geradora Eólica São Bento do Norte I S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Bento do Norte II S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Bento do Norte III S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel I S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel II S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel III S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Guajiru S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Jangada S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Potiguar S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Cutia S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Maria Helena S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Esperança do Nordeste S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Paraíso dos Ventos do Nordeste S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Eol Potiguar B141 SPE S.A.	Serra do Mel/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Serra do Mel
Eol Potiguar B142 SPE S.A.	Serra do Mel/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Serra do Mel
Eol Potiguar B143 SPE S.A.	Serra do Mel/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Serra do Mel
Eol Ventos de Vila Paraiba IV SPE S.A.	Serra do Mel/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Serra do Mel
Central Eólica Aventura II S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Aventura
Central Eólica Aventura III S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Aventura
Central Eólica Aventura IV S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Aventura
Central Eólica Aventura V S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Aventura
Central Eólica SRMN I S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	SRMN
Central Eólica SRMN II S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	SRMN
Central Eólica SRMN III S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	SRMN
Central Eólica SRMN IV S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	SRMN
Central Eólica SRMN V S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	SRMN

(a) Empreendimento eólico com 99,99992% da Copel GeT e 0,00008% da Brownfield.

1.1.2 Empreendimentos controlados em conjunto

Empreendimento controlado em conjunto	Sede	Atividade principal	Participação	
			%	Investidora
Voltalia São Miguel do Gostoso I Participações S.A.	São Paulo/SP	Participação em sociedades	49,0	Copel
Solar Paraná GD Participações S.A. (a)	Curitiba/PR	Participação em sociedades	49,0	Copel
Caiuá Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Integração Maranhense Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Matrinchã Transmissora de Energia (TP NORTE) S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Guaraciaba Transmissora de Energia (TP SUL) S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	24,5	Copel GeT
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.	Jundiaí/SP	Transmissão de energia elétrica	50,1	Copel GeT
Cantareira Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT

(a) Holding de 5 SPEs que atuam no ramo de geração distribuída (usinas fotovoltaicas): Pharma Solar II, Pharma Solar III, Pharma Solar IV, em operação comercial, e Bandeirantes Solar I e Bandeirantes Solar II, para as quais está em estudo a manutenção ou extinção das SPEs.

1.1.3 Coligadas

Coligada	Sede	Atividade principal	Participação %	
			%	Investidora
Dona Francisca Energética S.A.	Agudo/RS	Geração de energia elétrica	23,03	Copel
Foz do Chopim Energética Ltda.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	35,77	Copel GeT
Carbocampel S.A. (a)	Figueira/PR	Exploração de carvão	49,0	Copel

(a) Em 18.12.2023 a Copel assinou o Contrato de Compra e Venda de Ações (CCVA) com a Paranafert Participações Ltda. para alienação da sua participação societária na Carbocampel S.A., pelo valor de R\$ 1.950, que será atualizado pelo IPCA considerando a data de recebimento da proposta da Compradora, em 15.02.2023 até o fechamento da operação. A conclusão da alienação está condicionada ao cumprimento de condições suspensivas estabelecidas no contrato que devem ser finalizadas dentro de até 6 meses a contar da assinatura do CCVA, sendo prorrogáveis por mais 6 meses, a critério exclusivo da Compradora.

1.1.4 Operações em conjunto (consórcios)

A Companhia possui participação em algumas operações em conjunto. Os dois empreendimentos relevantes, com valores registrados no imobilizado da Companhia, estão apresentados na NE nº 16.3.

2 Concessões e Autorizações

2.1 Contratos de Concessão/Autorização das participações da Copel

Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias		Participação %	Vencimento
Copel DIS	Contrato de concessão nº 046/1999, prorrogado pelo 5º Termo Aditivo	100	07.07.2045
Elejor	Contrato de concessão nº 125/2001 - UHE Fundão	70	11.06.2040
	Contrato de concessão nº 125/2001 - UHE Santa Clara CGHs Fundão I e Santa Clara I		10.05.2040 (a)
Dona Francisca Energética	Contrato de concessão nº 188/1998 - UHE Dona Francisca	23	21.09.2037
UEG Araucária (NE nº 39)	Autorização - Resolução nº 351/1999 - UTE Araucária (60,9% da Copel GeT)	20,3	23.12.2029
Compagas (NE nº 39)	Contrato de concessão de distribuição de gás	51	06.07.2054
Usina de Energia Eólica São João S.A. (b)	Portaria MME nº 173 /2012 - EOL São João	49	26.03.2047
Usina de Energia Eólica Carnaúba S.A. (b)	Portaria MME nº 204 /2012 - EOL Carnaúbas	49	09.04.2047
Usina de Energia Eólica Reduto S.A. (b)	Portaria MME nº 230 /2012 - EOL Reduto	49	16.04.2047
Usina de Energia Eólica Santo Cristo S.A. (b)	Portaria MME nº 233 /2012 - EOL Santo Cristo	49	18.04.2047

(a) Empreendimentos tiveram a conversão da autorização em registro, conforme Resoluções Autorizativas nºs 14.744/2023 e 14.745/2023.

(b) Subsidiária integral da Volitalia São Miguel do Gostoso I Participações S.A.

Usina Hidrelétrica - UHE

Pequena Central Hidrelétrica - PCH / Central Geradora Hidrelétrica - CGH

Usina Termelétrica - UTE

Usina Eólioelétrica - EOL

2.2 Contratos de Concessão/Autorização da Copel GeT e das suas participações societárias

Concessões de geração	Participação %	Vencimento	
CONCESSÕES ONEROSAS PELO DIREITO DE USO DO BEM PÚBLICO - UBP			
Contrato de Concessão de geração nº 001/2007 - UHE Gov. Jayme Canet Júnior - Mauá	51	28.06.2049	
Contrato de Concessão nº 001/2011 - UHE Colíder	100	30.01.2046	
Autorização - Portaria nº 133/2011 - PCH Cavernoso II	100	06.12.2050	
Contrato de Concessão nº 002/2012 - UHE Baixo Iguaçu	30	03.12.2049	
Contrato de Concessão nº 007/2013			
UHE Apucarantina (NE nº 34.2.6)	100	27.01.2027	
UHE Chaminé (NE nº 34.2.6)	100	02.08.2028	
UHE Derivação do Rio Jordão	100	21.06.2032	
UHE Cavernoso	100	23.06.2033	
CONCESSÕES DE SERVIÇO PÚBLICO			
Contrato de Concessão nº 045/1999 (NE nº 34.2.6)			
UTE Figueira	100	26.03.2019	
UHE São Jorge	100	24.07.2026	
UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	100	25.09.2032	
UHE Gov. José Richa (Salto Caxias)	100	20.03.2033	
Contrato de Concessão nº 001/2020			
UHE Guaricana (NE nº 34.2.6)	100	21.07.2028	
Autorização - Resolução nº 278/1999 - EOL Palmas	100	29.09.2029	
Despacho nº 182/2002 - Central Geradora Hidrelétrica - CGH Melissa, CGH Ptanguí e CGH Salto do Vau (apenas registro na Aneel)	100	-	
Contrato de Concessão nº 003/2016 - UHE Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (GPS)	100	03.01.2053	
UHE Marumbi - Declaração de registro de central geradora: CGH.PH.PR.001501-6.02	100	-	
Resolução Autorizativa Aneel nº 5373/2015 - CGH Chopim I (apenas registro na Aneel)	100	-	
Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias			
UEG Araucária (NE nº 39)	Resolução nº 351/1999 - UTE Araucária (20,3% da Copel)	60,9	23.12.2029
Nova Asa Branca I	Portaria MME nº 267/2011 - EOL Asa Branca I	100	25.04.2046
Nova Asa Branca II	Portaria MME nº 333/2011 - EOL Asa Branca II	100	31.05.2046
Nova Asa Branca III	Portaria MME nº 334/2011 - EOL Asa Branca III	100	31.05.2046
Nova Eurus IV	Portaria MME nº 273/2011 - EOL Eurus IV	100	27.04.2046
Santa Maria	Portaria MME nº 274/2012 - EOL SM	100	08.05.2047
Santa Helena	Portaria MME nº 207/2012 - EOL Santa Helena	100	09.04.2047
Ventos de Santo Uriel	Portaria MME nº 201/2012 - EOL Ventos de Santo Uriel	100	09.04.2047
GE Boa Vista	Portaria MME nº 276/2011 - EOL Dreen Boa Vista	100	28.04.2046
GE Farol	Portaria MME nº 263/2011 - EOL Farol	100	20.04.2046
GE Olho D'Água	Portaria MME nº 343/2011 - EOL Dreen Olho D'Água	100	01.06.2046
GE São Bento do Norte	Portaria MME nº 310/2011 - EOL Dreen São Bento do Norte	100	19.05.2046
Esperança do Nordeste	Portaria MME nº 183/2015 - EOL Esperança do Nordeste	100	11.05.2050
Paraíso dos Ventos do Nordeste	Portaria MME nº 182/2015 - EOL Paraíso dos Ventos do Nordeste	100	11.05.2050
Usina de Energia Eólica Jangada	REA nº 3.257/2011 - EOL GE Jangada	100	05.01.2042
Maria Helena	REA nº 3.259/2011 - EOL GE Maria Helena	100	05.01.2042
Usina de Energia Eólica Potiguar	Portaria MME nº 179/2015 - EOL Potiguar	100	11.05.2050
Usina de Energia Eólica Guajiru	REA nº 3.256/2011 - EOL Dreen Guajiru	100	05.01.2042
Usina de Energia Eólica Cutia	REA nº 3.258/2011 - EOL Dreen Cutia	100	05.01.2042
São Bento do Norte I	Portaria nº 349/2015 - EOL São Bento do Norte I	100	04.08.2050
São Bento do Norte II	Portaria nº 348/2015 - EOL São Bento do Norte II	100	04.08.2050
São Bento do Norte III	Portaria nº 347/2015 - EOL São Bento do Norte III	100	04.08.2050
São Miguel I	Portaria nº 352/2015 - EOL São Miguel I	100	04.08.2050
São Miguel II	Portaria nº 351/2015 - EOL São Miguel II	100	04.08.2050
São Miguel III	Portaria nº 350/2015 - EOL São Miguel III	100	04.08.2050
Foz do Chopim	Autorização - Resolução nº 114/2000 - PCH Arturo Andreoli	35,77	07.07.2034
PCH Bela Vista	Resolução Autorizativa nº 913/2007 - transferência de titularidade pela Resolução Autorizativa nº 7802/2019	100	02.01.2041
F.D.A. Geração de Energia Elétrica (NE nº 34.2.6)	Contrato de Concessão de Geração nº 002/2020	100	21.12.2024
Jandaíra I Energias Renováveis	Portaria nº 140/2020 - EOL Jandaíra I	100	02.04.2055
Jandaíra II Energias Renováveis	Portaria nº 141/2020 - EOL Jandaíra II	100	02.04.2055
Jandaíra III Energias Renováveis	Portaria nº 142/2020 - EOL Jandaíra III	100	02.04.2055
Jandaíra IV Energias Renováveis	Portaria nº 139/2020 - EOL Jandaíra IV	100	02.04.2055
EOL Potiguar B 141 SPE S.A.	Portaria nº 02/2019 - EOL Vila Maranhão I	100	11.01.2054
EOL Potiguar B 142 SPE S.A.	Portaria nº 12/2019 - EOL Vila Maranhão II	100	14.01.2054
EOL Potiguar B 143 SPE S.A.	Portaria nº 13/2019 - EOL Vila Maranhão III	100	14.01.2054
EOL Potiguar B 61 SPE S.A.	Portaria nº 453/2019 - EOL Ventos de Vila Mato Grosso I	100	06.12.2054
Ventos de Vila Paraiba IV SPE S.A.	Portaria nº 10/2019 - EOL Vila Ceará I	100	14.01.2054
EOL Aventura II	Portaria nº 209/2018 - Aventura II	100	05.06.2053
EOL Aventura III	Portaria nº 220/2018 - Aventura III - REA nº 7.820/2019	100	11.06.2053
EOL Aventura IV	Portaria nº 215/2018 - Aventura IV	100	05.06.2053
EOL Aventura V	Portaria nº 213/2018 - Aventura V	100	05.06.2053
EOL SRMN I S.A.	Portaria nº 196/2018 - Santa Rosa e Novo Mundo I	100	04.06.2053
EOL SRMN II S.A.	Portaria nº 194/2018 - Santa Rosa e Novo Mundo II	100	04.06.2053
EOL SRMN III S.A.	Portaria nº 197/2018 - Santa Rosa e Novo Mundo III	100	04.06.2053
EOL SRMN IV S.A.	Portaria nº 188/2018 - Santa Rosa e Novo Mundo IV	100	01.06.2053
EOL SRMN V S.A.	Portaria nº 189/2018 - Santa Rosa e Novo Mundo V - REA 7.783/2019	100	01.06.2053

Concessões de transmissão	Participação %	Vencimento	Próxima revisão tarifária
Contratos de Concessões de Linhas de Transmissão - LT e Subestações - SE			
Contrato nº 060/2001 - Instalações de transmissão (diversos LTs e SEs) - prorrogado pelo 3º termo aditivo	100	01.01.2043	2023 (b)
Contrato nº 075/2001 - LT 230 kV Bateias - Jaguariaíva	100	17.08.2031	(a)
Contrato nº 006/2008 - LT 230 kV Bateias - Pilarzinho	100	17.03.2038	2023 (c)
Contrato nº 027/2009 - LT 525 kV Foz do Iguaçu - Cascavel Oeste	100	19.11.2039	2025
Contrato nº 010/2010 - LT 500 kV Araraquara II - Taubaté	100	06.10.2040	2026
Contrato nº 015/2010 - SE Cerquilha III 230/138 kV	100	06.10.2040	2026
Contrato nº 022/2012 - LT 230 kV Londrina - Figueira e LT 230 kV Foz do Chopim - Salto Osório	100	27.08.2042	2023 (c)
Contrato nº 002/2013 - LT 230 kV Assis - Paraguaçu Paulista II e SE Paraguaçu Paulista II 230 kV	100	25.02.2043	2023 (c)
Contrato nº 005/2014 - LT 230 kV Bateias - Curitiba Norte e SE Curitiba Norte 230/138 kV	100	29.01.2044	2024
Contrato nº 021/2014 - LT 230 kV Foz do Chopim - Realeza e SE Realeza 230/138 kV	100	05.09.2044	2025
Contrato nº 022/2014 - LT 500 kV Assis - Londrina	100	05.09.2044	2025
Contrato nº 006/2016 - LT 525 kV Curitiba Leste - Blumenau	100	07.04.2046	2026
LT 230 kV Baixo Iguaçu - Realeza			
LT 230 kV Curitiba Centro - Uberaba			
SE Medianeira 230/138 kV			
SE Curitiba Centro 230/138 kV			
SE Andirá Leste 230/138 kV			
Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias			
Costa Oeste Transmissora	Contrato nº 001/2012:	100	12.01.2042
	LT 230 kV Cascavel Oeste - Umuarama		
	SE Umuarama 230/138 kV		
Caiuá Transmissora	Contrato nº 007/2012:	49	10.05.2042
	LT 230 kV Umuarama - Guaíra		
	LT 230 kV Cascavel Oeste - Cascavel Norte		
	SE Santa Quitéria 230/138/13,8 kV		
	SE Cascavel Norte 230/138/13,8 kV		
Marumbi Transmissora	Contrato nº 008/2012:	100	10.05.2042
	LT 525 kV Curitiba - Curitiba Leste		
	SE Curitiba Leste 525/230 kV		
Integração Maranhense	Contrato nº 011/2012: LT 500 kV Açailândia - Miranda II	49	10.05.2042
Matrinchã Transmissora	Contrato nº 012/2012:	49	10.05.2042
	LT 500 kV Paranaíba - Cláudia		
	LT 500 kV Cláudia - Paranatinga		
	LT 500 kV Paranatinga - Ribeirãozinho		
	SE Paranaíba 500 kV		
	SE Cláudia 500 kV		
	SE Paranatinga 500 kV		
Guaraciaba Transmissora	Contrato nº 013/2012:	49	10.05.2042
	LT 500 kV Ribeirãozinho - Rio Verde Norte		
	LT 500 kV Rio Verde Norte - Marimondo II		
	SE Marimondo II 500 kV		
Paranaíba Transmissora	Contrato nº 007/2013:	24,5	02.05.2043
	LT 500 kV Barreiras II - Rio das Éguas		
	LT 500 kV Rio das Éguas - Luziânia		
	LT 500 kV Luziânia - Pirapora 2		
Mata de Santa Genebra	Contrato nº 001/2014:	50,1	14.05.2044
	LT 500 kV Itatiba - Bateias		
	LT 500 kV Araraquara 2 - Itatiba		
	LT 500 kV Araraquara 2 - Fernão Dias		
	SE Santa Bárbara D'Oeste 440 kV		
	SE Itatiba 500 kV		
	SE Fernão Dias 500/440 kV		
Cantareira Transmissora	Contrato nº 019/2014: LT 500 kV Estreito - Fernão Dias	49	05.09.2044
Uirapuru Transmissora	Contrato nº 002/2005: LT 525 kV Ivaiporã - Londrina	100	04.03.2035

(a) Não passam por revisão tarifária e a RAP reduziu para 50% no 16º ano.

(b) Revisão postergada para 2024 (porém referente a 2023), nos termos do despacho nº 402/2023.

(c) A Resolução Homologatória nº 3.205/2023 reposicionou a RAP das transmissoras. No entanto, os efeitos foram desconsiderados na Resolução Homologatória 3.216/2023 para o ciclo da RAP 2023/2024 e serão processados no ciclo 2024/2025, após a publicação do Despacho nº 4.675/2023.

3 Base de Preparação

Estas demonstrações financeiras intermediárias individuais e consolidadas foram preparadas de acordo com o pronunciamento técnico CPC 21 (R1) - Demonstração Intermediária e com o IAS 34 - *Interim Financial Reporting*, emitido pelo *International Accounting Standards Board* - IASB, e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

A Diretoria declara que todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras intermediárias individuais e consolidadas, e somente elas, estão sendo evidenciadas e correspondem às utilizadas na gestão.

A emissão destas demonstrações financeiras intermediárias individuais e consolidadas foi autorizada pelo Conselho de Administração em 08.05.2024.

3.1 Moeda funcional e moeda de apresentação

As demonstrações financeiras intermediárias individuais e consolidadas são apresentadas em real, que é a moeda funcional da Companhia. As informações financeiras foram arredondadas para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

3.2 Base de mensuração

As demonstrações financeiras intermediárias individuais e consolidadas foram elaboradas com base no custo histórico, com exceção de determinados instrumentos financeiros e investimentos, conforme descrito nas respectivas práticas contábeis e notas explicativas.

3.3 Uso de estimativas e julgamentos

Na preparação destas demonstrações financeiras intermediárias individuais e consolidadas, a Administração utilizou julgamentos, estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados dos ativos, passivos, receitas e despesas da Copel e de suas controladas. Os resultados reais podem divergir dessas estimativas, as quais são revisadas de forma contínua. As revisões das estimativas são reconhecidas prospectivamente.

As informações sobre o uso de estimativas e julgamentos referentes à aplicação das políticas contábeis adotadas que apresentam efeitos sobre os valores reconhecidos nestas demonstrações financeiras intermediárias são as mesmas divulgadas na NE nº 3.3 das demonstrações financeiras de 31.12.2023.

3.4 Julgamento da Administração quanto à continuidade operacional

A Administração concluiu não haver incertezas materiais que coloquem em dúvida a continuidade da Companhia. Não foram identificados eventos ou condições que, individual ou coletivamente, possam levantar dúvidas significativas quanto à capacidade de manter sua continuidade operacional.

As principais bases de julgamento utilizadas para tal conclusão são: (i) principais atividades decorrentes de concessões públicas de longo prazo; (ii) patrimônio líquido expressivo (iii) forte geração de caixa operacional, inclusive com capacidade financeira para quitação de compromissos assumidos junto a instituições financeiras; (iv) série histórica de lucros nos últimos exercícios sociais; e (v) cumprimento dos objetivos e metas estabelecidos no Planejamento Estratégico da Companhia, o qual é aprovado pela Administração, acompanhado e revisado periodicamente, buscando a perenidade de suas atividades.

3.5 Reapresentação de saldos comparativos

Em virtude da apresentação dos saldos de operação descontinuada decorrentes do processo de desinvestimento das controladas Compagas e UEGA, descrito na NE nº 39, os saldos das Demonstrações de Resultado, de Fluxos de Caixa e de Valor Adicionado estão sendo reapresentados, para fins de comparabilidade, conforme quadros a seguir:

31.03.2023	Controladora			Consolidado		
	Apresentado	Ajustes	Reapresentado	Apresentado	Ajustes	Reapresentado
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO						
Receita operacional líquida	-	-	-	5.530.666	(263.109)	5.267.557
Custos operacionais	-	-	-	(4.102.602)	221.608	(3.880.994)
Lucro operacional bruto	-	-	-	1.428.064	(41.501)	1.386.563
Despesas com vendas	-	-	-	(781)	3.033	2.252
Despesas gerais e administrativas	(31.993)	-	(31.993)	(256.079)	15.220	(240.859)
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	(2.186)	-	(2.186)	(61.052)	523	(60.529)
Resultado da equivalência patrimonial	639.572	3.963	643.535	104.088	-	104.088
Lucro antes do resultado financeiro e dos tributos	605.393	3.963	609.356	1.214.240	(22.725)	1.191.515
Resultado Financeiro	14.383	-	14.383	(333.139)	3.905	(329.234)
Lucro operacional	619.776	3.963	623.739	881.101	(18.820)	862.281
Imposto de renda e contribuição social	6.814	-	6.814	(245.611)	13.480	(232.131)
Lucro líquido do período - operações continuadas	626.590	3.963	630.553	635.490	(5.340)	630.150
Resultado de operações descontinuadas	-	(3.963)	(3.963)	-	5.340	5.340
Lucro líquido do período	626.590	-	626.590	635.490	-	635.490
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	-	-	-	626.590	-	626.590
Atribuído aos acionistas não controladores	-	-	-	8.900	-	8.900
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE						
Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos	207.266	(207.396)	(130)	209.987	(210.173)	(186)
Resultado abrangente do período	833.856	(207.396)	626.460	845.477	(210.173)	635.304
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	-	-	-	833.856	(207.396)	626.460
Atribuído aos acionistas não controladores	-	-	-	11.621	-	11.621
DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA						
Fluxo de caixa das atividades operacionais	52.744	-	52.744	540.190	-	540.190
Lucro líquido do período	626.590	3.963	630.553	635.490	(5.340)	630.150
Ajustes ao lucro	(653.099)	(3.963)	(657.062)	419.464	(43.235)	376.229
Variações de ativos e passivos	79.361	-	79.361	10.427	(13.980)	(3.553)
Impostos e encargos pagos	(108)	-	(108)	(525.191)	24.447	(500.744)
Resultado de operações descontinuadas	-	-	-	-	38.108	38.108
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(228.792)	-	(228.792)	(1.513.715)	-	(1.513.715)
Aquisições de ativo de contrato, imobilizado e intangível	(586)	-	(586)	(545.051)	3.717	(541.334)
Outras atividades	(228.206)	-	(228.206)	(968.664)	107	(968.557)
Operações descontinuadas	-	-	-	-	(3.824)	(3.824)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(154)	-	(154)	1.206.342	-	1.206.342
Ingressos/(amortizações) de empréstimos e debêntures	-	-	-	1.223.771	-	1.223.771
Amortizações de passivos de arrendamentos	(109)	-	(109)	(17.384)	729	(16.655)
Outras atividades	(45)	-	(45)	(45)	-	(45)
Operações descontinuadas	-	-	-	-	(729)	(729)
Total dos efeitos no caixa e equivalentes de caixa	(176.202)	-	(176.202)	232.817	-	232.817
DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO						
Valor Adicionado a Distribuir	637.579	-	637.579	3.784.985	-	3.784.985
Receitas	1.222	-	1.222	7.349.202	(351.710)	6.997.492
(-) Insumos adquiridos de terceiros	(17.414)	-	(17.414)	(3.670.871)	248.729	(3.422.142)
(-) Depreciação e amortização	(729)	-	(729)	(352.650)	21.235	(331.415)
(+) Valor adicionado transferido	654.500	3.963	658.463	459.304	(8.386)	450.918
Operações descontinuadas	-	(3.963)	(3.963)	-	90.132	90.132
Distribuição do Valor Adicionado	637.579	-	637.579	3.784.985	-	3.784.985
Pessoal	15.238	-	15.238	500.858	(12.320)	488.538
Governo	(4.807)	-	(4.807)	2.087.024	(60.014)	2.027.010
Terceiros	558	-	558	561.613	(12.458)	549.155
Acionistas	626.590	3.963	630.553	635.490	(5.340)	630.150
Operações descontinuadas	-	(3.963)	(3.963)	-	90.132	90.132

4 Políticas Contábeis Materiais

As políticas contábeis da Companhia são consistentes com aquelas apresentadas nas demonstrações financeiras de 31.12.2023.

4.1 Pronunciamentos aplicáveis à Companhia a partir de 1º.01.2024

A partir de 1º.01.2024 estão vigentes as alterações a seguir, sem impactos significativos nas demonstrações contábeis da Companhia:

- (i) CPC 26 / IAS 1: requisitos para classificação de Passivos como Circulantes ou Não Circulantes e para apresentação de Passivo Não Circulante com Covenants;
- (ii) CPC 06 / IFRS 16 - Arrendamentos: alterações relacionadas a operações de “sale and leaseback”;
- (iii) CPC 03 / IAS 7 - Demonstração dos Fluxos de Caixa e CPC 40 / IFRS 7 - Instrumentos Financeiros: requisitos para divulgação de acordos de financiamento de fornecedores.

5 Caixa e Equivalentes de Caixa

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2024	31.12.2023	31.03.2024	31.12.2023
Caixa e bancos conta movimento	55	96	221.783	223.298
Aplicações financeiras de liquidez imediata	1.892.446	2.231.317	5.568.110	5.411.325
	1.892.501	2.231.413	5.789.893	5.634.623

Compreendem numerários em espécie, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras de curto prazo com alta liquidez, que possam ser resgatadas no prazo de até 90 dias da data de contratação. Essas aplicações financeiras estão demonstradas ao custo, acrescido dos rendimentos líquidos de imposto de renda auferidos até a data de encerramento do período e com risco insignificante de mudança de valor.

As aplicações financeiras da Companhia e de suas controladas referem-se a Certificados de Depósitos Bancários - CDBs e a Operações Compromissadas, que se caracterizam pela venda de título com o compromisso, por parte do vendedor (Banco) de recomprá-lo, e do comprador, de revendê-lo no futuro. As aplicações, dependendo da incidência de IOF e do prazo de liquidez negociado no momento da contratação, são remuneradas entre 92,0% e 103,5% da taxa de variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

6 Títulos e Valores Mobiliários

A Companhia e suas controladas possuem títulos e valores mobiliários que rendem taxas de juros variáveis. O prazo desses títulos varia de 7 a 58 meses a partir do final do período, porém, a maior parte do saldo está registrada no ativo não circulante pois se refere a recursos vinculados à garantia financeira de contratos de longo prazo.

Categoria	Indexador	Controladora		Consolidado	
		31.03.2024	31.12.2023	31.03.2024	31.12.2023
Cotas de fundos de investimentos (a)	CDI	91	93	435.525	410.012
Certificados de Depósitos Bancários - CDB	96% a 101% do CDI	-	-	88.148	85.483
		91	93	523.673	495.495
	Circulante	91	93	2.779	4.763
	Não circulante	-	-	520.894	490.732

Certificado de Depósito Interbancário - CDI

(a) Tratam-se, em sua maioria, de contas de reserva destinadas ao cumprimento de contratos com o BNDES.

7 Clientes

Consolidado	Saldos vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Saldo 31.03.2024	Saldo 31.12.2023
Fornecimento de energia e Encargos de uso do sistema - Copel DIS (a)	2.566.294	443.026	157.243	3.166.563	2.981.740
Fornecimento de energia - consumidores livres	173.946	3.767	8.387	186.100	217.801
Outros créditos de consumidores	71.834	76.115	68.819	216.768	202.315
Suprimento de energia - Concessionárias, permissionárias e comercializadoras	380.521	20.787	7.551	408.859	471.087
CCEE (7.1)	50.105	-	119.665	169.770	189.713
Encargos de uso do sistema de transmissão	71.548	1.776	17.492	90.816	86.155
(-) Perdas de créditos esperadas (7.2)	(18.796)	(24.987)	(249.963)	(293.746)	(282.382)
	3.295.452	520.484	129.194	3.945.130	3.866.429
Circulante				3.850.298	3.761.170
Não circulante				94.832	105.259

(a) Contempla o saldo do parcelamento de débitos a valor presente, considerando o montante a ser descontado, as datas de realização, as datas de liquidação e a taxa de desconto de 1,23% a.m. (1,22% a.m. em 31.12.2023).

7.1 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Saldo a receber proveniente de posição positiva na liquidação mensal do mercado de curto prazo centralizado pela CCEE. Os valores são recebidos no segundo mês subsequente ao reconhecimento da receita ou são compensados com liquidações futuras quando o resultado apresentar posição negativa para a controlada.

Do total apresentado, R\$ 119.665 se referem à parcela controversa decorrente dos efeitos da liminar pelo excludente de responsabilidade da UHE Colíder. Como resultado de caso fortuito e força maior, a usina atrasou sua operação comercial, inicialmente prevista para janeiro de 2015. A Companhia discute judicialmente o pedido de excludente de responsabilidade para que a obrigatoriedade do fornecimento da energia contratada pela usina, no período em atraso, seja postergada. Foram registradas perdas de crédito esperadas no mesmo valor do saldo a receber, conforme demonstrado na NE nº 7.2.

A Copel GeT moveu ação judicial em 2018 em face da Aneel com o intuito de impugnar as deliberações que rejeitaram o pedido de reconhecimento de excludentes de responsabilidade pelo deslocamento do cronograma de implantação da UHE Colíder constante do Contrato de Concessão nº 01/2011-MME-UHE Colíder, de que é titular, mantido também o cronograma de suprimento nos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR). Foi concedida decisão liminar provisória favorável à Companhia junto ao Tribunal Regional Federal da 1ª Região ("TRF1") para suspender os efeitos sancionatórios e contratuais das deliberações questionadas. Em maio de 2023 foi proferida sentença pelo Juízo Federal competente, em que se reconheceu os pedidos de forma parcial. A Copel GeT interpôs recurso de apelação ao TRF1 defendendo a extensão do reconhecimento das excludentes para todo período, e renovou o pedido de tutela recursal para manter a sustação dos efeitos das deliberações da Aneel, até o julgamento do recurso, o que foi novamente concedido em agosto de 2023 pelo Desembargador Relator. O Operador Nacional do Sistema - ONS interpôs agravo interno contra decisão que concedeu o efeito suspensivo ao recurso de apelação. Aguarda-se o processamento e o julgamento do recurso.

A energia contratada da usina é de 125 MW médios. Para os períodos em atraso o contrato foi cumprido e, em virtude do não julgamento do mérito da ação, a Companhia reconheceu a receita se limitando às cláusulas econômicas do contrato e às regras regulatórias, bem como ao custo da energia para cobertura do lastro contratual.

7.2 Perdas de créditos esperadas

Consolidado	Saldo em 1º.01.2024	Adições / (reversões)	Perdas (a)	Reclassifi- cação (b)	Saldo em 31.03.2024
Fornecimento de energia e Encargos de uso do sistema - Copel DIS	133.867	37.533	(28.325)	-	143.075
Fornecimento de energia - consumidores livres e outros créditos	15.324	1.296	-	-	16.620
Suprimento de energia - Concessionárias, permissionárias e comercializadoras	13.526	1.339	(479)	-	14.386
CCEE (7.1)	119.665	-	-	-	119.665
Distribuição de gás	-	275	-	(275)	-
	282.382	40.443	(28.804)	(275)	293.746

(a) Perdas líquidas de saldo de faturas recuperadas.

(b) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 39).

8 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos

Os Ativos e Passivos Financeiros Setoriais compreendem as diferenças apuradas entre os saldos considerados na cobertura tarifária para cobrir os custos de energia, encargos e outros componentes financeiros, e os custos reais incorridos, resultando em um saldo a receber pela distribuidora ou a ressarcir para os consumidores. O saldo atual é constituído por valores homologados pela Aneel no último reajuste tarifário e por valores que serão homologados nos próximos eventos tarifários.

Consolidado	Saldo em 1º.01.2024	Receita Operacional		Resultado financeiro	Bandeiras tarifárias	Balço Patrimonial	Saldo em 31.03.2024
		Constituição	Amortização	Atualização		Constituição	
Parcela A							
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu	106.561	(42.073)	(74.576)	4.018	-	-	(6.070)
Energia elétrica comprada p/ revenda - CVA Energ	(557.165)	(124.443)	133.237	(14.500)	-	-	(562.871)
Transporte de energia pela rede básica	601.157	131.440	(119.725)	14.033	-	-	626.905
Transporte de energia comprada de Itaipu	54.593	15.223	(6.861)	1.337	-	-	64.292
ESS	142.484	20.899	(22.397)	2.987	(14.048)	-	129.925
CDE	1.280	27.667	958	373	-	-	30.278
Proinfra	(14.495)	(8.155)	7.945	(445)	-	-	(15.150)
Outros componentes financeiros							
Devolução PIs e Cofins	(702.895)	-	365.669	-	-	-	(337.226)
Neutralidade	(19.622)	(145.575)	(16.928)	(3.420)	-	-	(185.545)
Risco hidrológico	(475.400)	(121.559)	93.897	(9.793)	-	-	(512.855)
Devoluções tarifárias	(181.607)	(39.464)	25.737	(3.878)	-	-	(199.212)
Sobrecontratação	634.193	(22.214)	(129.403)	9.810	-	-	492.386
Bônus Itaipu	(3.243)	-	(28.998)	-	-	29.492	(2.749)
CDE Eletrobras	(41.882)	9.799	11.831	(335)	-	-	(20.587)
Outros	(17.004)	(4.950)	3.055	(374)	-	-	(19.273)
	(473.045)	(303.405)	243.441	(187)	(14.048)	29.492	(517.752)
Ativo circulante	15.473						-
Ativo não circulante	15.473						-
Passivo circulante	(476.103)						(423.955)
Passivo não circulante	(27.888)						(93.797)

9 Contas a Receber Vinculadas à Concessão

Consolidado	31.03.2024	31.12.2023
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (9.1)	2.091.165	1.954.679
Bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas (9.2)	803.333	792.741
Contrato de concessão de geração de energia elétrica (9.3)	72.990	71.835
	2.967.488	2.819.255
Circulante	9.751	9.354
Não circulante	2.957.737	2.809.901

9.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Em 1º.01.2024	1.954.679
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10.1)	117.672
Transferências para outros créditos (bens destinados a alienação)	(72)
Reconhecimento do valor justo	18.970
Baixas	(84)
Em 31.03.2024	2.091.165

Saldo correspondente à parcela estimada dos investimentos realizados na infraestrutura do serviço público cuja vida útil do bem supera o prazo da concessão e que, conforme previsão contratual, será indenizado pelo Poder Concedente ao final da concessão.

9.2 Bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas

Em 1º.01.2024	792.741
Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes	(22.459)
Juros efetivos (NE nº 30.1)	33.051
Em 31.03.2024	803.333

A Copel GeT firmou em 05.01.2016, por 30 anos, contrato de concessão da UHE GPS, nos termos da Lei nº 12.783/2013, com pagamento ao Poder Concedente da Bonificação pela Outorga no montante de R\$ 574.827, conforme regras do Edital de Leilão Aneel nº 12/2015.

O valor da bonificação pela outorga foi reconhecido como ativo financeiro em função do direito incondicional da Copel GeT de receber o valor pago com atualização pelo IPCA e juros remuneratórios durante o período de vigência da concessão.

9.3 Contrato de concessão de geração de energia elétrica

Em 1º.01.2024	71.835
Reversão de impairment (NE nº 31.4)	1.155
Em 31.03.2024	72.990

Saldo residual dos ativos de geração de energia elétrica da UHE GPS e UHE Mourão I. A Copel GeT depreciou as usinas até 2015, data de vencimento das concessões, e o saldo remanescente foi reclassificado para a rubrica contas a receber vinculadas à concessão e subsequentemente mensurados pela melhor estimativa de valor justo. Em 2015 a Copel GeT manifestou à Aneel o interesse no recebimento do valor indenizável, com a comprovação da realização dos respectivos investimentos, e em 2022 protocolou o relatório de avaliação do valor indenizável atualizado (NE nº 34.2.1 - "e").

10 Ativos de contrato

Consolidado	31.03.2024	31.12.2023
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (10.1)	2.172.973	2.201.958
Contratos de concessão de transmissão (10.3)	5.414.384	5.403.103
	7.587.357	7.605.061
	Circulante	284.616
	Não circulante	7.320.445

10.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Consolidado	Ativo	Obrigações especiais	Total
Em 1º.01.2024	2.284.966	(83.008)	2.201.958
Adições	607.572	-	607.572
Participação financeira do consumidor	-	(73.251)	(73.251)
Transferências para o intangível (NE nº 17.1)	(497.743)	55.642	(442.101)
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 9.1)	(130.940)	13.268	(117.672)
Baixas	(3.533)	-	(3.533)
Em 31.03.2024	2.260.322	(87.349)	2.172.973

Saldo composto pelas obras em andamento relacionadas principalmente com a construção e ampliação de subestações, linhas e redes de distribuição e equipamentos de medição, mensurados ao custo histórico, líquidos das obrigações especiais. À medida que essas obras são concluídas, os valores são transferidos para Contas a Receber Vinculados à Concessão e Intangível, conforme a forma da remuneração. Durante a fase de construção são capitalizados os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures. Nos primeiros 3 meses de 2024 estes custos totalizaram R\$ 3.916, à taxa média de 0,06% a.a. (R\$ 4.169, à taxa média de 0,09% a.a., no mesmo período de 2023).

10.2 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

Em 1º.01.2024	-
Aquisições	3.687
Transferências para o intangível (NE nº 17.3)	(1.122)
Reclassificação (a)	(2.565)
Em 31.03.2024	-

(a) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 39).

10.3 Contratos de concessão de transmissão

	Ativo concessões	Ativo RBSE	Total
Em 1º.01.2024	4.087.156	1.315.947	5.403.103
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	181	-	181
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(107.359)	(87.946)	(195.305)
Transferências para o imobilizado	(3.766)	-	(3.766)
Transferência de litígios	(891)	-	(891)
Remuneração	151.730	48.438	200.168
Receita de construção	8.176	-	8.176
Margem de construção	144	-	144
Ganho por eficiência (10.3.1)	2.574	-	2.574
Em 31.03.2024	4.137.945	1.276.439	5.414.384

Em junho de 2022 foi emitida a Nota Técnica nº 85/2022-SGT/Aneel que tratou da análise dos pedidos de reconsideração sobre pagamento do componente financeiro e reperfilamento do Ativo RBSE, com decisão monocrática (Despacho nº 1.762/2022) deliberada por um diretor da Aneel sobre o referido tema. Esta decisão foi suspensa pelo colegiado, conforme Despacho nº 1.844/2022, e os termos da referida Nota Técnica estão em discussão pelas assessorias da Diretoria da Aneel, em conjunto com a Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica, acerca das premissas, metodologias e cálculos considerados para formação deste componente tarifário. Mais recentemente, em 27.04.2023, foi emitida a Nota Técnica nº 85/2023-SGT/ANEEL, por meio da qual apresentou-se análise técnica das manifestações acerca dos cálculos apresentados na Nota Técnica nº 085/2022-SGT/Aneel. Tendo em vista que este assunto ainda não foi deliberado pela Diretoria colegiada da Aneel, os valores homologados por meio da Resolução Homologatória Aneel nº 2.847 de 22.04.2021 seguem vigentes e contabilmente apropriados.

10.3.1 Ganho (perda) por eficiência ou ineficiência na implementação e operação de infraestrutura de transmissão

Na construção e operação da infraestrutura de transmissão, esperam-se possíveis impactos positivos ou negativos em função de atrasos e custos adicionais por questões ambientais, variação dos custos, principalmente com cabos e estruturas quando indexados à moeda estrangeira, custos adicionais de servidão e negociações fundiárias, eventuais imprevistos de terraplanagem, antecipação de prazos de operação comercial e revisão/reajuste da RAP conforme as regras regulatórias e as cláusulas contratuais. Alterações no projeto original que afetem sua lucratividade são reconhecidas diretamente no resultado quando incorrido, exceto a parte da RAP relacionada a performance de operação e manutenção dos ativos que é reconhecida a medida em que os serviços são executados.

10.3.2 Premissas adotadas para o cálculo do ativo de contrato

	31.03.2024			31.12.2023		
	Ativo concessões	Ativo RBSE		Ativo concessões	Ativo RBSE	
		Financeiro	Econômico		Financeiro	Econômico
Margem de construção	1,65%	N/A	N/A	1,65%	N/A	N/A
Margem de operação e manutenção	1,65%	N/A	N/A	1,65%	N/A	N/A
Taxa de remuneração (a)	9,61% a.a.	8,11% a.a.	11,10% a.a.	9,60% a.a.	8,11% a.a.	11,10% a.a.
Índice de correção dos contratos	IPCA (b)	IPCA	IPCA	IPCA (b)	IPCA	IPCA
RAP anual, conforme Resolução Homologatória (c)	574.028	201.158	157.525	574.028	201.158	157.525

(a) Taxa média dos contratos

(b) O contrato 075/2001 - LT 230 kV Bateias - Jaguariaíva, da Copel GET, e o 002/2005 - LT 525 kV Ivaiporã - Londrina, da Uirapuru, são corrigidos pelo IGPM.

(c) incremento na parcela financeira da RAP dos ativos RBSE, devido ao reperfilamento definido pela Resolução Homologatória nº 2.847/2021.

11 Outros Créditos

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2024	31.12.2023	31.03.2024	31.12.2023
Valor justo na compra e venda de energia (NE nº 34.2.10)	-	-	718.406	1.101.684
Serviços em curso (a)	1.660	1.660	319.690	328.972
Repasso CDE (11.1)	-	-	160.572	133.375
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	-	-	60.070	61.317
Alienações e desativações em curso	7	7	40.084	48.228
Adiantamento a empregados	740	373	30.088	17.333
Adiantamentos contratuais a fornecedores	-	-	8.830	15.371
Bônus por redução voluntária de consumo	-	-	2.917	2.917
Remuneração de empregados cedidos a recuperar	305	305	457	503
Outros créditos	102	104	84.081	93.372
	2.814	2.449	1.425.195	1.803.072
Circulante	2.796	2.431	767.182	949.732
Não circulante	18	18	658.013	853.340

(a) Referem-se, em sua maioria, aos programas de P&D e PEE, os quais, após seu término, são compensados com o respectivo passivo registrado para este fim.

11.1 Repasse CDE

Valores da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE para cobertura dos descontos tarifários incidentes sobre as tarifas de distribuição de energia elétrica, definidos na Lei nº 10.438/2002 e Decreto nº 7.891/2013. Os valores são estipulados no Reajuste/Revisão Tarifária Anual e correspondem ao período de junho do ano atual a maio do próximo ano. Mensalmente, a Companhia constitui estimativa de diferenças a serem compensadas no próximo reajuste tarifário.

12 Tributos

12.1 Imposto de renda e contribuição social diferidos

Controladora	Saldo em 1º.01.2024	Reconhecido no resultado	Saldo em 31.03.2024
Ativo não circulante			
Provisões para litígios	293.148	(225.758)	67.390
Perdas de créditos esperadas	44.592	-	44.592
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	15.974	206.018	221.992
Benefícios pós-emprego	17.466	6	17.472
Programa de desligamentos voluntários	6.205	-	6.205
Outros	17.820	(718)	17.102
	395.205	(20.452)	374.753
(-) Passivo não circulante			
Atualização de depósitos judiciais	26.512	56	26.568
Instrumentos financeiros	6.936	(1.426)	5.510
Outros	2.272	75	2.347
	35.720	(1.295)	34.425
Líquido	359.485	(19.157)	340.328

Consolidado	Saldo em	Reconhecido	Reconhecido	Saldo em
	1º.01.2024	no resultado	no resultado abrangente	31.03.2024
Ativo não circulante				
Provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins	649.412	30	-	649.442
Benefícios pós-emprego	504.612	3.162	-	507.774
Provisões para litígios	592.478	(227.136)	-	365.342
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	103.285	186.602	-	289.887
<i>Impairment</i>	213.287	(1.476)	-	211.811
Programa de desligamentos voluntários	207.809	(8.353)	-	199.456
Perdas de créditos esperadas	140.956	5.832	-	146.788
Valor justo na compra e venda de energia	256.220	(125.949)	-	130.271
Provisões por desempenho e participação nos lucros	50.803	25.844	-	76.647
Passivo de arrendamentos	74.662	(432)	-	74.230
Amortização do direito de concessão	62.869	1.305	-	64.174
Provisão para P&D e PEE	67.265	(7.295)	-	59.970
Contratos de concessão	17.633	(267)	-	17.366
Tributos com exigibilidade suspensa	89.853	(89.853)	-	-
Outros	128.872	(10.342)	-	118.530
	3.160.016	(248.328)	-	2.911.688
(-) Passivo não circulante				
Contratos de concessão	2.026.461	7.616	-	2.034.077
Custo atribuído ao imobilizado	290.918	(4.167)	-	286.751
Valor justo na compra e venda de energia	374.573	(130.314)	-	244.259
Depreciação acelerada	146.538	4.595	-	151.133
Direito de uso de ativos	70.325	(938)	-	69.387
Atualização de depósitos judiciais	84.890	(37.153)	-	47.737
Custo de transação - empréstimos e debêntures	41.664	(3.453)	-	38.211
Outros	53.752	3.545	33	57.330
	3.089.121	(160.269)	33	2.928.885
Líquido	70.895	(88.059)	(33)	(17.197)
Ativo apresentado no Balanço Patrimonial	1.757.688			1.687.771
Passivo apresentado no Balanço Patrimonial	(1.686.793)			(1.704.968)

12.1.1 Projeção de realização de imposto de renda e contribuição social diferidos

	Controladora		Consolidado	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
2024	236.861	(904)	887.254	(242.670)
2025	8.815	(1.187)	697.363	(297.742)
2026	8.316	(1.192)	157.524	(261.857)
2027	8.320	(1.196)	103.444	(236.309)
2028	8.306	(1.182)	60.820	(213.085)
2029 a 2031	23.636	(3.552)	149.653	(519.141)
após 2031	80.499	(25.212)	855.630	(1.158.081)
	374.753	(34.425)	2.911.688	(2.928.885)

12.1.2 Créditos fiscais não reconhecidos

Além dos créditos de imposto de renda e contribuição social diferidos registrados no ativo, em 31.03.2024 a Companhia não reconheceu créditos de imposto de renda e contribuição social sobre prejuízos fiscais e bases negativas no montante de R\$ 93.335 (R\$ 87.410 em 31.12.2023) por não haver razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes para absorção dos referidos ativos, principalmente na Cutia Empreendimentos Eólicos S.A. (subsidiária da Copel GeT). Em decorrência do processo de desinvestimento, o valor dos créditos não reconhecidos da UEGA em 31.03.2024 está apresentado na NE nº 39.

12.2 Outros tributos a recuperar e outras obrigações fiscais

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2024	31.12.2023	31.03.2024	31.12.2023
Ativo circulante				
ICMS a recuperar	-	-	165.086	158.010
PIS/Pasep e Cofins a compensar (a)	-	-	680.341	784.593
Outros tributos a compensar	-	-	11.666	740
	-	-	857.093	943.343
Ativo não circulante				
ICMS a recuperar	-	-	196.286	190.229
PIS/Pasep e Cofins a compensar (a)	41.347	41.078	1.862.553	1.982.826
Outros tributos a compensar	-	-	84.366	83.101
	41.347	41.078	2.143.205	2.256.156
Passivo circulante				
ICMS a recolher (12.2.2)	-	-	185.925	194.734
Parcelamento ICMS	-	-	11.562	11.365
PIS/Pasep e Cofins a recolher	6.034	-	37.537	34.616
IRRF sobre JSCP	-	-	-	31.200
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert	-	-	63.560	62.420
Outros tributos	236	476	9.704	11.748
	6.270	476	308.288	346.083
Passivo não circulante				
INSS a recolher - liminar sobre depósito judicial (b)	-	4.030	-	264.868
Parcelamento ICMS	-	-	27.556	29.921
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert	-	-	307.209	317.304
	-	4.030	334.765	612.093

* Saldos de ativos e passivos apresentados de forma líquida, considerando o direito e a intenção da Companhia de realizar o ativo e o passivo em bases líquidas.

(a) No saldo estão contidos valores referente a crédito de Pis e Cofins sobre ICMS (NE nº 12.2.1)

(b) Em março de 2024, finalizadas as controvérsias, os saldos foram baixados em contrapartida do saldo de depósito judicial registrado no ativo (NE nº 14.1)

12.2.1 Crédito de Pis e Cofins sobre ICMS - Copel Distribuição

Em 12.08.2009, a Copel DIS impetrou mandado de segurança nº 5032406-35.2013.404.7000 perante a 3ª Vara Federal de Curitiba requerendo a concessão de ordem para deixar de incluir o ICMS na base de cálculo do PIS e da Cofins. Em 16.06.2020, transitou em julgado acórdão no qual a 2ª Turma do Tribunal Regional Federal da 4ª Região reconheceu o direito da Copel DIS de excluir da base de cálculo do PIS e da Cofins o valor integral do ICMS destacado nas notas fiscais de saída. O acórdão também reconheceu que a prescrição, neste caso, é quinquenal e que, portanto, a Copel tem o direito a ressarcir-se dos valores pagos a partir dos cinco anos anteriores ao ajuizamento do mandado de segurança até a data da decisão transitada em julgado.

A partir desta decisão favorável, a Copel DIS reconheceu o crédito tributário atualizado no ativo que, após a habilitação dos créditos junto à Receita Federal, vem sendo recuperado através da compensação com tributos a recolher desde junho de 2021 para o crédito da Cofins e desde janeiro de 2024 para o crédito do PIS.

Em 13.05.2021, o Supremo Tribunal Federal concluiu o julgamento dos embargos de declaração opostos pela União Federal no Recurso Extraordinário 574.706/PR, dando parcial provimento nos seguintes termos: (i) no ponto relativo ao ICMS excluído da base de cálculo do PIS e da Cofins, prevaleceu o entendimento de que se trata do ICMS destacado; e (ii) modular os efeitos do julgado cuja produção haverá de se dar após 15.03.2017, ressalvadas as ações judiciais e administrativas protocoladas até a data da sessão em que proferido o julgamento. Sendo assim a decisão final sobre essa matéria não impactou o trânsito em julgado da ação a favor da Copel DIS, mantendo o tratamento e valores registrados.

O quadro a seguir demonstra a movimentação do ativo:

Em 1º.01.2024		2.665.864
Atualização monetária		43.307
Compensação com tributos a recolher		(267.024)
Em 31.03.2024		2.442.147
	Circulante	673.955
	Não circulante	1.768.192

O ativo continuará sendo compensado com futuros débitos de tributos federais, respeitando os prazos e limites estabelecidos pela legislação tributária vigente.

a) Passivo a restituir para consumidores

A Companhia registrou passivo a restituir para os consumidores referente à recuperação de crédito tributário dos últimos 10 anos, a contar da data do trânsito em julgado, considerando a legislação vigente, o prazo prescricional definido no código civil e a jurisprudência dos tribunais.

Em 09.02.2021, a Aneel abriu a Consulta Pública nº 05/2021 voltada a discutir a forma de devolução dos créditos tributários para os consumidores propondo que os montantes a serem devolvidos a cada ciclo tarifário (créditos junto à Receita Federal do Brasil, somados a eventuais depósitos judiciais já recebidos pela concessionária/permissionária) sejam abatidos na fatura de energia elétrica, por meio de rateio pelo conjunto de consumidores.

Adicionalmente, o Despacho Aneel nº 361/2021 estabeleceu que diante de situações excepcionais, nas quais haja possibilidade de aumento tarifário expressivo, poderá ser utilizada parte dos créditos do PIS e da Cofins antecipadamente à conclusão da consulta pública, limitada a 20% do total envolvido nas ações judiciais impetradas pelas distribuidoras.

O quadro a seguir apresenta a movimentação do passivo:

Em 1º.01.2024	731.726
Atualização monetária	41.533
Em 31.03.2024	773.259

O saldo do passivo será restituído ao consumidor à medida que os créditos tributários no ativo sejam compensados.

b) Provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins

Em 27.06.2022, foi promulgada a Lei Federal nº 14.385 que disciplina a destinação de valores de tributos cobrados a maior pelas prestadoras do serviço público de distribuição de energia elétrica, em razão da cobrança do PIS e da Cofins sobre o ICMS, reconhecida pelo poder judiciário como indevida.

Conforme detalhado anteriormente nesta nota, a Copel DIS teve reconhecido o direito de excluir o valor integral do ICMS da base de cálculo do PIS e da Cofins e já efetuou o repasse aos consumidores de parte destes valores, por meio de reduções nos reajustes tarifários homologados pela Aneel.

Neste contexto, apesar da ausência de regulamentação desta Lei, baseada na revisão de avaliação do risco realizada pela Administração, a Copel DIS decidiu reconhecer provisão adicional, sem efeito caixa imediato, referente ao período compreendido entre o 11º e o 16º ano da data do trânsito em julgado da ação. Deste modo, em 30.06.2022 foram efetuados os registros de R\$ 810.563 de provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins e de R\$ 1.011.370 de atualização monetária, totalizando R\$ 1.821.933.

A Administração da Copel DIS entende que a restituição aos consumidores está limitada aos valores de crédito tributário dos últimos 10 anos a contar da data do trânsito em julgado da ação e, portanto, está avaliando as medidas cabíveis, inclusive judiciais, considerando a proteção conferida à coisa julgada, bem como os prazos de prescrição e decadência aplicáveis.

Em 12.12.2022, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - Abradee ingressou no Supremo Tribunal Federal - STF com Ação Direta de Inconstitucionalidade - ADI questionando a Lei nº 14.385/2022. O julgamento foi incluso nas sessões virtuais de 10.11.2023 a 20.11.2023 e, após o voto do ministro relator, que julgou improcedente o pedido formulado na ação direta, o processo foi destacado para julgamento em plenário físico, ainda não realizado. A Companhia aguarda o desdobramento da referida ADI.

O quadro a seguir demonstra a movimentação da provisão:

Em 1º.01.2024	1.909.775
Atualização monetária	984
Em 31.03.2024	1.910.759
	Circulante 64.628
	Não circulante 1.846.131

Eventual destinação desta provisão ocorrerá somente após os créditos tributários do ativo serem compensados.

12.2.2 ICMS sobre operações de energia elétrica

Em 23.06.2022 foi publicada a Lei Complementar nº 194/2022 que vedou a fixação de alíquotas de ICMS sobre operações de energia elétrica em patamar superior ao das operações em geral, considerada a essencialidade dos bens e serviços relacionados. Ainda, estabeleceu que o ICMS não incide sobre os serviços de transmissão e distribuição e encargos setoriais vinculados às operações com energia elétrica. Em atendimento a lei, e após pronunciamentos dos fiscos estaduais, em setembro de 2022 a Companhia implantou as mudanças necessárias para o devido atendimento à legislação. No entanto, em 09.02.2023, o STF concedeu aos Estados em decisão liminar, nos autos da ADI 7195, a suspensão do artigo que excluiu tais itens da parcela tributada da fatura de energia elétrica. Considerando tal decisão, a Companhia reestabeleceu a tributação do ICMS sobre os referidos serviços e encargos setoriais. Em 03.03.2023, a medida liminar foi referendada pelo Plenário do STF. O mérito da referida ADI encontra-se pendente de julgamento.

12.3 Conciliação da provisão para imposto de renda e contribuição social

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2024	Reapresentado 31.03.2023	31.03.2024	Reapresentado 31.03.2023
Lucro antes do IRPJ e CSLL	558.355	623.739	766.915	862.281
(-) Equivalência patrimonial (a)	(502.897)	(643.818)	(81.643)	(104.088)
	55.458	(20.079)	685.272	758.193
IRPJ e CSLL (34%)	(18.856)	6.827	(232.992)	(257.786)
Efeitos fiscais sobre:				
Despesas indedutíveis	(301)	(13)	(5.113)	(3.616)
Incentivos fiscais	-	-	450	648
Prejuízo fiscal e base negativa da CSLL não constituídos	-	-	(6.202)	(7.817)
Constituição e/ou compensação de prejuízo fiscal e base negativa da CSLL de exercícios anteriores	-	-	2	-
Diferença entre bases de cálculo do lucro real e presumido	-	-	(5.904)	14.955
Não incidência de IRPJ/CSLL sobre atualização (Selic) de indêbitos tributários	-	-	14.724	23.902
Outros	-	-	310	(2.417)
IRPJ e CSLL correntes	-	-	(146.666)	(144.504)
IRPJ e CSLL diferidos	(19.157)	6.814	(88.059)	(87.627)
Alíquota efetiva - %	34,5%	33,9%	34,3%	30,6%

(a) Não contempla os valores reconhecidos como receita de juros sobre capital próprio de suas subsidiárias.

12.4 Reforma tributária do consumo

Em 20.12.2023, a Emenda Constitucional – EC 132 aprovou a reforma tributária do consumo, que substituiu cinco tributos (PIS, Cofins, IPI, ICMS e ISS) por um Imposto sobre Valor Adicionado (IVA) Dual de padrão internacional, formado pela Contribuição sobre Bens e Serviços - CBS, federal, e pelo Imposto sobre Bens e Serviços - IBS, de estados e municípios. A reforma cria ainda o Imposto Seletivo, de caráter regulatório, com o objetivo de desestimular o consumo de bens e serviços prejudiciais à saúde e ao meio ambiente.

Conforme a EC, os novos tributos terão início de vigência em 2026 (ano de “calibragem”), com a implantação completa a partir de 2033, encerrando-se a vigência dos atuais tributos até 2032. A aplicação dos novos tributos contará com regras gerais de não cumulatividade plena (creditamento amplo), regras equivalentes para o IBS e CBS, alíquotas equalizadas (ressalvados benefícios de redução específicos), base de incidência ampla, tributação no destino e cálculo por fora. Conforme previsto no texto da EC, haverá ainda a necessidade de regulamentações de diversos pontos que serão realizadas através de leis complementares.

Considerando as regras gerais estabelecidas no nível da referida EC, ainda não é possível determinar com exatidão os impactos finais da referida reforma para a Companhia. No entanto, considerando a atuação da Copel em negócios regulados, com preços e tarifas sujeitos a cláusulas contratuais de reequilíbrio econômico-financeiro, a Companhia espera que a implantação dos novos tributos não gere impacto relevante em seus resultados futuros. Para os segmentos de negócios com aplicação de preços de livre negociação, os contratos vigentes possuem, igualmente, cláusulas de reequilíbrio econômico-financeiro ou, alternativamente, poderão estar sujeitos a aplicação do artigo 21 da referida EC, de modo que também não há expectativa de impactos relevantes nos resultados futuros da Companhia.

Em 24.04.2024 o Poder Executivo apresentou ao Congresso Nacional sua proposta de regulamentação para a reforma tributária. Paralelamente, encontram-se em elaboração diversas propostas de regulamentação dentro do próprio Congresso Nacional. A Companhia acompanha o desdobramento dessas propostas para a avaliação de seus impactos, bem como participa ativamente dos debates e pleitos via entidades do setor elétrico brasileiro.

13 Despesas Antecipadas

Consolidado	31.03.2024	31.12.2023
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa	27.943	30.210
Prêmios de seguros	20.261	20.562
Outros	17.027	12.097
	65.231	62.869

14 Depósitos Judiciais

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2024	31.12.2023	31.03.2024	31.12.2023
Fiscais (14.1)	140.134	142.221	234.425	482.002
Trabalhistas	1.183	741	86.108	84.107
Cíveis				
Cíveis	-	-	43.241	43.081
Servidões de passagem	-	-	20.362	19.340
Consumidores	-	-	5.766	5.723
	-	-	69.369	68.144
Outros	461	409	496	459
	141.778	143.371	390.398	634.712

14.1 Depósitos judiciais fiscais

Em março de 2024 parte do saldo foi baixado em contrapartida ao passivo de INSS a recolher (NE nº 12.2).

15 Investimentos

15.1 Mutações dos investimentos

Controladora	Saldo em 1º.01.2024	Equivalência patrimonial (a)	Ajustes de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amorti- zação	Dividendos e JSCP	Reclassifi- cação (b)	Saldo em 31.03.2024
Controladas								
Copel GeT	12.551.604	299.172	-	-	-	(60.000)	11.510	12.802.286
Copel DIS	6.782.865	241.879	-	-	-	-	-	7.024.744
Copel SER	54.323	(985)	-	13.150	-	-	-	66.488
Copel COM	342.204	17.560	-	-	-	-	-	359.764
UEG Araucária (15.2)	-	(3.836)	-	-	-	-	3.836	-
Compagas (15.2)	-	7.530	-	-	-	(9)	(7.521)	-
Elejr (15.2)	-	(44)	44	-	-	-	-	-
Elejr - direito de concessão	9.235	-	-	-	(189)	-	-	9.046
	19.740.231	561.276	44	13.150	(189)	(60.009)	7.825	20.262.328
Empreendimentos controlados em conjunto								
Voltalia São Miguel do Gostoso I (15.3)	117.484	(4.238)	-	-	-	-	-	113.246
Voltalia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	8.570	-	-	-	(91)	-	-	8.479
Solar Paraná	7.209	52	-	-	-	(72)	-	7.189
	133.263	(4.186)	-	-	(91)	(72)	-	128.914
Coligadas								
Dona Francisca Energética (15.4)	30.812	1.480	-	-	-	-	-	32.292
Outras	1.931	(2)	-	-	-	-	-	1.929
	32.743	1.478	-	-	-	-	-	34.221
	19.906.237	558.568	44	13.150	(280)	(60.081)	7.825	20.425.463

(a) Valores ajustados em função do passivo a descoberto de Controladas e de cessação de depreciação de ativos reclassificados para mantidos para venda.

(b) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 39).

Consolidado	Saldo em 1º.01.2024	Equivalência patrimonial	Redução de capital	Amorti- zação	Dividendos e JSCP	Saldo em 31.03.2024
Empreendimentos controlados em conjunto (15.3)						
Voltalia São Miguel do Gostoso I	117.484	(4.238)	-	-	-	113.246
Voltalia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	8.570	-	-	(91)	-	8.479
Caiuá	133.074	3.417	-	-	-	136.491
Integração Maranhense	212.060	4.991	-	-	(3.704)	213.347
Matrinchá	994.999	22.374	-	-	-	1.017.373
Guaraciaba	492.083	12.906	-	-	-	504.989
Paranaíba	292.022	7.986	-	-	-	300.008
Mata de Santa Genebra	736.685	17.503	(37.129)	-	(41.512)	675.547
Cantareira	468.311	12.476	-	-	-	480.787
Solar Paraná	7.209	52	-	-	(72)	7.189
	3.462.497	77.467	(37.129)	(91)	(45.288)	3.457.456
Coligadas						
Dona Francisca Energética (15.4)	30.812	1.480	-	-	-	32.292
Foz do Chopim Energética (15.4)	16.113	2.698	-	-	(3.397)	15.414
Outras	1.931	(2)	-	-	-	1.929
	48.856	4.176	-	-	(3.397)	49.635
Propriedades para investimento	444	-	-	-	-	444
	3.511.797	81.643	(37.129)	(91)	(48.685)	3.507.535

15.2 Controladas com participação de não controladores

15.2.1 Informações financeiras resumidas

Saldos em 31.03.2024	Compagas	Elejor	UEG Araucária
ATIVO	1.006.145	785.064	401.980
Ativo circulante	218.694	195.995	20.388
Ativo não circulante	787.451	589.069	381.592
PASSIVO	1.006.145	785.064	401.980
Passivo circulante	186.805	106.548	51.030
Passivo não circulante	297.365	719.635	57.396
Patrimônio líquido	521.975	(41.119)	293.554
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO			
Receita operacional líquida	198.428	24.066	-
Custos e despesas operacionais	(175.082)	(22.474)	(22.159)
Resultado financeiro	(11.558)	(9.837)	(1.898)
Imposto de renda e contribuição social	(4.461)	3.202	-
Lucro líquido (prejuízo) do período	7.327	(5.043)	(24.057)
Outros resultados abrangentes	-	63	-
Resultado abrangente do período	7.327	(4.980)	(24.057)
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA			
Fluxo de caixa das atividades operacionais	(11.412)	(13.168)	(17.723)
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(3.687)	(13)	-
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(20.549)	-	-
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	(35.648)	(13.181)	(17.723)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	101.437	166.544	22.354
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	65.789	153.363	4.631
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	(35.648)	(13.181)	(17.723)

Conforme NE nº 39, as controladas Compagas e UEGA estão em processo de desinvestimento. Os saldos apresentados no quadro acima consideram os valores destas empresas antes de qualquer eliminação de saldos *intercompany* e da cessação da depreciação efetuada após a reclassificação dos ativos para mantidos para venda. O prejuízo da Elejor é decorrente principalmente da atualização monetária sobre o saldo de contas a pagar vinculadas a concessão.

15.2.2 Mutação do patrimônio líquido atribuível aos acionistas não controladores

	Compagas	Elejor	UEG Araucária	Consolidado
Participação no capital social	49%	30%	18,8%	
Em 1º.01.2024	255.677	(10.841)	60.678	305.514
Lucro líquido (prejuízo) do período	7.232	(1.513)	(3.559)	2.160
Outros resultados abrangentes	-	19	-	19
Dividendos	(9)	-	-	(9)
Em 31.03.2024	262.900	(12.335)	57.119	307.684

15.3 Informações resumidas dos principais empreendimentos controlados em conjunto

	Voltaia	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
Saldos em 31.03.2024								
ATIVO	231.208	344.601	613.369	3.052.717	1.641.231	2.060.869	3.700.258	1.845.064
Ativo circulante	9.779	49.332	91.080	481.525	240.800	250.820	582.488	208.245
Caixa e equivalentes de caixa	9.567	17.763	17.509	153.290	60.126	50.283	3.607	33.717
Outros ativos circulantes	212	31.569	73.571	328.235	180.674	200.537	578.881	174.528
Ativo não circulante	221.429	295.269	522.289	2.571.192	1.400.431	1.810.049	3.117.770	1.636.819
PASSIVO	231.208	344.601	613.369	3.052.717	1.641.231	2.060.869	3.700.258	1.845.064
Passivo circulante	97	18.547	24.956	185.766	150.930	132.834	117.417	71.745
Passivos financeiros	-	5.713	8.050	140.772	49.914	48.154	106.013	30.885
Outros passivos circulantes	97	12.834	16.906	44.994	101.016	84.680	11.404	40.860
Passivo não circulante	-	47.502	153.006	790.676	459.712	703.516	2.234.444	792.121
Passivos financeiros	-	22.006	30.983	485.034	354.587	395.458	1.716.315	400.112
Outros passivos não circulantes	-	25.496	122.023	305.642	105.125	308.058	518.129	392.009
Patrimônio líquido	231.111	278.552	435.407	2.076.275	1.030.589	1.224.519	1.348.397	981.198
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO								
Receita operacional líquida	-	9.963	16.629	87.386	48.073	62.996	114.836	49.733
Custos e despesas operacionais	(36)	(1.673)	(2.365)	(11.072)	(1.369)	(4.282)	(12.885)	(1.681)
Despesas de juros	-	(588)	(866)	(17.299)	(10.375)	(12.214)	(58.042)	(9.115)
Receitas financeiras e demais despesas financeiras	267	561	337	4.682	1.668	1.581	9.020	(368)
Equivalência patrimonial	(8.911)	-	-	-	-	-	-	-
Imposto de renda e contribuição social	(71)	(1.289)	(3.546)	(18.035)	(11.660)	(15.486)	(17.994)	(13.108)
Lucro líquido do período	(8.751)	6.974	10.189	45.662	26.337	32.595	34.935	25.461
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado abrangente do período	(8.751)	6.974	10.189	45.662	26.337	32.595	34.935	25.461
Participação no empreendimento - %	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	24,5	50,1	49,0
Valor contábil do investimento	113.246	136.491	213.347	1.017.373	504.989	300.008	675.547	480.787

Em 31.03.2024, a participação da Copel nos compromissos assumidos dos seus empreendimentos controlados em conjunto equivale a R\$ 4.822 e nos passivos contingentes classificados como perda possível equivale a R\$ 307.801 (R\$ 374.774 em 31.12.2023).

15.4 Informações resumidas das principais coligadas

Saldos em 31.03.2024	Dona Francisca	Foz do Chopim
ATIVO	172.397	44.772
Ativo circulante	19.040	7.663
Ativo não circulante	153.357	37.109
PASSIVO	172.397	44.772
Passivo circulante	18.503	1.674
Passivo não circulante	13.682	-
Patrimônio líquido	140.212	43.098
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO		
Receita operacional líquida	16.651	11.128
Depreciação e amortização	(2.173)	(657)
Outros custos e despesas operacionais	(6.892)	(2.641)
Resultado financeiro	(536)	89
Imposto de renda e contribuição social	(624)	(369)
Lucro líquido do período	6.426	7.550
Outros resultados abrangentes	-	-
Resultado abrangente do período	6.426	7.550
Participação na coligada - %	23,03	35,77
Valor contábil do investimento	32.292	15.414

Em 31.03.2024, a participação da Copel nos passivos contingentes das suas coligadas equivale a R\$ 7.023 (R\$ 2.947 em 31.12.2023).

16 Imobilizado

16.1 Imobilizado por classe de ativos

Consolidado						
	Custo	Depreciação acumulada	31.03.2024	Custo	Depreciação acumulada	31.12.2023
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	8.201.989	(5.105.501)	3.096.488	8.201.193	(5.068.855)	3.132.338
Máquinas e equipamentos	9.802.576	(3.184.445)	6.618.131	9.790.697	(3.087.977)	6.702.720
Edificações	2.007.964	(1.185.474)	822.490	2.009.061	(1.176.398)	832.663
Terrenos	497.923	(72.320)	425.603	499.020	(69.256)	429.764
Veículos	13.634	(11.194)	2.440	13.056	(11.120)	1.936
Móveis e utensílios	14.344	(8.664)	5.680	14.296	(8.570)	5.726
(-) Impairment (16.4)	(674.077)	-	(674.077)	(674.077)	-	(674.077)
(-) Obrigações especiais	(6.877)	629	(6.248)	(6.877)	510	(6.367)
	19.857.476	(9.566.969)	10.290.507	19.846.369	(9.421.666)	10.424.703
Em curso						
Custo	442.163	-	442.163	415.597	-	415.597
(-) Impairment (16.4)	(14.879)	-	(14.879)	(14.879)	-	(14.879)
	427.284	-	427.284	400.718	-	400.718
	20.284.760	(9.566.969)	10.717.791	20.247.087	(9.421.666)	10.825.421

Em 25.03.2023 após encerramento da parada programada para inspeção da unidade geradora 3 da UHE GBM, usina pertencente à FDA, subsidiária da Copel GET, foi identificada uma avaria isolada no anel de desgaste superior do rotor da turbina. Os procedimentos de recuperação foram concluídos em dezembro de

2023 e a montagem do equipamento na usina está em andamento, com retorno da operação da unidade geradora previsto para ocorrer em 15.05.2024.

16.2 Mutações do imobilizado

Consolidado						
	Saldo em 1º.01.2024	Aquisições/ Impairment	Depreciação	Baixas	Transfe- rências	Saldo em 31.03.2024
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	3.132.338	-	(36.645)	-	795	3.096.488
Máquinas e equipamentos	6.702.720	-	(98.338)	(46)	13.795	6.618.131
Edificações	832.663	-	(10.152)	(536)	515	822.490
Terrenos	429.764	-	(3.064)	(1.097)	-	425.603
Veículos	1.936	-	(111)	-	615	2.440
Móveis e utensílios	5.726	-	(137)	(6)	97	5.680
(-) Impairment (16.4)	(674.077)	-	-	-	-	(674.077)
(-) Obrigações especiais	(6.367)	-	119	-	-	(6.248)
	10.424.703	-	(148.328)	(1.685)	15.817	10.290.507
Em curso						
Custo	415.597	39.153	-	(484)	(12.103)	442.163
(-) Impairment (16.4)	(14.879)	-	-	-	-	(14.879)
	400.718	39.153	-	(484)	(12.103)	427.284
	10.825.421	39.153	(148.328)	(2.169)	3.714	10.717.791

Durante a fase de construção são capitalizados os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures. Nos primeiros 3 meses de 2024 estes custos totalizaram R\$ 707, à taxa média de 0,015% a.a. (R\$ 2.355, à taxa média de 0,051% a.a., em 2023).

16.3 Operações em conjunto - consórcios

Os valores registrados no imobilizado estão proporcionais a participação da Copel GeT nos ativos das usinas, conforme demonstrados a seguir:

Empreendimento	Participação (%) Copel GeT	Taxa média anual de depreciação (%)	31.03.2024	31.12.2023
UHE Gov. Jayme Canet Júnior - Mauá Consórcio Energético Cruzeiro do Sul	51,0			
Em serviço			860.370	859.888
(-) Depreciação Acumulada		2,74	(319.148)	(313.253)
Em curso			19.257	20.447
			560.479	567.082
UHE Baixo Iguaçu	30,0			
Em serviço			697.225	697.225
(-) Depreciação Acumulada		3,28	(115.763)	(110.039)
Em curso			43.465	42.989
			624.927	630.175
			1.185.406	1.197.257

16.4 Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (*impairment*) de ativos do segmento de geração

Em 31.03.2024, os empreendimentos com saldos de *impairment* registrados são os seguintes:

Consolidado	Imobilizado			Valor em uso
	Custo	Depreciação	<i>Impairment</i>	
UHE Colíder	2.582.421	(405.072)	(498.906)	1.678.443
Consórcio Tapajós (a)	14.879	-	(14.879)	-
Usinas no Paraná	464.613	(159.974)	(175.171)	129.468
	3.061.913	(565.046)	(688.956)	1.807.911

(a) Projeto em desenvolvimento

A Administração não identificou evidências que justificassem a necessidade de reconhecimento de perdas pela redução ao valor recuperável de ativo imobilizado no período.

17 Intangível

Consolidado	31.03.2024	31.12.2023
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (17.1)	8.619.564	8.317.327
Contratos de concessão/autorização de geração (17.2)	2.733.645	2.801.702
Outros intangíveis (17.4)	51.281	51.060
	11.404.490	11.170.089

A Administração não identificou evidências que justificassem a necessidade de reconhecimento de perdas pela redução ao valor recuperável de ativos intangíveis.

17.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Consolidado	Ativo intangível em serviço	Obrigações especiais em serviço	Total
Em 1º.01.2024	11.201.945	(2.884.618)	8.317.327
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10.1)	497.743	(55.642)	442.101
Outras transferências	15	-	15
Quotas de amortização - concessão (a)	(170.682)	42.968	(127.714)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(2.611)	-	(2.611)
Baixas	(9.554)	-	(9.554)
Em 31.03.2024	11.516.856	(2.897.292)	8.619.564

(a) Amortização durante o período de concessão a partir da transferência para intangível em serviço ou da vida útil dos ativos, dos dois o menor.

Saldo referente à parcela da infraestrutura que será utilizada durante a concessão, líquida das obrigações especiais. As obrigações especiais representam os recursos relativos à participação financeira do consumidor, da União, Estados e Municípios, destinados a investimentos em empreendimentos vinculados à concessão, e não são passivos onerosos ou créditos do acionista.

17.2 Contratos de concessão de geração

Consolidado	Contrato de concessão (a) em serviço	Direito de concessão e autorização/ágio técnico	Total
Em 1º.01.2024	1.303.158	1.498.544	2.801.702
Quotas de amortização - concessão e autorização (a)	(56.961)	(11.096)	(68.057)
Em 31.03.2024	1.246.197	1.487.448	2.733.645

(a) Amortização durante o período de concessão/autorização a partir do início da operação comercial do empreendimento.

17.3 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

Em 1º.01.2024	-
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10.2)	1.122
Quotas de amortização - concessão (a)	(9.951)
Reclassificação (b)	8.829
Em 31.03.2024	-

(a) Amortização pela expectativa de vida útil do ativo (30 anos para os ativos da operação de distribuição de gás e 10 anos para os demais bens) limitado ao prazo final da concessão.

(b) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 39).

17.4 Outros intangíveis

Ativo composto por softwares adquiridos de terceiros ou gerados internamente, mensurados pelo custo total de aquisição diminuído das despesas de amortização.

Consolidado	em serviço	em curso	Total
Em 1º.01.2024	23.940	27.120	51.060
Aquisições	60	2.696	2.756
Transferências do imobilizado	-	52	52
Capitalizações para intangível em serviço	1.602	(1.602)	-
Quotas de amortização (a)	(2.304)	-	(2.304)
Baixas	-	(283)	(283)
Em 31.03.2024	23.298	27.983	51.281

(a) Taxa anual de amortização: 20%.

18 Obrigações Sociais e Trabalhistas

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2024	31.12.2023	31.03.2024	31.12.2023
Obrigações sociais				
Impostos e contribuições sociais	1.105	2.288	29.609	46.831
Encargos sociais sobre férias e 13º salário	833	884	16.590	15.700
	1.938	3.172	46.199	62.531
Obrigações trabalhistas				
Folha de pagamento, líquida	-	-	51	27
Férias e 13º Salário	2.455	2.409	83.142	81.253
Provisões por desempenho e participação nos lucros	10.530	7.925	232.441	173.663
Programa de desligamentos voluntários (18.1)	17.102	17.102	585.138	610.057
Outros	-	-	3	7
	30.087	27.436	900.775	865.007
	32.025	30.608	946.974	927.538

18.1 Programa de Desligamentos Voluntários - PDV

Saldo do PDV instituído em 24.08.2023 referente ao montante que será pago a título de indenização, acrescido da multa de 40% do FGTS e dos valores de auxílio alimentação e do subsídio da parte do empregador referente à mensalidade do plano de saúde, que serão pagos pela Copel por 12 meses a partir da data do desligamento. Do total provisionado, parte já foi baixada em decorrência de alguns desligamentos antecipados e o maior valor será quitado em agosto de 2024.

19 Fornecedores

Consolidado	31.03.2024	31.12.2023
Energia elétrica	1.239.683	1.284.191
Materiais e serviços	715.434	638.025
Encargos de uso da rede elétrica	332.742	363.357
	2.287.859	2.285.573
	Circulante	2.156.716
	Não circulante	131.143
		2.154.430
		131.143

20 Empréstimos e Financiamentos

Consolidado												
Contrato	Empresa	Destinação	Garantias	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Pagamento de encargos	Encargos financeiros do contrato a.a.	Taxa efetiva de juros a.a.	Valor do contrato	31.03.2024	31.12.2023
MOEDA NACIONAL Banco do Brasil CCB 265.901.903	Copel DIS	Capital de giro.	Cessão de créditos	29.06.2022	2	24.06.2025	Trimestral	DI + spread 1,25%	DI + spread 2,14%	750.000	751.015	751.096
											751.015	751.096
Itaú Unibanco S.A Nota Comercial (a)	Copel GET	Amortização parcial da 3ª, 4ª e 5ª emissões de debêntures da emitente e atendimento de obrigações diversas de curto prazo, incluindo compra de energia, obrigações regulatórias e dividendos.	Fidejussória	10.09.2022	2	10.09.2025	Semestral	DI + spread 1,22%	DI + spread 1,31%	1.000.000	1.006.007	1.039.097
											1.006.007	1.039.097
Caixa Econômica Federal 415.855-22/14	Copel DIS	Programa de Eletrificação Rural - Luz para Todos.	Receita própria; emissão de notas promissórias e duplicatas de venda mercantil.	31.03.2015	120	08.12.2026	Mensal	6,0%	6,0%	16.984	5.269	5.748
											5.269	5.748
Banco do Nordeste do Brasil 35202166127989	Jandaíra I	Implantação do Complexo Eólico Jandaíra.	Fiança bancária	31.05.2021	192	15.06.2038	Mensal	2,7086% + IPCA ⁽¹⁾	3,0107% + IPCA	21.687	19.620	19.911
35202164527986	Jandaíra II			31.05.2021	192	15.06.2038	Mensal	2,2161% + IPCA ⁽¹⁾ e 2,7086% + IPCA ⁽¹⁾	3,0107% + IPCA	56.421	51.038	51.796
35202162927987	Jandaíra III			31.05.2021	192	15.06.2038	Mensal	2,7086% + IPCA ⁽¹⁾	3,0107% + IPCA	65.158	58.917	59.792
35202160027984	Jandaíra IV			31.05.2021	192	15.06.2038	Mensal	2,2161% + IPCA ⁽¹⁾ e 2,7086% + IPCA ⁽¹⁾	3,0107% + IPCA	65.421	59.155	60.033
35201915725525	Potiguar B141	Implantação do Complexo Eólico Vilas.	Cessão fiduciária de direitos creditórios; cessão fiduciária de direitos do contrato de O&M; cessão fiduciária de direitos emergentes da autorização; penhor de ações; alienação fiduciária de máquinas e equipamentos do projeto; Fiança bancária de 100%; cessão fiduciária das Contas Reserva do serviço da dívida; cessão fiduciária da conta reserva de operação (O&M); Contrato de suporte de acionista	04.04.2019	216	15.04.2039	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	92.138	85.099	85.776
35201922425522	Potiguar B142			04.04.2019	216	15.04.2039	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	92.213	85.119	85.797
35201926525533	Potiguar B143			11.04.2019	216	15.04.2039	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	92.138	84.806	85.481
35201910625534	Ventos de Vila Paraiba IV			18.04.2019	216	15.05.2039	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	92.138	86.246	87.046
352020148727169	Potiguar B61			11.08.2020	216	15.08.2040	Mensal	IPCA + 1,4865%	IPCA + 1,4865%	163.886	178.955	180.062
18120185433499	Aventura II	Implantação do Complexo Eólico Aventura.	Fiança bancária	28.12.2018	204	15.01.2039	Mensal	IPCA + 2,5707%	IPCA + 2,5707%	69.338	63.837	64.272
18120185473500	Aventura III			28.12.2018	204	15.01.2039	Mensal	IPCA + 2,5707%	IPCA + 2,5707%	82.490	75.924	76.460
18120185483501	Aventura IV			28.12.2018	204	15.01.2039	Mensal	IPCA + 2,5707%	IPCA + 2,5707%	97.887	90.708	91.322
18120185493502	Aventura V			28.12.2018	204	15.01.2039	Mensal	IPCA + 2,5707%	IPCA + 2,5707%	98.684	91.665	92.255
18720193955241	SRMN I			Implantação do Complexo Eólico Santa Rosa & Mundo Novo (SRMN)	Fiança bancária	30.04.2019	252	15.05.2043	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	110.922
18720193965240	SRMN II	30.04.2019	252			15.05.2043	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	97.057	101.528	101.752
18720193875242	SRMN III	30.04.2019	252			15.05.2043	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	110.922	117.687	118.104
18720193985243	SRMN IV	30.04.2019	252			15.05.2043	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	110.922	119.453	119.697
18720193995244	SRMN V	30.04.2019	252			15.05.2043	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	83.192	87.407	87.849
											1.574.058	1.584.566
Banco do Brasil - Repasse BNDES 21/02000-0	Copel GeT	Implementação da UHE Mauá.	Receita proveniente da comercialização de energia da usina.	16.04.2009	179	15.01.2028	Mensal	2,13% acima da TJLP	2,13% acima da TJLP	169.500	46.306	49.263
											46.306	49.263

(a) Nota Comercial, série única, para distribuição pública com esforços restritos. Fiadora: Copel. Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM.

(1) - IPCA utilizado no cálculo do juros e não na atualização do principal.

(continua)

Consolidado	Empresa	Destinação	Garantias	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Pagamento de encargos	Encargos financeiros do contrato a.a.	Taxa efetiva de juros a.a.	Valor do contrato	31.03.2024	31.12.2023	
BNDES													
820989.1		Implementação da UHE Mauá.	Receita proveniente da comercialização de energia da usina.	17.03.2009	179	15.01.2028	Mensal	1,63% acima da TJLP	1,63% acima da TJLP	169.500	46.305	49.263	
1120952.1		Implantação de linha de transmissão entre as subestações Foz do Iguaçu e Cascavel Oeste.	Cessão fiduciária de direitos creditórios; receita proveniente da prestação de serviços de transmissão.	16.12.2011	168	15.04.2026	Mensal	1,82% e 1,42% acima da TJLP	1,82% e 1,42% acima da TJLP	44.723	7.070	7.909	
1220768.1		Implantação da PCH Cavernoso II.	Receita proveniente da comercialização de energia da usina.	28.09.2012	192	15.07.2029	Mensal	1,36% acima da TJLP	1,36% acima da TJLP	73.122	26.227	27.422	
13211061		Implantação da UHE Colider.		04.12.2013	192	15.10.2031	Mensal	0% e 1,49% acima da TJLP	6,43% e 7,68%	1.041.155	534.775	551.707	
13210331		Implantação da subestação Cerquillo III.		03.12.2013	168	15.08.2028	Mensal	1,49% e 1,89% acima da TJLP	1,49% e 1,89% acima da TJLP	17.644	5.913	6.240	
15206041	Copel GeT	Implantação de linha de transmissão Assis - Paraguaçu Paulista II.		28.12.2015	168	15.06.2030	Mensal	2,42% acima da TJLP	9,04%	34.265	13.601	14.127	
15205921		Implantação de linhas de transmissão Londrina - Figueira e Salto Osório - Foz do Chopim.		28.12.2015	168	15.12.2029	Mensal	2,32% acima da TJLP	8,93%	21.584	7.927	8.261	
18205101		Implantação da UHE Baixo Iguaçu	Cessão fiduciária de direitos creditórios.	22.11.2018	192	15.06.2035	Mensal	1,94% acima da TJLP	8,50%	194.000	145.556	148.613	
19207901- A+B+E+F+G+H		Implantação das instalações de transmissão das linhas: SE Medianeira; SE Curitiba Centro e Curitiba Uberaba e SE Andirá Leste.		03.06.2020	279	15.12.2043	Mensal	IFCA + 4,8165%	IFCA + 4,8570%	206.882	203.500	202.439	
19207901- C+D+H+J		Implantação das instalações de transmissão das linhas: Linha de Transmissão Curitiba Leste - Blumenau e Baixo Iguaçu - Realeza.		03.06.2020	267	15.12.2043	Mensal	IFCA + 4,8165%	IFCA + 4,8570%	225.230	191.262	190.270	
14205611-C	Copel DIS	Preservação de negócios, melhorias, suporte operacional e investimentos gerais em expansão e consolidação de projetos e programas de Investimentos Sociais de Empresas (ISE)	Fiança da Copel; cessão fiduciária de receitas e direitos indenizatórios da concessão.	15.12.2014	113	15.06.2024	Mensal	6,0%	6,0%	78.921	1.960	3.919	
14.2.1271.1	Santa Maria		Fiança da Copel; penhor de ações; cessão fiduciária de direitos creditórios; cessão fiduciária de receitas.	01.06.2015	192	15.08.2031	Mensal	1,66% acima da TJLP	8,26%	71.676	29.533	30.490	
14.2.1272.1	Santa Helena			01.06.2015	192	15.08.2031	Mensal	1,66% acima da TJLP	8,26%	82.973	32.044	33.082	
11211521	GE Farol			19.03.2012	192	15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	54.100	25.243	26.207	
11211531	GE Boa Vista	Construção e implantação de centrais geradoras eólicas	Penhor de ações; cessão fiduciária de recebíveis provenientes de venda de energia elétrica produzidas pelo projeto; cessão fiduciária de máquinas e equipamentos.	19.03.2012	192	15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	40.050	18.663	19.374	
11211541	GE S.B. do Norte			19.03.2012	192	15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	90.900	42.324	43.940	
11211551	GE Olho D'Água			19.03.2012	192	15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	97.000	45.201	46.927	
18204611	Cutia		Penhor de ações; cessão fiduciária de direitos creditórios.	10.10.2018	192	15.07.2035	Mensal	2,04% acima da TJLP	8,37%	619.405	515.592	521.972	
13212221 - A	Costa Oeste	Implantação de linha de transmissão entre as subestações Cascavel Oeste e Umuarama Sul e implantação da subestação Umuarama Sul.		03.12.2013	168	30.11.2028	Mensal	1,95% + TJLP	1,95% + TJLP	27.634	10.243	10.778	
14205851 - A		Implantação de linha de transmissão entre as subestações Curitiba e Curitiba Leste e implantação da subestação Curitiba Leste.	Cessão fiduciária de direitos creditórios; 100% das ações penhoradas.	08.07.2014	168	30.06.2029	Mensal	2,00% + TJLP	2,00% + TJLP	33.460	13.870	14.512	
14205851 - B	Marumbi			08.07.2014	106	30.04.2024	Mensal	6,0%	6,0%	21.577	189	755	
											1.916.998	1.958.207	
Total moeda nacional											5.299.653	5.387.977	
											Divida bruta	5.299.653	5.387.977
											(-) Custo de transação	(41.591)	(44.760)
											Divida líquida	5.258.062	5.343.217
											Circulante	1.145.446	675.980
											Não Circulante	4.112.616	4.667.237

DI - Depósito interbancário

IFCA - Índice nacional de preços ao consumidor amplo

TJLP - Taxa de Juros de Longo Prazo

20.1 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.03.2024	Consolidado		
	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida
2025	1.073.472	(4.892)	1.068.580
2026	267.239	(2.344)	264.895
2027	271.061	(2.351)	268.710
2028	256.722	(2.364)	254.358
2029	256.269	(2.355)	253.914
Após 2029	2.016.681	(14.522)	2.002.159
	4.141.444	(28.828)	4.112.616

20.2 Mutação de empréstimos e financiamentos

Consolidado		Total
Em 1º.01.2024		5.343.217
Encargos		125.451
Variação monetária		7.975
Amortização - principal		(66.375)
Pagamento - encargos		(152.206)
Em 31.03.2024		5.258.062

20.3 Cláusulas contratuais restritivas - *covenants*

Os contratos de empréstimos e financiamentos contém cláusulas que requerem a manutenção de índices econômico-financeiros dentro de parâmetros pré-estabelecidos, com exigibilidade de cumprimento anual, bem como outras condições a serem observadas, tais como não alterar a participação acionária da Companhia no capital social das controladas que represente alteração de controle sem a prévia anuência. O descumprimento das condições contratadas poderá implicar na necessidade de cumprimento de obrigações acessórias, em multas ou até na declaração de vencimento antecipado das dívidas.

Em 31.12.2023, todos os indicadores financeiros medidos anualmente foram integralmente atendidos. Em 31.03.2024, todos os demais indicadores e condições acordados foram integralmente atendidos.

Para o processo de transformação da Copel em sociedade com capital disperso e sem acionista controlador durante o ano de 2023 foi obtido o consentimento dos credores de modo que a alteração de controle acionário não caracterizasse um evento de vencimento antecipado das dívidas da Companhia, conforme detalhado na NE nº 20.3 das demonstrações financeiras de 31.12.2023. No que diz respeito a condicionante do BNDES relacionada a obtenção das novas concessões das Usinas Hidrelétricas Governador Bento Munhoz da Rocha Netto, Governador Ney Braga e Governador José Richa, a Companhia iniciou os trâmites formais e aguarda a convocação pelo Poder Concedente para assinatura dos novos contratos.

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

Empresa	Instrumento Contratual	Indicadores financeiros anuais	Limite
Copel GeT	BNDES Finem nº 820989.1 - Mauá Banco do Brasil nº 21/02000-0 - Mauá	Ebitda/ Resultado Financeiro Líquido	≥ 1,3
	Nota Comercial	Índice de cobertura do serviço da dívida Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado	≥ 1,5 ≤ 3,5
Copel DIS	BNDES Finem nº 14205611	Endividamento Financeiro / Ebitda	≤ 4,0
Santa Maria	BNDES Finem nº 14212711	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Santa Helena	BNDES Finem nº 14212721		
São Bento Energia, Investimento e Participações GE Boa Vista S.A. GE Farol S.A. GE Olho D'Água S.A. GE São Bento do Norte S.A.	Contrato de Cessão BNDES BNDES Finem nº 11211531 BNDES Finem nº 11211521 BNDES Finem nº 11211551 BNDES Finem nº 11211541	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Cutia	BNDES Finem nº 18204611	Índice de cobertura do serviço da dívida (a)	≥ 1,2
Costa Oeste	BNDES Finem nº 13212221	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Marumbi	BNDES Finem nº 14205851	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3

Financiamento a empreendimentos - Finem

(a) indicador calculado com os valores das demonstrações financeiras consolidadas da Cutia Empreendimentos Eólicos S.A. O contrato estabelece que, caso o índice esteja no intervalo entre 1,10 e 1,20, deve-se complementar o valor dos recursos aplicados na Conta Reserva de forma que a totalidade atinja o índice de 1,20, no prazo de até 2 dias úteis contados da divulgação das demonstrações financeiras.

21 Debêntures

Empresa	Emissão	Características	Destinação	Garantias	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Pagamento de encargos	Encargos financeiros do contrato a.a.	Taxa efetiva de juros a.a.	Valor do contrato	31.03.2024	31.12.2023
Copel GeT	5ª	(a)	Reembolso de gastos da construção das Linhas de Transmissão Araraquara II - Taubaté, Assis - Londrina e Foz do Chopim.	Fidejussória	25.09.2018	5	15.09.2025	Semestral	IPCA + 7,6475%	IPCA+ 8,3295%	290.000	157.193	157.327
	6ª (série 1)	(b)	Resgate antecipado total da 5ª emissão de notas promissórias e pagamento parcial da 2ª parcela de amortização da 2ª emissão de debêntures.		15.07.2019	2	15.07.2024	Semestral	109,0% da taxa DI	111,25% da taxa DI	800.000	409.501	424.292
	6ª (série 2)		Reembolso de gastos com os projetos UHE Colider e UHE Baixo Iguaçu		15.07.2019	1	15.07.2025	Semestral	IPCA + 3,90%	IPCA+ 4,46%	200.000	265.001	263.113
	7ª (série 1)	(b)	Reforço do capital de giro da Emissora; amortização e/ou o reembolso de caixa de parcela de principal da 3ª e 4ª emissão de debêntures.		15.10.2021	2	15.10.2026	Semestral	DI + spread 1,38%	DI + spread 1,45%	1.133.363	1.197.754	1.163.255
	7ª (série 2)		Investimentos para expansão, renovação ou melhoria e/ou reembolso de despesas no âmbito dos Projetos: Melhorias da Usina Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto; Implantação dos Ativos do Lote "E", do Leilão Aneel nº 05/2015; Aportes na Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. e Bela Vista Geração de Energia S.A.		15.10.2021	3	15.10.2031	Semestral	IPCA + 5,7138%	IPCA + 6,1033%	366.637	429.209	416.456
	8ª (série 1)		Aquisição dos Complexos Eólicos Santa Rosa & Mundo Novo (SRMN) e Aventura.		15.01.2023	2	15.01.2030	Semestral	DI + spread 1,40%	DI + spread 1,41%	1.100.000	1.127.113	1.168.465
	8ª (série 2)		Reembolso de despesas de investimentos e/ou de aportes no âmbito dos Projetos das Centrais Geradoras Eólicas denominadas Jandaíras I, II, III e IV.		15.01.2023	3	15.01.2035	Semestral	IPCA +6,8226%	IPCA +7,5817%	200.000	214.472	214.426
	Copel DIS	5ª (série 1)	(b)		Investimento para expansão, renovação ou melhoria e reembolso de despesas da rede de distribuição de energia elétrica da Emissora vinculada ao contrato de concessão nº 46/1999 da Aneel.	Fidejussória	15.11.2019	3	15.11.2027	Semestral	IPCA + 4,20%	IPCA + 4,61%	500.000
6ª (série 1)		Reforço do capital de giro da Emissora e amortização da primeira parcela de principal das debêntures de cada uma das seguintes emissões da Emissora: 3ª, 4ª e 5ª Emissão.		16.06.2021	2		15.06.2026	Semestral	CDI + 1,95%	CDI + 2,02%	1.000.000	1.035.271	1.004.566
6ª (série 2)		Investimentos para expansão, renovação ou melhoria e/ou reembolso de despesas da rede de distribuição de energia elétrica da Emissora, vinculada ao Contrato de concessão n°46/1999 da Aneel.		16.06.2021	3		15.06.2031	Semestral	IPCA + 4,7742%	IPCA + 5,1564%	500.000	602.669	585.696
7ª (série 1)		(d)	Reforço de Capital de giro; resgate das debêntures da 3ª emissão; amortização da 2ª parcela de principal da 4ª e 5ª emissão.	15.05.2022	2		15.05.2025	Semestral	CDI + 1,21%	CDI + 1,28%	300.000	313.409	304.505
7ª (série 2)			Investimentos para expansão, renovação ou melhoria e/ou reembolso de despesas da rede de distribuição de energia elétrica da emissora, vinculada ao Contrato de concessão n°46/1999 da Aneel.	15.05.2022	2		15.05.2027	Semestral	CDI + 1,36%	CDI + 1,42%	901.450	942.245	915.148
7ª (série 3)		(d)	Exclusivamente para reforço de caixa para atendimento dos compromissos da Emissora	15.05.2022	3		15.05.2032	Semestral	IPCA + 6,1732%	IPCA + 6,6587%	298.550	326.262	315.816
8ª (série 1)			Exclusivamente para amortização do principal e dos juros devidos no âmbito da Escritura Particular da 4ª Emissão de Debêntures, e o valor remanescente, se houver, para reforço de caixa para atendimento dos compromissos da Emissora	15.06.2023	1		15.06.2024	Semestral	CDI + 1,45%	CDI + 1,89%	400.000	413.769	401.784
8ª (série 2)			Exclusivamente para reforço de caixa para atendimento dos compromissos da Emissora	15.06.2023	2		15.06.2027	Semestral	CDI + 2,00%	CDI + 2,14%	800.000	828.782	803.723
8ª (série 3)			Exclusivamente para reforço de caixa para atendimento dos compromissos da Emissora	15.06.2023	1		15.06.2028	Semestral	CDI + 2,25%	CDI + 2,35%	400.000	414.673	401.897
Brisa Potiguar	2ª (série 1) 2ª (série 2)	(c)	Implantação de centrais geradoras eólicas.	Real e fidejussória e penhor de ações da Copel GeT	24.03.2016 24.03.2016	192 192	15.07.2032 15.07.2032	Mensal Mensal	TJLP + 2,02% IPCA + 9,87%	TJLP + 2,02% IPCA + 10,92%	147.575 153.258	80.435 116.620	82.744 118.146
Cutia	1ª	(a)	Construção e implantação de centrais geradoras eólicas.	Fidejussória	20.03.2019	26	15.12.2031	Semestral	IPCA + 5,8813%	IPCA+ 6,83%	360.397	349.555	349.555
											Dívida bruta	9.899.358	9.738.006
											(-) Custo de transação	(110.881)	(118.900)
											Dívida líquida	9.788.477	9.619.106
											Circulante	1.344.004	1.225.649
											Não Circulante	8.444.473	8.393.457

(a) Debêntures simples, série única, não conversíveis em ações, da espécie com garantia real com garantia adicional fidejussória, para distribuição pública com esforços restritos de distribuição, nos termos da Instrução CVM nº 476. Interviente garantidora: Copel. Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM.

(b) Debêntures simples, duas séries, não conversíveis em ações, da espécie quirográfaria, para distribuição pública com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução CVM nº 476. Interviente garantidora: Copel. Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM.

(c) Debêntures simples, duas séries, não conversíveis em ações, emissão privada. Empresas: Nova Asa Branca I, Nova Asa Branca II, Nova Asa Branca III, Nova Eurus e Ventos de Santo Uriel. Interviente garantidora: Copel. Não possui agente fiduciário.

(d) Debêntures simples, três séries, não conversíveis em ações, da espécie quirográfaria, com garantia adicional fidejussória, para distribuição pública com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução CVM nº 476. Interviente garantidora: Copel. Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM.

21.1 Vencimentos das parcelas de longo prazo

	Consolidado		
31.03.2024	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida
2025	1.829.671	(18.796)	1.810.875
2026	2.206.846	(19.105)	2.187.741
2027	1.135.402	(11.413)	1.123.989
2028	466.416	(8.281)	458.135
2029	961.442	(8.115)	953.327
Após 2029	1.927.056	(16.650)	1.910.406
	8.526.833	(82.360)	8.444.473

21.2 Mutações das debêntures

	Consolidado
Em 1º.01.2024	9.619.106
Encargos e variação monetária	306.476
Amortização - principal	(24.300)
Pagamento - encargos	(132.035)
Reclassificação (a)	19.230
Em 31.03.2024	9.788.477

(a) Reclassificação para Passivos classificados como mantidos para venda (NE nº 39).

21.3 Cláusulas contratuais restritivas - *covenants*

As debêntures emitidas contém cláusulas que requerem a manutenção de índices econômico-financeiros dentro de parâmetros pré-estabelecidos, com exigibilidade de cumprimento anual, bem como outras condições a serem observadas, tais como não alterar a participação acionária da Companhia no capital social, que represente alteração de controle sem a prévia anuência dos debenturistas; não realizar, sem prévia e expressa autorização dos debenturistas, distribuição de dividendos ou pagamentos de juros sobre capital próprio, caso esteja em mora relativamente ao cumprimento de quaisquer de suas obrigações pecuniárias ou não atenda aos índices financeiros estabelecidos. O descumprimento das condições contratadas poderá implicar na necessidade de cumprimento de obrigações acessórias, na solicitação de anuência aos debenturistas ou até na declaração de vencimento antecipado das dívidas.

Em 31.12.2023, todos os indicadores financeiros medidos anualmente foram integralmente atendidos. Em 31.03.2024, todos os demais indicadores e condições acordados foram integralmente atendidos.

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

Empresa	Instrumento Contratual	Indicadores financeiros anuais	Limite
Copel GeT	5ª Emissão de Debêntures 6ª Emissão de Debêntures 7ª Emissão de Debêntures 8ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado Índice de cobertura do serviço da dívida	≤ 3,5 ≥ 1,5
Copel DIS	5ª Emissão de Debêntures 6ª Emissão de Debêntures 7ª Emissão de Debêntures 8ª Emissão de Debêntures		
Nova Asa Branca I Nova Asa Branca II Nova Asa Branca III Nova Eurus IV Ventos de Santo Uriel	2ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Cutia	1ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida (a)	≥ 1,2

(a) indicador calculado com os valores das demonstrações financeiras consolidadas da Cutia Empreendimentos Eólicos S.A. O contrato estabelece que, caso o índice esteja no intervalo entre 1,10 e 1,20, deve-se complementar o valor dos recursos aplicados na Conta Reserva de forma que a totalidade atinja o índice de 1,20, no prazo de até 2 dias úteis contados da divulgação das demonstrações financeiras.

22 Benefícios Pós-emprego

A Companhia e suas controladas patrocina planos previdenciários para complementação de aposentadoria e pensão (Plano Unificado e Plano III) e Plano Assistencial, para assistência médica e odontológica (Planos Prosaúde II e Prosaúde III), para seus empregados ativos e seus dependentes legais. O patrocínio vitalício do Plano Assistencial para os aposentados, pensionistas e dependentes legais somente é aplicado aos participantes do Plano Prosaúde II. A Fundação Copel de Previdência e Assistência é a entidade que administra estes planos.

22.1 Plano de benefício previdenciário

O Plano Unificado é um plano de Benefício Definido - BD em que a renda é pré-determinada em função do nível salarial de cada indivíduo. Este plano está fechado para novos participantes desde 1998.

O Plano III, único plano disponível para novos participantes, é um plano de Contribuição Variável - CV na fase contributiva e, após a aposentadoria, torna-se um plano de Benefício Definido - BD.

22.2 Plano Assistencial

A Companhia e suas controladas alocam recursos para a cobertura das despesas de saúde dos empregados e de seus dependentes, dentro de regras, limites e condições estabelecidos nos regulamentos dos Planos Prosaúde II e Prosaúde III. A cobertura inclui exames médicos periódicos em ambos os planos e somente é estendida a todos os aposentados e pensionistas vitaliciamente no Plano Prosaúde II.

22.3 Balanço patrimonial e resultado

Os valores reconhecidos no passivo, na conta de Benefícios pós-emprego, estão resumidos a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2024	31.12.2023	31.03.2024	31.12.2023
Planos previdenciários	2	8	89	426
Planos assistenciais	51.389	51.371	1.493.114	1.483.817
	51.391	51.379	1.493.203	1.484.243
Circulante	4.399	3.842	96.705	85.833
Não circulante	46.992	47.537	1.396.498	1.398.410

Os valores reconhecidos no resultado estão resumidos a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2024	31.03.2023	31.03.2024	Reapresentado 31.03.2023
Empregados				
Planos previdenciários	770	565	13.960	13.573
Plano assistencial - pós-emprego	1.112	801	33.511	32.163
Plano assistencial - funcionários ativos	461	395	21.095	18.247
	2.343	1.761	68.566	63.983
Administradores				
Planos previdenciários	227	163	344	283
Plano assistencial	32	19	66	45
	259	182	410	328
	2.602	1.943	68.976	64.311

22.4 Mutação dos benefícios pós-emprego

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2024	51.379	1.484.243
Apropriação do cálculo atuarial	1.112	33.888
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	1.539	33.241
Amortizações	(2.639)	(57.792)
Reclassificação (a)	-	(377)
Em 31.03.2024	51.391	1.493.203

(a) Reclassificação para Passivos classificados como mantidos para venda (NE nº 39).

23 Encargos Setoriais a Recolher

Consolidado	31.03.2024	31.12.2023
Conta de desenvolvimento energético - CDE	58.659	56.927
Reserva global de reversão - RGR	4.157	4.539
	62.816	61.466

24 Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

Conforme a Lei nº 9.991/2000 e regulamentações complementares, as concessionárias e permissionárias de geração e transmissão de energia elétrica estão obrigadas a destinar anualmente o percentual de 1% de sua receita operacional líquida regulatória em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico, e as concessionárias de distribuição de energia elétrica devem segregar esse mesmo percentual entre os programas de pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e de eficiência energética.

Os saldos registrados de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Programa de Eficiência Energética - PEE estão demonstrados no quadro a seguir:

Consolidado	Aplicado e não concluído	Saldo a recolher	Saldo a aplicar	Saldo em 31.03.2024	Saldo em 31.12.2023
Pesquisa e desenvolvimento - P&D					
FNDCT	-	5.696	-	5.696	5.781
MME	-	2.847	-	2.847	2.891
P&D	150.902	1.332	48.235	200.469	201.871
	150.902	9.875	48.235	209.012	210.543
Programa de eficiência energética - PEE					
Procel	-	26.744	-	26.744	23.613
PEE	133.092	5.047	176.394	314.533	319.518
	133.092	31.791	176.394	341.277	343.131
	283.994	41.666	224.629	550.289	553.674
			Circulante	295.811	320.196
			Não circulante	254.478	233.478

Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT
 Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - Procel

24.1 Mutações dos saldos de P&D e PEE

Consolidado	FNDCT	MME	P&D	Procel	PEE	Total
Em 1º.01.2024	5.781	2.891	201.871	23.613	319.518	553.674
Constituições	10.205	5.102	10.206	3.339	13.345	42.197
Contrato de desempenho	-	-	-	-	1.146	1.146
Juros (NE nº 32)	-	-	1.378	(208)	4.289	5.459
Recolhimentos	(10.290)	(5.146)	(2.176)	-	(10.035)	(27.647)
Conclusões	-	-	(10.584)	-	(13.730)	(24.314)
Reclassificação (a)	-	-	(226)	-	-	(226)
Em 31.03.2024	5.696	2.847	200.469	26.744	314.533	550.289

(a) Reclassificação para Passivos classificados como mantidos para venda (NE nº 39).

25 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão

Consolidado	Empresa	Outorga	Assinatura	Final	Taxa de desconto	Correção Anual	31.03.2024	31.12.2023	
UHE Mauá	Copel GeT	29.06.2007	03.07.2007	06.2049	5,65% a.a.	IPCA	23.262	23.005	
UHE Colíder	Copel GeT	29.12.2010	17.01.2011	01.2046	7,74% a.a.	IPCA	31.910	31.493	
UHE Baixo Iguaçu	Copel GeT	19.07.2012	20.08.2012	01.2047	7,74% a.a.	IPCA	9.453	9.337	
UHE Guaricana	Copel GeT	03.03.2020	03.03.2020	03.2025	7,74% a.a.	IPCA	1.091	1.325	
UHEs Fundão e Santa Clara	Elejor	23.10.2001	25.10.2001	05.2037	11,00% a.a.	IGPM	816.475	828.695	
							882.191	893.855	
							Circulante	101.098	101.976
							Não circulante	781.093	791.879

Taxa de desconto no cálculo do valor presente

Taxa desconto real e líquida, compatível com a taxa estimada de longo prazo, não tendo vinculação com a expectativa de retorno do projeto.

Pagamento à União

Parcelas mensais equivalentes a 1/12 do pagamento anual corrigido, conforme definido no contrato de concessão.

25.1 Mutações de contas a pagar vinculadas à concessão

Em 1º.01.2024	893.855
Ajuste a valor presente	52
Variação monetária	15.765
Pagamentos	(27.481)
Em 31.03.2024	882.191

26 Direito de uso de ativos e Passivo de arrendamentos

26.1 Direito de uso de ativos

Consolidado	Saldo em 1º.01.2024	Adições	Amortização	Baixas	Reclassificação (a)	Saldo em 31.03.2024
Imóveis	162.614	24.541	(2.719)	(302)	(8.608)	175.526
Veículos	85.475	26.447	(12.889)	-	(2.571)	96.462
Equipamentos	4.511	5.990	(3.243)	-	-	7.258
	252.600	56.978	(18.851)	(302)	(11.179)	279.246

(a) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 39)

26.2 Passivo de arrendamentos

26.2.1 Mutação do passivo de arrendamentos

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2024	7.086	270.442
Adições	427	56.978
Encargos	178	7.277
Pagamento - principal	(139)	(17.908)
Pagamento - encargos	(178)	(7.393)
Baixas	-	(353)
Reclassificação (a)	-	(10.188)
Em 31.03.2024	7.374	298.855
	Circulante	52.717
	Não circulante	246.138

(a) Reclassificação para Passivos classificados como mantidos para venda (NE nº 39)

A Companhia define a taxa de desconto com base na taxa de juros nominal praticada na última captação de recursos, desconsiderando captações subsidiadas ou incentivadas. As taxas de juros aplicadas variam de 3,58% a 15,55% a.a.

26.2.2 Vencimentos das parcelas de longo prazo

2025	33.788
2026	45.691
2027	26.114
2028	21.050
2029	14.756
Após 2029	244.112
Valores não descontados	385.511
Juros embutidos	(139.373)
Saldo do passivo de arrendamento	246.138

26.2.3 Direito potencial de PIS/Cofins a recuperar

Segue quadro indicativo do direito potencial de PIS/Cofins a recuperar embutido na contraprestação de arrendamentos conforme os períodos previstos para pagamento.

Fluxos de caixa	Nominal	Valor Presente
Contraprestação do arrendamento	532.567	298.855
Pis/Cofins potencial	38.918	23.268

26.3 Impacto pela projeção de inflação nos fluxos de caixa descontados

Em conformidade com o CPC 06 (R2) / IFRS 16, na mensuração e na remensuração do passivo de arrendamento e do direito de uso, a Companhia utilizou a técnica de fluxo de caixa descontado sem considerar a inflação futura projetada, conforme vedação imposta pela norma.

No entanto, dada a realidade atual das taxas de juros de longo prazo no ambiente econômico brasileiro, o quadro a seguir apresenta os saldos comparativos entre a informação registrada em conformidade com o CPC 06 (R2) / IFRS 16 e o valor que seria registrado se considerada a inflação projetada:

Consolidado	Saldo conforme o CPC 06 (R2) - IFRS 16	Saldo com projeção da inflação	%
Passivo de arrendamentos	298.855	351.777	17,71%
Direito de uso de ativos	279.246	303.814	8,80%
Despesa Financeira	7.086	8.136	14,82%
Despesa de amortização	18.733	18.974	1,29%

26.4 Compromissos de arrendamentos e aluguéis

Para os arrendamentos de ativos de baixo valor, tais como computadores, impressoras e móveis, arrendamento de curto prazo, bem como para os contratos de arrendamento de terrenos para projetos de geração de energia eólica, cujo pagamento é feito com base em remuneração variável, os valores estão reconhecidos na demonstração de resultado como custos e/ou despesas operacionais (NE nº 31.6). O saldo de compromissos de arrendamentos e aluguéis está demonstrado a seguir:

Consolidado	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	31.03.2024
Compromissos de arrendamentos e aluguéis	11.135	47.506	254.550	313.191

26.5 Recebíveis de arrendamentos

Consolidado	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total 31.03.2024
Compartilhamento de instalações	2.089	8.358	26.251	36.698

27 Outras Contas a Pagar

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2024	31.12.2023	31.03.2024	31.12.2023
Valor justo na compra e venda de energia (NE nº 34.2.10)	-	-	383.145	753.584
Acordo judicial (27.1)	341.505	-	341.505	-
Desvio de geração - empreendimentos eólicos (NE nº 34.2.9)	-	-	324.025	299.264
Taxa de iluminação pública arrecadada	-	-	75.097	68.253
Pagamentos/devoluções à consumidores	-	-	68.773	60.498
Provisão Despacho Aneel nº 084/2017	-	-	43.519	42.164
Cauções em garantia	290	290	26.637	43.297
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	-	-	26.002	31.352
Outras obrigações (a)	45.196	40.143	158.207	140.114
	386.991	40.433	1.446.910	1.438.526
	Circulante	358.097	15.136	1.051.243
	Não circulante	28.894	25.297	395.667
			859.456	579.070

(a) No saldo de 2023 está contido o adiantamento recebido pela operação de venda da UEGA, no valor de R\$ 14.533 na Controladora e R\$ 58.132 no Consolidado (NE nº 39).

27.1 Encerramento de processo arbitral

Em 25.01.2024, conforme Fato Relevante 01/24, foi formalizado acordo envolvendo processo arbitral em que os autores reclamavam indenizações em face da Companhia. O processo teve início em 2015 em decorrência de disputa relacionada a termo de compromisso celebrado entre os autores e a Copel em dezembro de 2012, e que, em conformidade com a legislação, tramitou em sigilo no Centro de Arbitragem e Mediação Brasil-Canadá. Após negociações entre as partes, chegou-se à celebração de transação mediante homologação do juízo arbitral no sentido da quitação geral e recíproca entre todas as partes com o encerramento de forma definitiva da demanda.

Foi acordado o pagamento pela Copel do valor de R\$ 672.000 pela Copel, em duas parcelas. O saldo que estava registrado como Provisão para litígios foi reclassificado para Outras contas a pagar. A primeira parcela no valor de R\$ 336.000 foi quitada em 31.01.2024 e a segunda e última será atualizada pela Selic e quitada até 31.03.2025.

Durante todo o trâmite do procedimento arbitral, a Companhia realizou os melhores esforços para refutar os pedidos e mitigar os danos decorrentes das decisões que se sucederam até a fase de liquidação de sentença arbitral e, por fim, para alcançar o melhor acordo possível preservando os interesses da Copel.

28 Provisões para Litígios e Passivo Contingente

A Companhia e suas controladas respondem por diversos processos judiciais e administrativos perante diferentes cortes. A Administração, com base na avaliação de seus assessores legais, constitui provisões para as ações cujas perdas são consideradas prováveis quando são atendidos os critérios de reconhecimento de provisão descritos na NE nº 4.11 das demonstrações financeiras de 31.12.2023. A Administração da Companhia acredita ser impraticável fornecer informações a respeito do momento de eventuais saídas de caixa relacionadas às ações pelas quais a Companhia e suas controladas respondem na data da elaboração das demonstrações financeiras, tendo em vista a imprevisibilidade e a dinâmica dos sistemas judiciário, tributário e regulatório brasileiros, sendo que a resolução final depende das conclusões dos processos judiciais. Por esse motivo, essa informação não é fornecida.

28.1 Mutação das provisões para litígios

Controladora	Saldo em 1º.01.2024	Resultado			Quitações	Transfe- rências (a)	Saldo em 31.03.2024
		Adições	Reversões	Atualização monetária			
Fiscais							
Cofins	133.371	-	-	2.691	-	-	136.062
Outras	33.691	20	(193)	276	(17)	-	33.777
	167.062	20	(193)	2.967	(17)	-	169.839
Trabalhistas	4.812	2.665	(204)	1.248	(1.691)	-	6.830
Benefícios a empregados	290	-	-	-	-	-	290
Cíveis	690.019	5.764	(1.000)	(1.586)	-	(672.002)	21.195
	862.183	8.449	(1.397)	2.629	(1.708)	(672.002)	198.154
Circulante	336.000						-
Não circulante	526.183						198.154

(a) Reclassificação para Outras contas a pagar (NE nº 27.1).

Consolidado	Resultado								Saldo em 31.03.2024
	Saldo em 1º.01.2024	Provisões para litígios		Custo de construção	Atualização monetária	Adições / (Reversões) no ativo	Quitações	Transfe-rências/ Outros (a)	
		Adições	Reversões	Reversões					
Fiscais									
Cofins	133.371	-	-	-	2.691	-	-	-	136.062
Outras	75.059	1.329	(917)	-	740	-	(493)	62	75.780
	208.430	1.329	(917)	-	3.431	-	(493)	62	211.842
Trabalhistas	386.639	30.827	(16.136)	-	4.945	-	(35.458)	-	370.817
Benefícios a empregados	37.516	(1)	-	-	-	-	(30)	-	37.485
Cíveis									
Cíveis e direito administrativo	954.667	38.520	(4.430)	-	8.364	(270)	(21.057)	(672.166)	303.628
Servidões de passagem	114.125	-	(1.971)	(13.795)	-	(523)	(29)	-	97.807
Desapropriações e patrimoniais	112.764	2	(1.829)	1	77	975	(3)	-	111.987
Consumidores	2.444	1	(7)	-	(21)	-	-	-	2.417
Ambientais	4.593	22	(48)	-	-	-	-	-	4.567
	1.188.593	38.545	(8.285)	(13.794)	8.420	182	(21.089)	(672.166)	520.406
Regulatórias	7.738	1	(14)	-	(70)	-	-	-	7.655
	1.828.916	70.701	(25.352)	(13.794)	16.726	182	(57.070)	(672.104)	1.148.205
Circulante	336.000								-
Não circulante	1.492.916								1.148.205

(a) Reclassificação principalmente para Outras contas a pagar (NE nº 27.1).

Em dezembro de 2023 a Companhia efetuou mudança voluntária na forma de registro da atualização monetária sobre provisões para litígios de modo que os valores que eram registrados como despesas operacionais passaram a ser reconhecidos como despesas financeiras de forma prospectiva. Caso essa mudança voluntária de prática contábil estivesse sendo aplicada no trimestre findo em 31.03.2023, o valor da reclassificação de despesas operacionais para despesas financeiras seria de R\$ 17.248 na demonstração do resultado do período (R\$ 1.072 na Controladora). Considerando as análises quantitativas e qualitativas realizadas pela Companhia, a Administração concluiu que o efeito dessa mudança voluntária na forma de registro da atualização monetária sobre provisões para litígios é imaterial para as demonstrações financeiras já publicadas nos exercícios e trimestres anteriores tendo em vista que esta mudança não impacta o balanço patrimonial, o lucro líquido do exercício, a geração de caixa da Companhia e nem o atendimento a cláusulas restritivas de contratos de dívidas (*Covenants*).

28.2 Detalhamento das provisões para litígios e passivos contingentes

O quadro a seguir apresenta o detalhamento das provisões para litígios registradas e, adicionalmente, os valores de passivos contingentes, os quais são obrigações presentes decorrentes de eventos passados, porém sem provisões reconhecidas por não ser provável uma saída de recursos que incorporam benefícios econômicos para liquidar a obrigação.

Natureza	Descrição	Controladora				Consolidado			
		Provisões para litígios		Passivo contingente		Provisões para litígios		Passivo contingente	
		31.03.2024	31.12.2023	31.03.2024	31.12.2023	31.03.2024	31.12.2023	31.03.2024	31.12.2023
Fiscais									
Cofins	Exigência da Receita Federal relativo ao período de agosto de 1995 a dezembro de 1996, lançados em decorrência de rescisão de acórdão judicial que havia reconhecido a imunidade da Companhia ao tributo.	136.062	133.371	9.461	9.270	136.062	133.371	9.461	9.270
INSS	Exigências fiscais relativas à contribuição previdenciária.	32.075	32.053	61.122	60.310	32.075	32.053	120.265	118.254
Impostos federais	Exigências e questionamentos administrativos da Receita Federal do Brasil.	-	-	40.853	40.435	2.376	2.328	41.173	40.755
ICMS	Exigências e questionamentos administrativos do Estado sobre recolhimento do ICMS nas faturas da Companhia	-	-	-	-	6.085	5.630	20.246	26.986
IPTU	Exigência de Imposto sobre Propriedade Territorial Urbana - IPTU sobre imóveis afetados ao serviço público de energia elétrica.	189	187	1.727	1.657	5.294	5.181	186.302	179.974
ISS	Exigência fiscal das prefeituras a título de ISS em serviços de construção civil prestado por terceiro.	-	-	-	-	227	221	60.135	58.085
Outras	Impostos, taxas e outros tributos federais, estaduais e municipais em que a Companhia discute a incidência ou não, bem como suas bases e valores para recolhimento.	1.513	1.451	1.524	1.461	29.723	29.646	86.218	84.808
		169.839	167.062	114.687	113.133	211.842	208.430	523.800	518.132
Trabalhistas	Cobrança de horas-extras, periculosidade, adicional de transferência, equiparação/reenquadramento salarial, entre outras, por empregados e ex-empregados da Copel; cobranças de parcelas indenizatórias e outras, por ex-empregados de empreiteiros e empresas terceirizadas (responsabilidade subsidiária).	6.830	4.812	14.132	13.112	370.817	386.639	321.272	270.656
Benefícios a empregados	Reclamatórias trabalhistas movidas por ex-empregados aposentados contra a Fundação Copel, que causarão, conseqüentemente, reflexos para a Companhia e suas subsidiárias integrais, na medida em que forem necessários aportes complementares.	290	290	291	343	37.485	37.516	9.486	10.724
Regulatórias									
ESBR	A ESBR moveu a ação ordinária nº 10426-71.2013.4.01.4100 contra a Aneel, na Justiça Federal de Rondônia, cuja sentença (i) reconheceu excludentes de responsabilidade pelo atraso de 535 dias no cronograma das obras da UHE Jirau; (ii) declarou inexigíveis quaisquer obrigações, penalidades e custos impostos à ESBR decorrentes do atraso e, por fim, (iii) anulou o despacho Aneel nº 1.732/2013, que havia reconhecido o atraso de apenas 52 dias no cronograma de implantação. Houve recurso de apelação pela Aneel, em trâmite no TRF da 1ª Região. A consequência prática da decisão foi, ao tempo em que isentou a ESBR, expor as distribuidoras com as quais celebrou CCEARs ao Mercado de Curto Prazo e ao alto valor do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD no período, onde se incluiu a Copel DIS. Isso se deu porque as regras de comercialização de energia elétrica impõem que toda energia consumida tenha a correspondente cobertura contratual. Caso as ações sejam julgadas desfavoráveis para a Copel, o valor será considerado como um Ativo Financeiro Setorial a ser recuperado mediante tarifa.	-	-	-	-	-	-	1.133.158	1.129.202
Excludente Colíder	Discussão sobre o valor de Tarifa de uso do sistema de transmissão - TUST e atualização monetária sobre valores de energia referente ao período de excludente de responsabilidade. Em decorrência da liminar judicial que excluiu o período de atraso da obra da UHE Colíder da responsabilidade pela entrega de energia contratada no Ambiente de Contratação Regulado - ACR, a CCEE procedeu o crédito, valorado ao PLD, da energia anteriormente lastreada para cumprir os contratos de ACR. Contudo, em caso de insucesso na ação judicial, a Companhia deverá devolver os valores creditados, atualizados pelo IGPM. Outras informações sobre a ação estão apresentadas na NE nº 7.2.	-	-	-	-	-	-	303.286	307.285
Outras	Notificações do Órgão Regulador sobre eventuais descumprimentos de normas regulatórias.	-	-	-	-	7.655	7.738	46.037	45.498
		-	-	-	-	7.655	7.738	1.482.481	1.481.985

(continua)

Natureza	Descrição	Controladora				Consolidado			
		Provisões para litígios		Passivo contingente		Provisões para litígios		Passivo contingente	
		31.03.2024	31.12.2023	31.03.2024	31.12.2023	31.03.2024	31.12.2023	31.03.2024	31.12.2023
Cíveis									
Fumicultores	Ações que têm como principal causa a falta de energia elétrica causando perda da produção.	-	-	-	-	68.905	57.475	44.324	42.373
Arbitragem	Processo arbitral iniciado em 2015, que se originou de disputa relacionada a termo de compromisso celebrado entre os autores e a Copel em dezembro de 2012 e que tramita em sigilo no Centro de Arbitragem e Mediação Brasil-Canadá. Em 25.01.2024, foi formalizado acordo entre as partes para encerramento do processo, conforme divulgado na NE nº 27.1.	-	672.000	-	-	-	672.000	-	-
Cíveis e direito administrativo	Outras ações que envolvem faturamento, supostos procedimentos irregulares, contratos administrativos e multa contratual, indenização por acidentes com a rede de energia elétrica e acidentes com veículos.	21.195	18.019	507	493	125.745	118.210	346.690	349.602
Indenização a terceiros (cíveis)	Ação de indenização decorrentes de danos causados durante a construção de usinas. Houve início de execução de sentença sem a perícia contábil previamente determinada. Em 1º grau, a Copel impugnou a execução e apresentou apólice de seguro como garantia até decisão sobre a realização de perícia e excesso do valor. Não tendo havido ainda um posicionamento favorável quanto ao mérito, o risco foi reavaliado com alteração no saldo provisionado.	-	-	-	-	108.978	106.986	105.961	104.192
Servidões de passagem	Discussão entre o valor avaliado pela Copel para pagamento e o pleiteado pelo proprietário e/ou quando a documentação do proprietário não apresenta condições de registro (inventários em andamento, propriedades sem matrícula, entre outras); intervenção no usucapião de terceiros, seja na qualidade de confrontante ou em caso de imóvel onde há áreas de servidão de passagem, a fim de preservar os limites e confrontações das faixas de servidão.	-	-	-	-	97.816	114.125	25.073	30.590
Desapropriações e patrimoniais	Discussão entre o valor avaliado pela Copel para pagamento e o pleiteado pelo proprietário, e/ou quando a documentação do proprietário não apresenta condições de registro (inventários em andamento, propriedades sem matrícula entre outras); ações de reintegrações de posse de imóveis de propriedade da concessionária; intervenção no usucapião de terceiros, na qualidade de confrontante, a fim de preservar os limites e confrontações das áreas desapropriadas.	-	-	-	-	111.976	112.764	22.450	22.225
Consumidores	Ações pleiteando ressarcimento de danos causados em aparelhos eletrodomésticos, máquinas industriais e comerciais, indenizações por dano moral decorrente da prestação de serviço (suspensão do fornecimento) e ações movidas por consumidores industriais, questionando a legalidade da majoração da tarifa de energia elétrica, ocorrida na vigência do Plano Cruzado, e pleiteando restituição de valores envolvidos.	-	-	-	-	2.415	2.442	1.114	1.077
Ambientais	Ações civis públicas e ações populares que têm como finalidade obstaculizar o andamento de licenciamento ambiental de novos projetos ou a recuperação de áreas de preservação permanente no entorno dos reservatórios das usinas hidrelétricas utilizadas indevidamente por particulares. Em caso de eventual condenação, estima-se somente o custo da elaboração de novos estudos ambientais e o custo de recuperação das áreas de propriedade da Copel GeT. Contemplam também os Termos de Ajuste de Conduta - TAC, que se referem aos compromissos acordados e aprovados entre a Companhia e os órgãos competentes, pelo descumprimento de alguma condicionante concluída nas Licenças de Instalação e Operação.	-	-	-	-	4.571	4.591	233.793	226.833
		21.195	690.019	507	493	520.406	1.188.593	779.405	776.892
		198.154	862.183	129.617	127.081	1.148.205	1.828.916	3.116.444	3.058.389

29 Patrimônio Líquido

29.1 Capital social

O capital social de R\$ 12.821.758 (R\$ 12.821.758 em 31.12.2023) contempla o capital social integralizado de R\$ 12.831.619 diminuído dos custos de transação na emissão de ações registrado em 2023, no total de R\$ 9.861.

O quadro abaixo apresenta a composição do capital social por ações (sem valor nominal):

31.03.2024	Número de ações em unidades									
	Ordinárias		Preferenciais						Total	
	nº ações	%	Classe "A"		Classe "B"		Classe especial		nº ações	%
			nº de ações	%	nº de ações	%	nº de ações	%		
Estado do Paraná	358.562.509	27,57	-	-	116.106.174	6,91	1	100,00	474.668.684	15,91
BNDESPAR	131.161.562	10,09	-	-	524.646.248	31,24	-	-	655.807.810	21,99
Outros	810.623.229	62,34	3.128.000	100,00	1.038.582.868	61,85	-	-	1.852.334.097	62,10
	1.300.347.300	100,00	3.128.000	100,00	1.679.335.290	100,00	1	100,00	2.982.810.591	100,00

29.2 Ajustes de avaliação patrimonial

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2024	307.050	307.050
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial		
Custo atribuído do imobilizado	-	(12.256)
Tributos sobre a realização dos ajustes	-	4.167
Custo atribuído do imobilizado - equivalência patrimonial, líquida de tributos	(8.089)	-
Outros ajustes		
Ajustes de ativos financeiros - controladas	-	96
Tributos sobre os outros ajustes	-	(33)
Ajustes de ativos financeiros - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	44	-
Atribuível aos acionistas não controladores	-	(19)
Em 31.03.2024 (a)	299.005	299.005

(a) O saldo contempla R\$ 1.424 de ajuste de avaliação patrimonial da operação descontinuada (R\$ 859 na Controladora).

29.3 Lucro por ação - básico e diluído

Controladora	Operações continuadas	Operações descontinuadas	31.03.2024	Operações continuadas	Operações descontinuadas	31.03.2023
Numerador básico e diluído						
Lucro líquido básico e diluído alocado por classes de ações, atribuído aos acionistas controladores						
Ações ordinárias	222.511	(3.225)	219.286	228.815	(1.438)	227.377
Ações preferenciais classe "A"	589	(9)	580	747	(5)	742
Ações preferenciais classe "B"	316.098	(4.581)	311.517	400.991	(2.520)	398.471
	539.198	(7.815)	531.383	630.553	(3.963)	626.590
Denominador básico e diluído						
Média ponderada das ações (em milhares)						
Ações ordinárias	1.300.347.300	1.300.347.300	1.300.347.300	1.054.090.460	1.054.090.460	1.054.090.460
Ações preferenciais classe "A"	3.128.000	3.128.000	3.128.000	3.128.000	3.128.000	3.128.000
Ações preferenciais classe "B"	1.679.335.291	1.679.335.291	1.679.335.291	1.679.335.290	1.679.335.290	1.679.335.290
	2.982.810.591	2.982.810.591	2.982.810.591	2.736.553.750	2.736.553.750	2.736.553.750
Lucro líquido básico e diluído por ação atribuído aos acionistas controladores						
Ações ordinárias	0,17112	(0,00248)	0,16864	0,21707	(0,00136)	0,21571
Ações preferenciais classe "A"	0,18823	(0,00273)	0,18550	0,23878	(0,00150)	0,23728
Ações preferenciais classe "B"	0,18823	(0,00273)	0,18550	0,23878	(0,00150)	0,23728

30 Receita Operacional Líquida

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos setoriais	ISSQN	Receita líquida	
						31.03.2024	Reapresentado 31.03.2023
Fornecimento de energia elétrica	2.905.284	(235.898)	(355.388)	(108.533)	-	2.205.465	1.904.159
Suprimento de energia elétrica	874.186	(115.481)	(4.265)	(14.210)	-	740.230	892.664
Disponibilidade da rede elétrica	3.238.088	(264.191)	(502.010)	(666.603)	-	1.805.284	1.496.218
Receita de construção	573.647	-	-	-	-	573.647	528.369
Valor justo do ativo indenizável da concessão	18.970	-	-	-	-	18.970	25.734
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	(59.964)	5.547	-	-	-	(54.417)	244.226
Outras receitas operacionais	143.857	(15.064)	-	-	(974)	127.819	176.187
	7.694.068	(625.087)	(861.663)	(789.346)	(974)	5.416.998	5.267.557

30.1 Detalhamento da receita

Consolidado	Reapresentado	
	31.03.2024	31.03.2023
Fornecimento de energia elétrica	2.905.284	2.459.196
Consumidores - distribuição de energia	2.093.266	1.578.859
Consumidores livres - comercialização de energia	554.787	689.505
Doações e subvenções	257.231	190.832
Suprimento de energia elétrica	874.186	1.053.029
Contratos bilaterais	471.949	598.384
Contratos regulados	303.125	296.339
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	66.061	121.362
Juros efetivos - bonificação de outorga (NE nº 9.2)	33.051	36.944
Disponibilidade da rede elétrica	3.238.088	2.530.819
Consumidores	3.002.181	2.261.105
Concessionárias e geradoras	30.961	22.761
Receita de operação e manutenção - O&M e juros efetivos	204.946	246.953
Receita de construção	573.647	528.369
Concessão de distribuição de energia	562.753	489.977
Concessão de transmissão de energia (a)	10.894	38.392
Valor justo do ativo indenizável da concessão	18.970	25.734
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	(59.964)	269.120
Outras receitas operacionais	143.857	192.611
Arrendamentos e aluguéis (30.2)	120.127	114.576
Valor justo na compra e venda de energia	-	50.291
Renda da prestação de serviços	9.961	10.019
Outras receitas	13.769	17.725
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	7.694.068	7.058.878
(-) Pis/Pasep e Cofins	(625.087)	(600.374)
(-) ICMS	(861.663)	(481.418)
(-) ISSQN	(974)	(1.099)
(-) Encargos setoriais (30.3)	(789.346)	(708.430)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	5.416.998	5.267.557

(a) No saldo está contido o valor da receita de construção, a margem de construção e o ganho ou perda por eficiência conforme detalhado na NE nº 10.3

30.2 Arrendamentos e aluguéis

30.2.1 Receita de arrendamento e aluguéis

Consolidado	Reapresentado	
	31.03.2024	31.03.2023
Equipamentos e estruturas	119.456	114.098
Compartilhamento de instalações e Imóveis	671	478
	120.127	114.576

30.3 Encargos setoriais

Consolidado	31.03.2024	31.03.2023
Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de distribuição de energia (30.3.1)	712.090	639.590
Outros encargos do consumidor - bandeira tarifária (30.3.2)	186	330
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética - P&D e PEE	42.197	38.935
Quota para reserva global de reversão - RGR	11.698	12.431
Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de transmissão de energia	19.352	13.399
Taxa de fiscalização	3.823	3.745
	789.346	708.430

30.3.1 Conta de Desenvolvimento Energético - CDE - concessão de distribuição de energia

A CDE criada pela Lei nº 10.438/2002 e alterada pela Lei nº 12.783/2013, tem o objetivo de promoção do desenvolvimento energético no território nacional determinado pelo Ministério de Minas e Energia – MME, subsidiar a tarifa social, fontes incentivadas, irrigação agrícola, geração distribuída, além de repasses para a geração de energia elétrica nos sistemas isolados e usinas de geração a carvão mineral. O encargo é atribuído ao consumidor final nos processos tarifários e recolhido periodicamente pela distribuidora. As quotas anuais do encargo para cada distribuidora são definidas pela Aneel por meio das resoluções homologatórias e os montantes são geridos pela CCEE em conta específica.

A partir de junho de 2023, a Companhia passou a recolher a quota relativa à CDE Conta Escassez Hídrica, para devolução do montante de R\$ 145.844 recebidos em 2022 para cobertura dos custos adicionais associados à situação de escassez hídrica que afetou o país ao longo de 2021. Ainda, a partir de junho de 2023, a Copel DIS passou a recolher a CDE Geração Distribuída - GD para subsídio dos componentes tarifários não associados ao custo da energia e não remunerados na parcela de energia consumida e compensada pelas unidades consumidoras participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, conforme Lei nº 14.300/2022.

O saldo é composto da seguinte forma:

	Período	31.03.2024	31.03.2023
CDE USO	Cotas (a)	577.724	552.493
	Conta Covid (b)	45.861	45.861
	Escassez hídrica (c)	739	-
		624.324	598.354
CDE ENERGIA	Conta Covid (b)	41.236	41.236
	Escassez hídrica (c)	18.623	-
	GD - Geração distribuída (d)	27.907	-
		87.766	41.236
		712.090	639.590

(a) CDE Uso: Res. Homologatória nº 3.305/2023 (a partir de janeiro/2024); Res. Homologatória nº 3.175/2023 (abril a dezembro/2023); Res. Homologatória nº 3.165/2022 (janeiro a março/2023);

(b) CDE Uso e Energia - Conta Covid: Despacho nº 939/2021 (junho/2021 a dezembro/2025).

(c) CDE Uso e Energia - Escassez hídrica: Decreto nº 10.939/2022 e Resolução Normativa nº 1.008/2022.

(d) CDE Energia - GD - Geração distribuída: Res. Homologatória nº 3.175/2023 (junho a dezembro/2023)

30.3.2 Bandeira tarifária

O sistema de bandeiras tarifárias, normatizado pelas Resoluções Normativas Aneel nºs 1.000/2021, 1.059/2023 e 1.084/2024, com vigência a partir de 2015, indica a incidência ou não de acréscimo no valor da energia a ser repassado ao consumidor final em função das condições para geração de energia elétrica. Desde a melhora das condições hídricas no país, prevalece a aplicação da bandeira verde, sem adicional tarifário.

30.4 Reajuste Tarifário Anual - Copel DIS

O resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2023 da Copel DIS foi homologado pela Aneel por meio da Resolução Homologatória nº 3.209 de 20.06.2023, autorizando o reajuste médio de 10,50% percebido pelos consumidores (4,9% em junho de 2022), com aplicação às tarifas a partir de 24.06.2023. O reajuste médio foi de 8,31% para os consumidores da alta tensão e de 11,73% para os da baixa tensão (9,32% e 2,68% em 2022).

31 Custos e Despesas Operacionais

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	31.03.2024	31.03.2023
Custos e despesas gerenciáveis				
Pessoal e administradores (31.2)	(13.317)	-	(13.317)	(15.222)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 22.3)	(2.602)	-	(2.602)	(1.943)
Material	(440)	-	(440)	(321)
Serviços de terceiros (a)	(13.415)	-	(13.415)	(10.671)
Perdas de créditos, provisões e reversões (31.4)	-	(10.538)	(10.538)	(3.120)
Outras receitas (despesas) operacionais	(7.174)	(3.961)	(11.135)	(2.173)
	(36.948)	(14.499)	(51.447)	(33.450)
Outros custos e despesas				
Depreciação e amortização	(499)	(280)	(779)	(729)
	(37.447)	(14.779)	(52.226)	(34.179)

(a) Variação decorrente dos gastos para obtenção de w aiver, em atendimento aos covenants (NEs nº 20.3 e 21.3)

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	31.03.2024	Reapresentado 31.03.2023
Custos e despesas não gerenciáveis						
Energia elétrica comprada para revenda (31.1)	(1.973.467)	-	-	-	(1.973.467)	(1.820.975)
Encargos de uso da rede elétrica	(748.074)	-	-	-	(748.074)	(676.458)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(936)	-	-	-	(936)	(6.716)
	(2.722.477)	-	-	-	(2.722.477)	(2.504.149)
Custos e despesas gerenciáveis						
Pessoal e administradores (31.2)	(201.547)	-	(92.326)	-	(293.873)	(412.701)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 22.3)	(47.128)	-	(21.848)	-	(68.976)	(64.311)
Material	(15.722)	-	(2.730)	-	(18.452)	(20.707)
Serviços de terceiros (31.3)	(186.994)	(162)	(56.945)	-	(244.101)	(232.432)
Perdas de créditos, provisões e reversões (31.4)	1.155	(42.332)	-	(44.844)	(86.021)	11.088
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (31.6)	(72.449)	(8.037)	(4.162)	(9.452)	(94.100)	(99.513)
	(522.685)	(50.531)	(178.011)	(54.296)	(805.523)	(818.576)
Outros custos e despesas						
Depreciação e amortização	(338.178)	-	(15.263)	(11.187)	(364.628)	(331.415)
Custo de construção (31.5)	(570.924)	-	-	-	(570.924)	(525.990)
	(909.102)	-	(15.263)	(11.187)	(935.552)	(857.405)
	(4.154.264)	(50.531)	(193.274)	(65.483)	(4.463.552)	(4.180.130)

31.1 Energia elétrica comprada para revenda

Consolidado	31.03.2024	31.03.2023
	Compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	955.517
Itaipu Binacional	213.086	212.917
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	65.834	99.546
Contratos bilaterais	403.569	451.943
Programa de incentivo a novas fontes de energia alternativa - Proinfa	84.217	91.413
Micro e mini geradores	427.943	249.169
Valor justo na compra e venda de energia	12.839	-
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre energia elétrica comprada para revenda	(189.538)	(209.478)
	1.973.467	1.820.975

31.2 Pessoal e administradores

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2024	31.03.2023	31.03.2024	Reapresentado 31.03.2023
Pessoal				
Remunerações (a)	5.615	8.925	148.640	270.424
Encargos sociais	1.802	2.082	54.048	56.703
Auxílio alimentação e educação	428	429	26.586	28.141
	7.845	11.436	229.274	355.268
Administradores				
Honorários	2.520	1.833	4.458	3.720
Encargos sociais	632	446	1.151	945
Outros gastos	39	25	97	72
	3.191	2.304	5.706	4.737
Provisões por desempenho e participação nos lucros de empregados e administradores				
	2.281	1.482	58.893	52.696
	13.317	15.222	293.873	412.701

(a) Em 2023 foram registrados R\$ 3.584 na Controladora e R\$ 138.173 no Consolidado referente a indenização do segundo terço adicional de férias aprovado em Acordo Coletivo de Trabalho em 19.01.2023.

31.3 Serviços de terceiros

Consolidado	Reapresentado	
	31.03.2024	31.03.2023
Manutenção do sistema elétrico	118.766	90.331
Manutenção de instalações	34.860	30.383
Comunicação, processamento e transmissão de dados	25.664	28.915
Atendimento ao consumidor / call center	22.848	25.234
Consultoria e auditoria	19.267	15.839
Leitura e entrega de faturas	14.873	14.514
Outros serviços	7.823	27.216
	244.101	232.432

31.4 Perdas de crédito, provisões e reversões

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2024	31.03.2023	Reapresentado	
			31.03.2024	31.03.2023
Provisão para litígios	7.052	3.404	45.063	40.276
Reversão de perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos				
Contrato de concessão de geração de energia elétrica (NE nº 9.3)	-	-	(1.155)	(1.358)
Imobilizado - segmento de geração (NE nº 16.4)	-	-	-	(35.568)
Perdas (reversão de perdas) de créditos esperadas (Clientes e Outros créditos)	-	-	42.332	(14.191)
Reversão de perdas estimadas em créditos tributários	-	-	(219)	(247)
Provisão (reversão) para perdas em participações societárias	3.486	(284)	-	-
	10.538	3.120	86.021	(11.088)

31.5 Custo de construção

Consolidado	Reapresentado	
	31.03.2024	31.03.2023
Material	359.741	311.272
Serviços de terceiros	172.489	156.757
Pessoal	42.823	51.356
Outros (a)	(4.129)	6.605
	570.924	525.990

(a) No saldo está contido o valor de reversão de provisões para litígios, no total de R\$ 15.839.

31.6 Outros custos e despesas operacionais, líquidos

Consolidado	Reapresentado	
	31.03.2024	31.03.2023
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	43.760	38.499
Seguros	10.863	9.133
Indenizações	8.745	4.083
Taxa de arrecadação	8.035	11.935
Tributos	7.254	4.244
Arrendamentos e aluguéis	6.827	9.646
Taxa de fiscalização da Aneel	4.912	3.983
Doações, contribuições, subvenções, incentivos fiscais (a)	420	593
Perdas (ganhos) na desativação e alienação de bens, líquidas	(4.940)	10.703
Comunicação corporativa		
Associação das Emissoras de Radiodifusão do Paraná - AERP	3.242	3.194
Publicidade	3.317	355
Patrocínio	756	497
Outras receitas, custos e despesas, líquidos	909	2.648
	94.100	99.513

(a) O saldo contempla investimentos sociais da Companhia em educação, cultura, saúde, esporte, dentre outros, incluindo doações incentivadas utilizadas como benefício fiscal.

32 Resultado Financeiro

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2024	31.03.2023	31.03.2024	Reapresentado 31.03.2023
Receitas financeiras				
Renda de aplicações financeiras	54.567	3.714	156.430	92.999
Acréscimos moratórios sobre faturas	-	-	46.900	54.593
Juros sobre impostos a compensar	3.193	3.568	10.108	17.315
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 25.1)	-	-	16.582	7.375
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 8)	-	-	4.242	25.195
Rendimentos e atualização monetária de depósitos judiciais	1.725	2.101	9.167	15.979
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	1.206	3.338
Outras receitas financeiras	1.385	6.168	16.786	23.936
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre receitas financeiras	(2.756)	(627)	(9.760)	(8.477)
	58.114	14.924	251.661	232.253
(-) Despesas financeiras				
Variação monetária e encargos da dívida	-	-	427.021	466.949
Atualização monetária de litígios (NE nº 28.1)	2.629	-	16.726	-
Atualização de provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins (NE nº 12.2.1)	-	-	984	25.676
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 25.1)	-	-	32.399	34.825
PIS/Pasep e Cofins sobre juros sobre capital próprio	5.550	-	5.550	-
Juros sobre parcelamento de tributos	-	-	7.550	10.561
Juros sobre P&D e PEE (NE nº 24.1)	-	-	5.233	7.059
Juros sobre passivo de arrendamentos	178	108	7.088	5.403
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	2.453	813
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 8)	-	-	4.429	1.605
Outras despesas financeiras	5.559	433	10.402	8.596
	13.916	541	519.835	561.487
Líquido	44.198	14.383	(268.174)	(329.234)

33 Segmentos Operacionais

Segmentos operacionais são as atividades de negócios que geram receitas e incorrem em despesas, cujos resultados operacionais são regularmente revistos pelas diretorias executivas da Controladora e das controladas, principais tomadoras de decisões estratégicas, responsáveis pela alocação de recursos e pela avaliação de desempenho.

33.1 Produtos e serviços dos quais os segmentos reportáveis têm suas receitas geradas

A Companhia atua nos segmentos reportáveis identificados pelas diretorias de cada área de negócio, considerando os ambientes regulatórios, as unidades estratégicas de negócios e os diferentes produtos e serviços. Os segmentos são gerenciados separadamente, pois cada negócio e cada empresa exigem diferentes tecnologias e estratégias.

Até 31.03.2024, todas as vendas foram realizadas em território brasileiro, bem como todos os ativos não correntes estão localizados em território nacional. Não foi identificado cliente da Companhia ou de suas controladas que seja responsável individualmente por mais de 10% da receita líquida total registrada até 31.03.2024.

A Companhia avalia o desempenho de cada segmento, com base em informações derivadas dos registros contábeis. As políticas contábeis dos segmentos operacionais são as mesmas descritas na NE nº 4 das demonstrações financeiras de 31.12.2023.

33.2 Segmentos reportáveis da Companhia

Geração e transmissão de energia elétrica (GET) - tem como atribuição produzir energia elétrica a partir de empreendimentos de fontes hidráulica, eólica e térmica (**GER**), e prover os serviços de transporte e transformação da energia elétrica, sendo responsável pela construção, operação e manutenção de subestações, bem como pelas linhas destinadas à transmissão de energia (**TRA**); para os gestores, os ativos e passivos dos segmentos de geração e de transmissão de energia são apresentados de forma agregada e o resultado é apresentado de forma segregada;

Distribuição de energia elétrica (DIS) - tem como atribuição prestar serviço público de distribuição de energia elétrica, sendo responsável por operar e manter a infraestrutura, bem como prestar serviços correlatos;

Gás - tem como atribuição a exploração do serviço público de distribuição de gás natural canalizado. O segmento será descontinuado após finalização do processo de desinvestimento da Compagas (NE nº 39);

Comercialização (COM) - tem como atribuição a comercialização de energia elétrica e a prestação de serviços correlatos;

Holding e Serviços - tem como atribuição a prestação de serviços, incluindo aluguel de infraestrutura de geração distribuída, e participação em outras empresas.

Em decorrência do processo de desinvestimento da Compagas e UEGA detalhado na NE nº 39, as demonstrações do ativo e do resultado por segmento apresentadas a seguir contém a coluna de reclassificação dos saldos da operação descontinuada que fazem parte dos segmentos de energia elétrica e gás.

33.3 Ativo por segmento reportável

ATIVO	Energia elétrica			GÁS	Holding e Serviços	Operações inter-segmento / Outros (a)	Consolidado
	GET	DIS	COM				
31.03.2024							
ATIVO TOTAL	26.735.296	22.154.315	1.395.482	1.028.197	5.772.696	(1.624.997)	55.460.989
ATIVO CIRCULANTE	4.059.934	5.441.875	841.741	218.694	4.747.015	(1.622.861)	13.686.398
ATIVO NÃO CIRCULANTE	22.675.362	16.712.440	553.741	809.503	1.025.681	(2.136)	41.774.591
Realizável a Longo Prazo	6.990.438	7.946.618	543.230	76.086	771.531	(462.374)	15.865.529
Investimentos	3.343.961	443	-	-	163.131	-	3.507.535
Imobilizado	10.937.843	-	769	-	72.929	(293.750)	10.717.791
Intangível	1.284.371	8.619.564	5.620	710.748	7.530	776.657	11.404.490
Direito de uso de ativos	118.749	145.815	4.122	22.669	10.560	(22.669)	279.246

(a) Contempla os valores de reclassificação do direito de autorização, direito de concessão e ágio técnico para o intangível e reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 39).

ATIVO	Energia elétrica			GÁS	Holding e Serviços	Operações inter-segmento / Outros (a)	Consolidado
	GET	DIS	COM				
31.12.2023							
ATIVO TOTAL	26.663.528	21.831.127	1.824.990	1.023.624	6.026.072	(1.550.267)	55.819.074
ATIVO CIRCULANTE	3.841.190	5.153.666	1.074.359	240.017	4.994.382	(1.587.884)	13.715.730
ATIVO NÃO CIRCULANTE	22.822.338	16.677.461	750.631	783.607	1.031.690	37.617	42.103.344
Realizável a Longo Prazo	6.966.439	8.229.821	740.114	73.274	795.749	(461.960)	16.343.437
Investimentos	3.345.350	443	-	-	166.004	-	3.511.797
Imobilizado	11.060.949	-	770	-	52.305	(288.603)	10.825.421
Intangível	1.341.216	8.317.327	5.784	699.697	7.247	798.818	11.170.089
Direito de uso de ativos	108.384	129.870	3.963	10.636	10.385	(10.638)	252.600

(a) Contempla os valores de reclassificação do direito de autorização, direito de concessão e ágio técnico para o intangível e reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 39).

33.4 Demonstração do resultado por segmento reportável

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica				GÁS	Holding e Serviços	Reclassificações NE nº 39	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET		DIS	COM					
	GER	TRA							
31.03.2024									
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE									
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	876.790	279.039	4.050.962	859.649	198.428	-	(197.997)	(649.873)	5.416.998
Receita operacional líquida com terceiros	357.057	167.130	4.041.384	851.427	5.067	-	(5.067)	-	5.416.998
Receita operacional líquida entre segmentos	519.733	111.909	9.578	8.222	193.361	-	(192.930)	(649.873)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(589.875)	(76.351)	(3.556.705)	(842.270)	(175.082)	(50.016)	176.874	649.873	(4.463.552)
Energia elétrica comprada para revenda	(30.142)	-	(1.639.673)	(833.563)	-	-	-	529.911	(1.973.467)
Encargos de uso da rede elétrica	(164.198)	-	(713.135)	-	-	-	8.693	120.566	(748.074)
Pessoal e administradores	(59.184)	(39.243)	(179.858)	(3.666)	(12.950)	(13.372)	14.400	-	(293.873)
Planos previdenciário e assistencial	(12.551)	(8.688)	(44.864)	(452)	(1.557)	(2.611)	1.747	-	(68.976)
Material	(3.163)	(879)	(13.942)	(17)	(209)	(456)	214	-	(18.452)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(1.362)	-	-	-	-	-	35	391	(936)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	(137.646)	-	137.646	-	-
Serviços de terceiros	(57.047)	(13.096)	(161.700)	(745)	(4.436)	(14.206)	6.252	877	(244.101)
Depreciação e amortização	(206.170)	(4.284)	(141.490)	(440)	(11.269)	(975)	-	-	(364.628)
Provisão (reversão) para litígios	1.760	1.694	(41.736)	96	-	(7.052)	175	-	(45.063)
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos	1.155	-	-	-	-	-	-	-	1.155
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	(983)	(357)	(39.456)	(1.317)	(275)	-	275	-	(42.113)
Custo de construção	-	(8.176)	(562.748)	-	(5.067)	-	5.067	-	(570.924)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(57.990)	(3.322)	(18.103)	(2.166)	(1.673)	(11.344)	2.370	(1.872)	(94.100)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	2.698	81.653	-	-	-	-	(2.708)	-	81.643
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	289.613	284.341	494.257	17.379	23.346	(52.724)	(21.123)	-	1.035.089
Receitas financeiras	76.344	17.726	84.449	9.029	5.165	66.763	(5.827)	(1.988)	251.661
Despesas financeiras	(182.752)	(75.273)	(227.766)	(67)	(16.723)	(36.547)	17.305	1.988	(519.835)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	183.205	226.794	350.940	26.341	11.788	(22.508)	(9.645)	-	766.915
Imposto de renda e contribuição social	(68.502)	(31.611)	(109.061)	(8.783)	(4.461)	(20.599)	8.292	-	(234.725)
LUCRO (PREJUÍZO) DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	114.703	195.183	241.879	17.558	7.327	(43.107)	(1.353)	-	532.190
Resultado de operações descontinuadas	-	-	-	-	-	-	1.353	-	1.353
LUCRO (PREJUÍZO) DO PERÍODO	114.703	195.183	241.879	17.558	7.327	(43.107)	-	-	533.543

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica				GÁS	Holding e Serviços	Reclassificações NE nº 39	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET		DIS	COM					
	GER	TRA							
31.03.2023									
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE									
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	1.057.632	339.034	3.531.641	1.116.652	263.251	-	(263.109)	(777.544)	5.267.557
Receita operacional líquida com terceiros	381.030	247.392	3.522.483	1.116.652	263.109	-	(263.109)	-	5.267.557
Receita operacional líquida entre segmentos	676.602	91.642	9.158	-	142	-	-	(777.544)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(565.888)	(122.653)	(3.238.770)	(1.018.224)	(219.345)	(33.178)	240.384	777.544	(4.180.130)
Energia elétrica comprada para revenda	(25.864)	-	(1.464.757)	(1.008.782)	-	-	-	678.428	(1.820.975)
Encargos de uso da rede elétrica	(159.441)	-	(625.128)	-	-	-	11.113	96.998	(676.458)
Pessoal e administradores	(79.813)	(52.976)	(260.812)	(5.471)	(10.863)	(15.235)	12.469	-	(412.701)
Planos previdenciário e assistencial	(12.291)	(8.208)	(41.545)	(510)	(1.500)	(1.944)	1.687	-	(64.311)
Material	(3.050)	(1.370)	(15.960)	(9)	(213)	(321)	216	-	(20.707)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(6.878)	-	-	-	-	-	34	128	(6.716)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	(181.782)	-	181.782	-	-
Serviços de terceiros	(53.468)	(14.910)	(155.176)	(501)	(3.073)	(11.282)	5.125	853	(232.432)
Depreciação e amortização	(206.664)	(3.888)	(124.363)	(714)	(15.775)	(1.246)	21.235	-	(331.415)
Provisão (reversão) para litígios	(4.028)	(2.569)	(33.051)	(9)	(15)	(619)	15	-	(40.276)
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos	36.926	-	-	-	-	-	-	-	36.926
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	(819)	270	15.441	(456)	(350)	2	350	-	14.438
Custo de construção	-	(36.013)	(489.977)	-	(2.991)	-	2.991	-	(525.990)
Provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(50.498)	(2.989)	(43.442)	(1.772)	(2.783)	(2.533)	3.367	1.137	(99.513)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	4.162	100.023	-	-	-	-	(97)	-	104.088
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	495.906	316.404	292.871	98.428	43.906	(33.275)	(22.725)	-	1.191.515
Receitas financeiras	73.980	16.239	115.620	8.631	6.153	23.590	(8.386)	(3.574)	232.253
Despesas financeiras	(194.812)	(116.539)	(228.155)	(84)	(10.656)	(27.106)	12.291	3.574	(561.487)
Atualização de provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	375.074	216.104	180.336	106.975	39.403	(36.791)	(18.820)	-	862.281
Imposto de renda e contribuição social	(127.468)	(32.803)	(40.646)	(36.471)	(13.480)	5.257	13.480	-	(232.131)
LUCRO (PREJUÍZO) DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	247.606	183.301	139.690	70.504	25.923	(31.534)	(5.340)	-	630.150
Resultado de operações descontinuadas	-	-	-	-	-	-	5.340	-	5.340
LUCRO (PREJUÍZO) DO PERÍODO	247.606	183.301	139.690	70.504	25.923	(31.534)	-	-	635.490

33.5 Adições no ativo não circulante por segmento reportável

31.03.2024	Energia elétrica			GÁS	Holding e Serviços	Consolidado
	GET	DIS	COM			
Ativos de contrato	-	534.321	-	3.687	-	538.008
Imobilizado	18.136	-	19	-	20.985	39.140
Intangível	2.217	-	175	-	364	2.756
Direito de uso de ativos	15.109	29.994	269	11.179	427	56.978

O quadro acima contempla adições da Compagas demonstradas na coluna de segmento de gás que, conforme NE nº 39, se encontra em processo de desinvestimento.

34 Instrumentos Financeiros

34.1 Categorias e apuração do valor justo dos instrumentos financeiros

Consolidado	NE nº	Nível	31.03.2024		31.12.2023	
			Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
Ativos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Caixa e equivalentes de caixa (a)	5	1	5.789.893	5.789.893	5.634.623	5.634.623
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2	523.673	523.673	495.495	495.495
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (c)	9.1	3	2.091.165	2.091.165	1.954.679	1.954.679
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (c)	9.3	3	72.990	72.990	71.835	71.835
Valor justo na compra e venda de energia (d)	11	3	718.406	718.406	1.101.684	1.101.684
Outros investimentos temporários (e)		1	16.303	16.303	17.864	17.864
Outros investimentos temporários (e)		2	11.232	11.232	13.864	13.864
			9.223.662	9.223.662	9.290.044	9.290.044
Custo amortizado						
Cauções e depósitos vinculados (a)			9	9	9	9
Clientes (a)	7		3.945.130	3.945.130	3.866.429	3.866.429
Ativos financeiros setoriais (a)	8		-	-	30.946	30.946
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (g)	9.2		803.333	904.499	792.741	893.275
			4.748.472	4.849.638	4.690.125	4.790.659
Valor justo por meio do resultado abrangente						
Reduções Certificadas de Emissões - RCEs (j)		2	4.018	4.018	3.922	3.922
Outros investimentos temporários (e)		2	14.598	14.598	-	-
			18.616	18.616	3.922	3.922
Total dos ativos financeiros			13.990.750	14.091.916	13.984.091	14.084.625
Passivos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Valor justo na compra e venda de energia (d)	27	3	383.145	383.145	753.584	753.584
			383.145	383.145	753.584	753.584
Custo amortizado						
Passivos financeiros setoriais (a)	8		517.752	517.752	503.991	503.991
Parcelamento ICMS (f)	12.2		39.118	36.092	41.286	37.777
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert (f)	12.2		370.769	317.141	379.724	322.711
PIS e Cofins a restituir para consumidores (a)	12.2.1		773.259	773.259	731.726	731.726
Fornecedores (a)	19		2.287.859	2.287.859	2.285.573	2.285.573
Empréstimos e financiamentos (f)	20		5.299.653	5.071.042	5.387.977	5.138.930
Debêntures (h)	21		9.899.358	9.866.420	9.738.006	9.699.171
Contas a pagar vinculadas à concessão (i)	25		882.191	1.014.777	893.855	1.018.630
			20.069.959	19.884.342	19.962.138	19.738.509
Total dos passivos financeiros			20.453.104	20.267.487	20.715.722	20.492.093

Os níveis de hierarquia para apuração do valor justo são apresentados a seguir:

Nível 1: obtidos de preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos ou passivos idênticos;

Nível 2: obtidos por meio de outras variáveis além dos preços cotados incluídos no Nível 1, que são observáveis para o ativo ou passivo;

Nível 3: obtidos por meio de técnicas de avaliação que incluem variáveis para o ativo ou passivo, mas que não têm como base os dados observáveis de mercado.

Apuração dos valores justos

- Equivalente ao seu respectivo valor contábil, em razão de sua natureza e de seu prazo de realização.
- Calculado de acordo com as informações disponibilizadas pelos agentes financeiros e pelos valores de mercado dos títulos emitidos pelo governo brasileiro.

- c) Ativos financeiros com valores justos similares aos valores contábeis (NE nº 4.4 das demonstrações financeiras de 31.12.2023).
- d) Os ativos e passivos equivalem ao seu respectivo valor contábil (NE nº 4.15 das demonstrações financeiras de 31.12.2023).
- e) Investimentos em outras empresas avaliados ao valor justo, calculado conforme cotações de preço publicadas em mercado ativo para os ativos classificados como nível 1, e apurado por meio de modelo de avaliação comparativa para os ativos classificados como nível 2. Em janeiro de 2024 foram vendidas as ações de algumas destas empresas no valor de R\$ 196.
- f) Utilizado como premissa básica o custo da última captação realizada pela Companhia, CDI + *spread* de 2,19%, para desconto do fluxo de pagamentos esperado, exceto para os contratos junto ao Banco do Nordeste do Brasil - BNB que tem o valor justo similar ao valor contábil, tendo em vista as características contratuais para construção de infraestrutura específica.
- g) Créditos a receber relacionados ao contrato de concessão de prestação de serviço de geração de energia elétrica em regime de cotas, tendo seu valor justo calculado pelo fluxo de entradas de caixa esperado, descontado à taxa estipulada no edital do leilão nº 12/2015 Aneel (9,04%).
- h) Calculado conforme cotação da última negociação no mercado secundário através do preço médio do Preço Unitário - PU em 31.03.2024, obtido junto à Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiros e de Capitais - Anbima.
- i) Utilizada a taxa de desconto real e antes dos impostos, de 8,23% a.a., compatível com a taxa estimada pela Companhia para projetos de longo prazo.
- j) Ativos financeiros com valores justos similares aos valores contábeis (NE nº 4.2 das demonstrações financeiras de 31.12.2023).

34.2 Gerenciamento dos riscos financeiros

Os negócios da Companhia estão expostos aos seguintes riscos resultantes de instrumentos financeiros:

34.2.1 Risco de crédito

Risco de crédito é o risco de incorrer em perdas decorrentes de cliente ou contraparte em instrumento financeiro, resultantes da falha desses em cumprir com suas obrigações contratuais.

Consolidado		
Exposição ao risco de crédito	31.03.2024	31.12.2023
Caixa e equivalentes de caixa (a)	5.789.893	5.634.623
Títulos e valores mobiliários (a)	523.673	495.495
Cauções e depósitos vinculados (a)	9	9
Clientes (b)	3.945.130	3.866.429
Ativos financeiros setoriais (c)	-	30.946
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (c)	2.091.165	1.954.679
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (d)	803.333	792.741
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (e)	72.990	71.835
Outros investimentos temporários (f)	42.133	31.728
	13.268.326	12.878.485

- a)** A Companhia administra o risco de crédito sobre esses ativos considerando sua política em aplicar os recursos financeiros em instituições bancárias federais ou em bancos privados com baixo risco de crédito, conforme *rating* local das principais agências classificadoras.
- b)** Risco de perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados aos clientes, relacionado a fatores internos e externos. Para reduzir esse tipo de risco, a Companhia atua na gestão das contas a receber, detectando clientes com maior possibilidade de inadimplência, implementando políticas específicas de cobrança e/ou exigência de garantias financeiras e suspendendo o fornecimento e/ou o registro de energia e a prestação do serviço, conforme estabelecido em contrato e normas regulamentares.
- c)** A Administração considera reduzido o risco desse crédito, visto que os contratos firmados asseguram o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a ser pago pelo Poder Concedente, correspondente aos custos e investimentos não recuperados por meio de tarifa de energia elétrica de distribuição.
- d)** A Administração considera reduzido o risco desse crédito visto que o contrato celebrado de venda da energia por cotas garante o recebimento de Receita Anual de Geração - RAG, que inclui a amortização anual desse valor durante o prazo da concessão.
- e)** Para os ativos de concessão de geração, a Aneel publicou a Resolução Normativa nº 596/2013, que trata da definição de critérios para cálculo do Valor Novo de Reposição - VNR, para fins de indenização. Em julho de 2021 foi publicada a Resolução Normativa nº 942/2021, posteriormente abarcada pela Resolução Normativa nº 1027/2022, na qual disciplinou-se a apuração destes valores por meio da apresentação de laudos de avaliação a serem elaborados por empresas credenciadas. Em agosto de 2022 a Copel protocolou na Aneel os laudos de avaliação relativos aos valores residuais, com data base julho de 2015, para as UHEs Governador Parigot de Souza - GPS e Mourão - MOU, os quais, desde janeiro de 2023, passam por fiscalização por parte da agência reguladora. A expectativa da Administração sobre a indenização destes ativos indica a recuperabilidade dos saldos registrados.
- f)** Risco decorrente da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas resultantes da volatilidade do mercado de ações. Esse tipo de risco envolve fatores externos e vem sendo administrado através de acompanhamento periódico das variações ocorridas no mercado.

34.2.2 Risco de liquidez

O risco de liquidez da Companhia é representado pela possibilidade de insuficiência de recursos, caixa ou outro ativo financeiro, para liquidar as obrigações nas datas previstas.

A Companhia faz a administração do risco de liquidez com um conjunto de metodologias, procedimentos e instrumentos, aplicados ao controle permanente dos processos financeiros, a fim de garantir o adequado gerenciamento dos riscos.

Os investimentos são financiados por meio de dívidas de médio e longo prazos junto a instituições financeiras e ao mercado de capitais.

São desenvolvidas projeções econômico-financeiras de curto, médio e longo prazos, as quais são submetidas à apreciação pelos órgãos da Administração. Anualmente ocorre a aprovação do orçamento empresarial para o próximo exercício.

As projeções econômico-financeiras de médio e longo prazos abrangem períodos mensais cobrindo os próximos cinco anos. A projeção de curto prazo considera períodos diários cobrindo os próximos 90 dias.

A Companhia monitora permanentemente o volume de recursos a serem liquidados por meio de controle do fluxo de caixa, objetivando reduzir o custo de captação, o risco de renovação dos empréstimos e a aderência à política de aplicações financeiras, mantendo-se um nível de caixa mínimo.

A tabela a seguir demonstra valores esperados de liquidação, não descontados, em cada faixa de tempo. As projeções foram efetuadas com base em indicadores financeiros vinculados aos respectivos instrumentos financeiros, previstos nas medianas das expectativas de mercado do Relatório Focus, do Banco Central do Brasil - Bacen, que fornece a expectativa média de analistas de mercado para tais indicadores para o ano corrente e para os próximos 3 anos. A partir de 2028, repetem-se os indicadores de 2027 até o horizonte da projeção.

Consolidado	Juros (a)	Menos de 1 mês	1 a 3 meses	3 meses a 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
31.03.2024							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 20	42.849	101.303	1.376.429	2.642.824	3.265.343	7.428.748
Debêntures	NE nº 21	85.257	862.334	1.014.633	8.099.774	3.197.011	13.259.009
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	9.166	18.332	83.627	466.998	1.639.519	2.217.642
Fornecedores	-	1.988.496	231.615	12.682	55.066	-	2.287.859
PIS e Cofins a restituir para consumidores	NE 12.2.1	-	-	798.840	-	-	798.840
Pert	Selic	5.326	10.743	49.706	298.963	69.351	434.089
Parcelamento ICMS	Selic	969	1.953	9.024	31.642	-	43.588
Passivos financeiros setoriais	Selic	35.631	72.131	338.436	107.492	-	553.690
Passivo de arrendamentos	NE nº 26	1.988	3.672	12.359	55.277	309.174	382.470
		2.169.682	1.302.083	3.695.736	11.758.036	8.480.398	27.405.935

(a) Taxa de juros efetiva - média ponderada.

Conforme divulgado nas NEs nºs 20.3 e 21.3, a Companhia e suas controladas têm empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas contratuais restritivas (*covenants*) que podem exigir a antecipação do pagamento dessas obrigações.

34.2.3 Risco de mercado

Risco de mercado é o risco de que o valor justo ou os fluxos de caixa futuros de instrumento financeiro oscilem devido a mudanças nos preços de mercado, tais como as taxas de câmbio, taxas de juros e preços de ações. O objetivo do gerenciamento desse risco é controlar as exposições, dentro de parâmetros aceitáveis, e ao mesmo tempo otimizar o retorno.

a) **Risco cambial - dólar norte-americano**

Esse risco decorre da possibilidade da perda por conta de flutuações nas taxas de câmbio que reduzam saldos ativos ou aumentem saldos passivos em moeda estrangeira. O efeito da variação cambial decorrente do contrato de compra de energia de Itaipu é repassado nos reajustes tarifários da Copel DIS. A Companhia mantém monitoramento permanente dessas flutuações.

Análise de sensibilidade do risco cambial - dólar

A Companhia desenvolveu análise de sensibilidade com objetivo de mensurar o impacto da depreciação cambial do dólar norte-americano sobre seus passivos financeiros expostos a tais riscos.

A avaliação dos instrumentos financeiros considera os possíveis efeitos no resultado e patrimônio líquido frente aos riscos avaliados pela Administração da Companhia na data das demonstrações financeiras, conforme sugerido pelo CPC 40 (R1) / IFRS 7 Instrumentos Financeiros: Evidenciação. Baseado na posição patrimonial e no valor nominal dos instrumentos financeiros em aberto na data destas demonstrações financeiras, estima-se que esses efeitos seriam próximos aos valores mencionados na coluna de cenário projetado provável da tabela abaixo, uma vez que as premissas utilizadas pela Companhia são próximas às descritas anteriormente.

Para o cenário base foram considerados os saldos contábeis registrados na data destas demonstrações financeiras e para o cenário provável a Companhia considera o saldo atualizado com a variação da taxa de câmbio - fim de período (R\$/US\$ 4,97) prevista na mediana das expectativas de mercado para 2024 do Relatório Focus do Bacen. Adicionalmente, a Companhia mantém o acompanhamento dos cenários 1 e 2, que consideram deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável, em decorrência de eventos extraordinários que possam afetar o cenário econômico.

Risco cambial	Risco	Base	Cenários projetados		
		31.03.2024	Provável	Cenário 1	Cenário 2
Passivos financeiros					
Fornecedores					
Itaipu	Alta do dólar	(166.632)	874	(40.566)	(82.005)
		(166.632)	874	(40.566)	(82.005)

b) Risco de taxa de juros e variações monetárias

Risco de a Companhia incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores que diminuam as receitas financeiras ou aumentem as despesas financeiras relativas aos ativos e passivos captados no mercado. A Companhia não celebrou contratos de derivativos para cobrir este risco, mas vem monitorando continuamente as taxas de juros e indexadores de mercado, a fim de observar eventual necessidade de contratação.

Análise de sensibilidade do risco de taxa de juros e variações monetárias

A Companhia desenvolveu análise de sensibilidade com objetivo de mensurar o impacto de taxas de juros pós-fixadas e de variações monetárias sobre seus ativos e passivos financeiros expostos a tais riscos.

A avaliação dos instrumentos financeiros considera os possíveis efeitos no resultado e patrimônio líquido frente aos riscos avaliados pela Administração da Companhia na data das demonstrações financeiras, conforme sugerido pelo CPC 40 (R1) / IFRS 7 Instrumentos Financeiros: Evidenciação. Baseado na posição patrimonial e no valor nominal dos instrumentos financeiros em aberto na data destas demonstrações financeiras estima-se que esses efeitos seriam próximos aos valores mencionados na coluna de cenário projetado provável da tabela abaixo, uma vez que as premissas utilizadas pela Companhia são próximas às descritas anteriormente.

Para o cenário base foram considerados os saldos contábeis registrados na data destas demonstrações financeiras e para o cenário provável a Companhia considera os saldos atualizados com a variação dos indicadores (CDI/Selic - 9,13%, IPCA - 3,71%, IGP-M - 2,00% e TJLP - 6,38%) previstos na mediana das expectativas de mercado para 2024 do Relatório Focus do Bacen, exceto a TJLP que considera projeção interna da Companhia. Adicionalmente, a Companhia mantém o acompanhamento dos cenários 1 e 2, que consideram deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável, em decorrência de eventos extraordinários que possam afetar o cenário econômico.

Risco de taxa de juros e variações monetárias	Risco	Base 31.03.2024	Cenários projetados		
			Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ativos financeiros					
Títulos e valores mobiliários	Baixa CDI/Selic	523.673	34.964	26.292	17.576
Cauções e depósitos vinculados	Baixa CDI/Selic	9	1	-	-
Contas a receber vinculadas à concessão	Baixa IPCA	2.894.498	80.172	60.197	40.177
Contas a receber vinculadas à concessão de geração	Indefinido (a)	72.990	-	-	-
		3.491.170	115.137	86.489	57.753
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos					
Banco do Brasil	Alta CDI	(751.015)	(50.860)	(63.406)	(75.888)
Banco Itaú	Alta CDI	(1.006.007)	(68.129)	(84.934)	(101.654)
BNDES	Alta TJLP	(1.520.087)	(72.226)	(90.111)	(107.930)
BNDES	Alta IPCA	(394.762)	(10.934)	(13.652)	(16.364)
Banco do Nordeste	Alta IPCA	(1.574.058)	(43.598)	(54.436)	(65.251)
Banco do Brasil - Repasse de recursos do BNDES	Alta TJLP	(46.306)	(2.200)	(2.745)	(3.288)
Outros	Sem Risco	(7.418)	-	-	-
Debêntures	Alta CDI/Selic	(6.682.517)	(452.552)	(564.187)	(675.251)
Debêntures	Alta IPCA	(3.136.406)	(86.872)	(108.468)	(130.016)
Debêntures	Alta TJLP	(80.435)	(3.822)	(4.768)	(5.711)
Passivos financeiros setoriais	Alta Selic	(517.752)	(35.063)	(43.712)	(52.318)
Parcelamento ICMS	Alta Selic	(39.118)	(2.649)	(3.303)	(3.953)
Pert	Alta Selic	(370.769)	(25.109)	(31.303)	(37.465)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IGP-M	(816.475)	(55.293)	(68.933)	(82.503)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IPCA	(65.716)	(1.820)	(2.273)	(2.724)
		(17.008.841)	(911.127)	(1.136.231)	(1.360.316)

(a) Avaliação do risco ainda carece de regulamentação por parte do Poder Concedente.

34.2.4 Risco quanto à escassez de energia

A maior parte da capacidade instalada no país atualmente é proveniente de geração hidrelétrica, o que torna o Brasil e a região geográfica em que a Companhia opera sujeitos a condições hidrológicas que são imprevisíveis, devido a desvios não cíclicos da precipitação média. Condições hidrológicas extremamente desfavoráveis podem acarretar, entre outras coisas, a implementação de programas abrangentes de economia de eletricidade, tais como racionalização ou até redução obrigatória de consumo, como racionamentos.

Considerando a forte geração eólica no Nordeste, a geração de biomassa no Sudeste e o período chuvoso com energias naturais afluentes que elevaram os reservatórios para valores confortáveis durante os anos de 2022 e 2023, estima-se que o risco de falta energia em 2024 esteja minimizado.

Os critérios de garantia de suprimento de energia estão atualmente estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE. Com fundamento, os órgãos responsáveis mantêm os indicadores de risco de déficit de energia dentro da margem de segurança em todos os subsistemas.

34.2.5 Risco quanto aos impactos do GSF (*Generation Scaling Factor*)

O Mecanismo de Realocação de Energia – MRE é um sistema de redistribuição de energia gerada, característico do setor elétrico brasileiro, que deve sua existência ao entendimento, à época, de haver necessidade de operação centralizada associada a preço ótimo calculado centralmente, conhecido como PLD. Como os geradores não possuem controle sobre sua produção, cada usina recebe determinada quantidade virtual de energia a qual pode ser comprometida por meio de contratos. Esse valor, que possibilita registros de contratos, é conhecido como Garantia Física – GF e é calculado centralmente. Diferentemente do PLD, que é calculado semanalmente, a GF é recalculada, por lei, a cada cinco anos, com limite de aumento ou redução, restringindo a 5% por revisão ou a 10% no período da concessão.

Os contratos necessitam ter lastro. Isto é realizado, sobretudo, por meio de alocação de energia gerada, recebimento do MRE ou compra. O GSF é a relação entre toda a geração hidrelétrica dos participantes do MRE e o somatório da GF de todas as usinas do MRE. Basicamente, o GSF é utilizado para calcular quanto cada usina receberá de geração para lastrear sua GF. Assim, conhecendo o GSF de um dado mês, a Companhia poderá saber se necessitará lastrear seus contratos com compras.

Sempre que o resultado da multiplicação do GSF pela GF for menor que o somatório dos contratos, será necessário efetuar compra no curto prazo. No entanto, para a situação em que o resultado da multiplicação do GSF pela GF for maior que o total dos contratos, será recebida a diferença valorada ao PLD.

Para as usinas com contratos no Ambiente de Contratação Livre - ACL, a principal forma de gerenciar o risco de GSF baixo é não comprometer toda a GF com contratos bem como a recompra oportuna de energia intra-anual, abordagens atualmente adotadas pela Companhia.

Para os contratos no Ambiente de Contratação Regulada - ACR, a Lei nº 13.203/2015 permitiu aos geradores contratarem seguro da carga, mediante pagamento de um prêmio de risco. A Copel adotou esta abordagem para proteção dos contratos vinculados a energia produzida pelas UHEs Mauá, Baixo Iguaçu, Colíder e PCH Cavernoso II.

Os riscos com o GSF estão bastante reduzidos devido à melhora do cenário hidrológico desde 2022 até hoje.

34.2.6 Risco de não prorrogação das concessões de geração e transmissão

A prorrogação das concessões de geração e transmissão de energia, alcançadas pela Lei nº 9.074/1995, é disciplinada pela Lei nº 12.783/2013, alterada pela Lei nº 14.052/2020 no que diz respeito ao prazo para solicitação de prorrogação de concessões pelo regime de cotas de garantia física.

De acordo com a referida lei, a concessionária deve solicitar a prorrogação da concessão com antecedência mínima de 36 meses da data final do contrato ou ato de outorga para usinas de geração de energia hidrelétrica e empreendimentos de transmissão de energia elétrica, e de 24 meses, para as usinas de geração termelétrica. O Poder Concedente poderá antecipar os efeitos da prorrogação em até 60 meses do advento do termo contratual ou do ato de outorga, inclusive, definindo a tarifa ou as receitas iniciais para os empreendimentos de geração (RAG – Receita Anual de Geração) e transmissão (RAP – Receita Anual Permitida).

As concessões de geração de energia hidrelétrica e de transmissão de energia elétrica poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 anos. As concessões de geração de energia termelétrica têm o prazo de prorrogação limitado a 20 anos.

Em 2018 foi publicado o Decreto nº 9.271/2018, alterado pelos Decretos nº 10.135/2019, nº 10.893/2021 e nº 11.307/2022, que regulamentou a outorga dos contratos de concessão no setor elétrico associada à privatização por meio de alienação do controle de titular de concessão de serviço público de geração de energia elétrica, tendo como um dos condicionantes a alteração do regime de exploração para Produtor Independente de Energia - PIE. De acordo com o Decreto, a manifestação de alienação da concessão deverá ocorrer em até 42 meses do advento do termo contratual e a eventual alienação em até 12 meses do final da concessão. Se não ocorrer a alienação do controle do empreendimento dentro do prazo determinado, a usina deverá ser licitada pelo poder concedente podendo a mesma concessionária participar do leilão, caso reúna as condições de habilitação.

Alguns empreendimentos de geração da Copel tiveram seu período de concessão estendido devido aos efeitos do GSF (*Generation Scaling Factor*), pois estabeleceu-se a compensação por meio de extensão do prazo de outorga das usinas contempladas pela Lei nº 13.203/2015, culminando na homologação do prazo de extensão da outorga destas usinas por meio das Resoluções Homologatórias nº 2.919/2021 e nº 2.932/2021.

Em 25.11.2022 a Copel manifestou junto ao poder concedente o interesse na obtenção de outorga por trinta anos para as UHEs Governador José Richa, Governador Ney Aminthas de Barros Braga e Governador Bento Munhoz da Rocha Netto. Em 12.04.2023 foi publicada a Portaria Nº 726/2023, estabelecendo as condições complementares à outorga dos novos contratos de concessão. Conforme descrito na NE nº 1, foi concluído o processo de transformação da Copel em “Corporação”, o que possibilitará a manutenção de 100% de participação da Companhia nestas usinas.

Com relação à UHE São Jorge, cuja concessão vence em 2026, a Copel não manifestou interesse na renovação e pretende, ao final da concessão, solicitar à Aneel a conversão da outorga em registro.

Em relação a concessão da UTE Figueira, vencida em março de 2019, a usina passou por processo de modernização, tendo como benefícios diretos a melhora na eficiência energética e a redução das emissões de poluentes na atmosfera, em comparação a antiga planta. A usina foi liberada para operação comercial em 07.12.2022 por meio do Despacho nº 3.502/2022. Em 31.10.2023 a Companhia protocolou carta no Ministério de Minas e Energia requerendo a desistência da intenção de prorrogação da concessão da UTE Figueira, formulada em 2017, com retorno imediato ao Poder Concedente de todos os bens reversíveis, direitos e privilégios vinculados à UTE Figueira e com a correspondente indenização à Copel GeT pela reversão dos bens.

Conforme a Lei nº 14.052/2020, a Companhia poderá se manifestar sobre a intenção em prorrogar as concessões das UHEs Guaricana e Chaminé até julho e agosto de 2025, respectivamente. Caso a Companhia não manifeste interesse pela prorrogação no atual regime, as concessões, ao seu termo, deverão ser devolvidas ao Poder Concedente. Em relação à UHE Apucarantina a Copel solicitou a prorrogação da outorga em 26.01.2024, conforme previsto na Lei nº 12.783/2013.

Em relação ao segmento de transmissão, a única concessão da Copel GeT a vencer nos próximos dez anos, é do Contrato de Concessão nº 75/2001, referente à LT Bateias-Jaguariaíva 230 kV, que vencerá em 17.08.2031.

Adicionalmente, quanto à prorrogação dos contratos de concessão de transmissão, em 29.12.2022 foi publicado o Decreto nº 11.314 que determina que a prorrogação das concessões de transmissão poderá ser realizada somente quando a licitação for inviável ou resultar em prejuízo ao interesse público e será realizada sem a indenização antecipada dos bens vinculados à prestação do serviço, condicionada à aceitação por parte da concessionária em relação à receita e demais condições do termo aditivo a ser elaborado pela Aneel.

34.2.7 Risco de não manter a concessão de distribuição de energia elétrica

O quinto termo aditivo ao contrato de concessão nº 46/1999 da Copel DIS impõe condicionantes de eficiência econômico-financeira e indicadores de qualidade que, se descumpridos, podem acarretar a extinção da concessão, respeitadas as disposições do contrato, particularmente o direito à ampla defesa e ao contraditório. A Aneel homologou a Resolução Normativa nº 896/2020, consolidada pela Resolução Normativa nº 948/2021, que estabelece os indicadores e procedimentos para acompanhamento da eficiência com relação à continuidade do fornecimento e à gestão econômico-financeira das concessões do serviço público de distribuição de energia elétrica a partir do ano de 2021.

Indicadores e penalidades

Ano	Indicador	Crítérios	Penalidades
A partir de 2021	Eficiência econômico-financeira	no ano base	Aporte de capital (a) Limitação de distribuição de dividendos e JCP Regime restritivo de contratos com partes relacionadas
		2 anos consecutivos	Caducidade da concessão
	Indicadores de qualidade	no ano base	Plano de resultados
		2 anos consecutivos ou 3 dos 5 anos civis anteriores	Limitação de distribuição de dividendos e JCP
		3 anos consecutivos	Caducidade da concessão

(a) Em até 180 dias contados do término de cada exercício social, na totalidade da insuficiência que ocorrer para o alcance do Parâmetro Mínimo de Sustentabilidade Econômica e Financeira.

Metas definidas para Copel Distribuição

Ano	Gestão Econômico-Financeira	Realizado	Qualidade - limites		Qualidade - realizado	
			DEC	FEC	DEC	FEC
2023	{Dívida Líquida / [Lajida (-) QRR ≥ 0]} ≤ 1 / (1,11 * Selic)	Atingido	8,69	6,39	7,85	5,20
2024	{Dívida Líquida / [Lajida (-) QRR ≥ 0]} ≤ 1 / (1,11 * Selic)	-	8,35	5,93	-	-

Dívida Líquida: Dívida bruta deduzida dos ativos financeiros, à exceção de ativos e passivos Financeiros em discussão administrativa ou judicial. As contas que compõe a dívida bruta e ativos financeiros estão definidas no Anexo VIII da REN nº 948/2021.

QRR: Quota de Reintegração Regulatória ou Despesa de Depreciação Regulatória. Este valor será o definido na última Revisão Tarifária Periódica - RTP, atualizada pela variação da Parcela B Regulatória e calculada de forma pró rata.

LAJIDA/EBITDA Recorrente: Lucro Antes de Juros (Resultado Financeiro), Impostos (Tributos sobre a Renda), Depreciação e Amortização.

Indicadores de qualidade: Para os anos de 2022 a 2026, os limites anuais constam na Resolução Autorizativa nº 10.231/2021.

A apuração dos resultados ocorre ao final de cada ano civil, quando da divulgação anual dos resultados nas Demonstrações Contábeis Regulatórias - DCR.

34.2.8 Risco de sobrecontratação e subcontratação de energia elétrica

No modelo regulatório vigente, o processo de compra de energia elétrica pelas distribuidoras é regulado pela Lei nº 10.848/2004 e pelo Decreto nº 5.163/2004, os quais determinam que a aquisição de energia deve ser em volume necessário para o atendimento de 100% do mercado da distribuidora.

A diferença entre os custos remunerados pela tarifa e os efetivamente realizados com a compra de energia são integralmente repassados aos consumidores cativos, desde que a distribuidora apresente nível de contratação entre 100% e 105% do seu mercado, acrescidos dos montantes de sobrecontratação involuntária reconhecidos pelo regulador.

A Copel DIS estima finalizar o ano com um nível de contratação de 112,7%, mas considera que possui montantes de “sobrecontratação involuntária” suficientes para acomodar a contratação estimada para o ano. Desta forma, não há previsão de risco de penalização por sobrecontratação.

34.2.9 Risco de não performance dos empreendimentos eólicos

Os contratos de compra e venda de energia por fonte eólica, comercializados por meio de leilões regulados, possuem cláusulas de performance de geração, as quais estabelecem um montante mínimo de entrega de energia, com periodicidade anual e/ou quadrienal. Os empreendimentos estão sujeitos a fatores climáticos associados às incertezas da velocidade de vento, o que pode implicar em produção de energia inferior ao montante mínimo de energia contratada. Tal descumprimento contratual pode comprometer receitas futuras da Companhia. O saldo registrado no passivo referente a não performance está demonstrado na NE nº 27.

34.2.10 Risco relacionado ao preço nas operações de compra e venda de energia

A Companhia opera no mercado de compra e venda de energia com objetivo de alcançar resultados com as variações do preço de energia, respeitados os limites de risco pré-estabelecidos pela Administração. Esta atividade, portanto, expõe a Companhia ao risco pela volatilidade do preço futuro da energia.

As operações de compra e venda de energia futuras são reconhecidas pelo valor justo por meio do resultado, tendo como base a diferença entre o preço contratado e o preço de mercado das operações na data do balanço.

O quadro abaixo apresenta os valores nocionais dos contratos de comercialização de energia elétrica na data destas demonstrações financeiras, os quais tem prazo médio de vencimento de 88 meses para contratos de compra e 24 meses para contratos de venda:

	Compra	Venda
2024	549.244	586.689
2025	778.902	820.546
2026	704.009	700.688
2027	632.547	582.551
2028	431.174	480.283
2029 a 2040	3.115.773	3.726.001
	6.211.649	6.896.758

O valor justo foi estimado utilizando os preços definidos internamente pela Companhia, que representam a melhor estimativa do preço de mercado futuro. A taxa de desconto utilizada tem como referência a taxa de retorno das NTN-Bs divulgada pela Anbima em 31.03.2024 sem inflação e ajustada pelo risco de crédito.

Os saldos patrimoniais referentes à estas transações na data destas demonstrações financeiras estão apresentadas a seguir.

Consolidado	Ativo	Passivo	Saldo líquido
Circulante	190.545	(156.575)	33.970
Não circulante	527.861	(226.570)	301.291
	718.406	(383.145)	335.261

Análise de sensibilidade sobre as operações de compra e venda de energia

A Companhia desenvolveu análise de sensibilidade com objetivo de mensurar o impacto de mudanças nos preços futuros. Para os cenários base e provável foram considerados os saldos contábeis registrados na data destas demonstrações financeiras. Adicionalmente, a Companhia mantém o acompanhamento dos cenários 1 e 2, que consideram elevação ou queda de 25% e 50%, aplicadas sobre os preços futuros considerados no cenário provável, em decorrência de eventos extraordinários que possam afetar o cenário econômico.

Consolidado	Variação no preço	Base 31.03.2024	Cenários projetados		
			Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ganhos (perdas) não realizados em operações de compra e venda de energia	Elevação	335.261	335.261	338.378	341.496
	Queda	335.261	335.261	332.143	329.025

34.2.11 Risco de contraparte no mercado de energia

O mercado livre de energia ainda não possui uma contraparte garantidora de todos os contratos (*clearing house*), de modo que o risco de *default* é bilateral. Desta forma, a Companhia está exposta ao risco de falha na entrega da energia contratada pelo comprador/vendedor. Na ocorrência de falha na entrega, a Companhia é obrigada a vender/adquirir energia ao preço do mercado de curto prazo, podendo incorrer ainda em penalidades regulatórias e mesmo em perda do valor pago.

A Companhia possui uma política que impõe limites para as operações possíveis com cada contraparte, após análise de sua capacidade financeira, maturidade e histórico. Adicionalmente, mesmo que nossa política seja mais restritiva, e as contrapartes apresentem boa situação financeira, a Companhia está exposta a eventos sistêmicos em que o *default* de um agente acabe afetando outras comercializadoras, num "efeito dominó", até chegar a contrapartes da Companhia.

34.3 Gerenciamento de capital

A Companhia busca conservar base sólida de capital para manter a confiança do investidor, credor e mercado e garantir o desenvolvimento futuro dos negócios. Procura manter também equilíbrio entre os mais altos retornos possíveis com níveis adequados de empréstimos e as vantagens e a segurança proporcionadas por uma posição de capital saudável. Assim, maximiza o retorno para todas as partes interessadas em suas operações, otimizando o saldo de dívidas e patrimônio.

A Companhia monitora o capital usando o índice representado pela dívida líquida consolidada ajustada, dividido pelo Lucro Antes dos Juros, Imposto de Renda, Depreciação e Amortização - Lajida (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization - Ebitda*) consolidado e ajustado, referente aos últimos doze meses. O limite corporativo estabelecido nas escrituras de dívida prevê a manutenção anual do índice abaixo de 3,5, sendo que a eventual expectativa de não conformidade daquele indicador enseja ações por parte da Administração no intuito de corrigir o curso das apurações até o final de cada exercício. Adicionalmente, a Companhia monitora o endividamento em relação ao patrimônio líquido.

Endividamento	Consolidado	
	31.03.2024	31.12.2023
Empréstimos e financiamentos	5.258.062	5.343.217
Debêntures	9.788.477	9.619.106
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(5.789.893)	(5.634.623)
(-) Títulos e valores mobiliários - garantias de contratos de dívidas	(437.167)	(405.342)
Dívida líquida ajustada	8.819.479	8.922.358
Patrimônio líquido	24.725.264	24.191.667
Endividamento em relação ao patrimônio líquido	0,36	0,37

35 Transações com Partes Relacionadas

35.1 Saldos com partes relacionadas

O quadro a seguir apresenta os saldos de Partes Relacionadas destacados em linhas específicas do balanço patrimonial:

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2024	31.12.2023	31.03.2024	31.12.2023
Ativo circulante				
Controladas				
Compartilhamento de estrutura (35.1.1)	53	54	804	1.336
UEGA - mútuo (35.1.2)	36.467	-	-	-
Ativo não circulante				
Controladas				
Copel SER - mútuo (35.1.3)	2.217	-	-	-
UEGA - mútuo (35.1.2)	-	35.507	-	-
Passivo circulante				
Controladas				
Compartilhamento de estrutura (35.1.1)	1.639	1.838	-	-
Passivo não circulante				
Controladas				
Adiantamento - Elejor	5.851	5.851	-	-

35.1.1 Compartilhamento de estrutura

Saldos se referem, principalmente, aos contratos de compartilhamento de despesas de pessoal e administradores, celebrados entre a Copel e suas subsidiárias diretas e indiretas.

35.1.2 Contrato de Mútuo - UEG Araucária

Em 04.07.2023, foi assinado contrato de mútuo entre a Copel e a UEG Araucária, com aprovação de limites acrescidos de IOF e juros remuneratórios de CDI + 1,40% ao ano, a fim de proporcionar recursos para o financiamento das atividades e negócios da empresa. Em 15.03.2024 foi assinado o contrato aditivo com acréscimo de R\$ 14.500 no valor global. O contrato tem vigência até 04.07.2025. Do valor global aprovado, de R\$ 49.500, foram transferidos R\$ 35.000 em 2023 e R\$ 4.500 em abril de 2024 e a receita financeira no primeiro trimestre de 2024 foi de R\$ 1.059.

35.1.3 Contrato de Mútuo - Copel SER

Em 15.03.2024, foi assinado contrato de mútuo entre a Copel e a Copel SER, com aprovação de limites acrescidos de IOF e juros remuneratórios de CDI + 1,40% a.a., a fim de proporcionar recursos para o financiamento das atividades e negócios da empresa. O contrato tem vigência até 15.03.2026. Do valor global aprovado, de R\$ 48.000, foi transferido o montante de R\$ 2.200 em março de 2024 e R\$ 18.000 em abril de 2024 e a receita financeira no primeiro trimestre de 2024 foi de R\$ 9.

35.2 Outras transações com partes relacionadas

O quadro a seguir apresenta os saldos decorrentes das demais transações com partes relacionadas efetuadas pela Companhia:

Consolidado	Ativo		Passivo		Receita		Custo / Despesa	
	31.03.2024	31.12.2023	31.03.2024	31.12.2023	31.03.2024	31.03.2023	31.03.2024	31.03.2023
Parte Relacionada / Natureza da operação								
Entidades com influência significativa								
Estado do Paraná - dividendos	-	-	168.032	168.032	-	-	-	-
Programa Energia Solidária (a)		22.314	-	-	-	-	-	-
Empregados cedidos (b)	375	382	-	-	-	-	-	-
Sistema Meteorológico do Paraná - Simepar (c)	-	-	780	702	-	-	(2.109)	(2.480)
BNDES e BNDESPAR - dividendos (d)								
Financiamentos (NE nº 20)	-	-	212.455	212.455	-	-	-	-
Debêntures - eólicas (NE nº 21)	-	-	1.898.651	1.939.427	-	-	(42.121)	(49.570)
			196.428	200.242	-	-	(6.336)	(7.726)
Entidade controlada pelo Estado do Paraná								
Sanepar (e)	18	19	87	82	345	-	(591)	(507)
Utilização de água retirada de reservatórios de usinas	-	-	-	-	-	485	-	-
Empreendimentos controlados em conjunto								
Voltaia São Miguel do Gostoso (f)	10	10	-	-	28	29	-	-
Caiuá Transmissora de Energia (g) (h) (i)								
Dividendos	326	326	228	228	978	939	(4.957)	(7.119)
	2.737	2.737	-	-	-	-	-	-
Integração Maranhense Transmissora (h) (i)								
Dividendos	-	-	43	49	-	-	(788)	(709)
	4.442	739	-	-	-	-	-	-
Matrinchã Transmissora de Energia (h) (i)								
Dividendos	-	-	235	235	-	-	(4.219)	(5.415)
	14.022	14.022	-	-	-	-	-	-
Guaraciaba Transmissora de Energia (h) (i)								
Dividendos	-	-	125	111	-	-	(2.314)	(2.711)
	44.882	44.882	-	-	-	-	-	-
Paranaíba Transmissora de Energia (h) (i)								
Dividendos	-	-	156	155	-	-	(2.793)	(3.484)
	8.360	8.360	-	-	-	-	-	-
Cantareira Transmissora de Energia (h) (i)								
Dividendos	-	-	119	119	-	-	(2.142)	(2.658)
	10.421	10.421	-	-	-	-	-	-
Mata de Santa Genebra Transmissão (h) (i) (j)								
Dividendos	2.191	2.180	250	259	3.235	3.770	(4.938)	(5.893)
	-	13.837	-	-	-	-	-	-
Solar Paraná - Dividendos								
	71	-	-	-	-	-	-	-
Coligadas								
Dona Francisca Energética S.A. (k)	15	14	1.356	1.356	43	45	(3.612)	(4.062)
Dividendos	54	514	-	-	-	-	-	-
Foz do Chopim Energética Ltda. (l)	576	312	-	-	936	906	-	-
Pessoal chave da administração								
Honorários e encargos sociais (NE nº 31.2)	-	-	-	-	-	-	(5.706)	(4.737)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 22.3)	-	-	-	-	-	-	(410)	(328)
Outras partes relacionadas								
Fundação Copel								
Aluguel de imóveis administrativos	-	-	135.015	120.451	-	-	(3.010)	(2.894)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 22.3)	-	-	1.493.203	1.484.243	-	-	-	-
Lactec (m)								
	7	3	1.448	323	126	116	(308)	(784)
Tecpar (n)								
	-	-	-	-	572	513	-	-
Celepar (n)								
	-	-	-	-	276	278	(1)	-
Assembleia Legislativa do Paraná (n)								
	-	-	-	-	82	80	-	-
Portos do Paraná (n)								
	-	-	-	-	1.016	1.041	-	-

- a)** O Programa Energia Solidária, instituído pela lei estadual nº 20.943/2021, substituindo o Programa Luz Fraterna, estabelece o pagamento do consumo de energia elétrica para beneficiar famílias de baixa renda, residentes no Estado do Paraná, cujos imóveis - unidades consumidoras - sejam utilizados exclusivamente para fins residenciais, seja em área urbana ou rural, e preencham os requisitos estabelecidos nos artigos 2.º e 3.º desta lei.

Em março de 2018 foi quitado o montante de R\$ 159.274. Sobre o valor do principal houve incidência de juros, multa e atualização monetária, no total de R\$ 158.849. Para a cobrança desses encargos, incidentes sobre as faturas de consumo de energia elétrica do período de setembro de 2010 a junho de 2015, foram ajuizadas duas ações (0006254-29.2018.8.16.0004 e 0000873-24.2023.8.16.0179) em face do Estado do Paraná, ambas em andamento. Ressaltamos que, apesar das tratativas mantidas pela Administração buscando o equacionamento da dívida, ainda persistem incertezas quanto à realização deste ativo e, portanto, este valor não foi contabilizado, em atendimento ao que dispõem as normas contábeis vigentes. Considerando o tratamento tributário a ser aplicado, conforme determina a Receita Federal do Brasil na Instrução Normativa nº 1.753/2017, a Companhia efetuou a tributação sobre essa receita. A Administração reforça que está envidando todos os esforços necessários e tomando todas as medidas cabíveis para preservação dos interesses da Companhia.

O Programa Tarifa Rural Noturna, regulamentado pelo Decreto nº 1.288/2019, prevê o pagamento à Copel DIS, pelo Governo Estadual, do valor correspondente a 60% da tarifa de energia elétrica ativa e dos encargos decorrentes desse serviço, inclusive adicional de bandeira tarifária, da propriedade dos consumidores beneficiários, compreendido no período considerado como consumo noturno, conforme especificado no decreto.

- b)** Ressarcimento do valor correspondente a remuneração e encargos sociais de empregados cedidos ao Estado do Paraná. Os saldos apresentados são líquidos de Perdas de crédito esperadas.
- c)** O Sistema Meteorológico do Paraná - Simepar é uma unidade complementar do Serviço Social Autônomo Paraná Tecnologia, vinculado à Secretaria de Estado da Ciência, Tecnologia e Ensino Superior. O Simepar mantém contratos com a Companhia de prestação de serviços de previsão do tempo, laudos meteorológicos, análise de ampicidade, mapeamento e análise de ventos e descargas atmosféricas.
- d)** O BNDES é controlador da BNDES Participações S.A. - BNDESPAR, que possui ações da Copel (NE nº 29.1). Em 22.12.2018 encerrou a vigência do acordo de acionistas entre o Estado do Paraná e o BNDESPAR, assinado em 22.12.1998. O BNDES e a BNDESPAR adquiriram o total das debêntures emitidas pelas controladas Nova Asa Branca I, Nova Asa Branca II, Nova Asa Branca III, Nova Eurus IV e Ventos de Santo Uriel.
- e)** Saneamento básico prestado pela Sanepar e contrato de venda de energia firmado pela Copel COM.
- f)** Contratos de conexão ao sistema de transmissão firmados pela Copel GeT, Costa Oeste, Marumbi e Uirapuru, com vencimentos entre os anos de 2031 e 2048.

- g)** Contrato de prestação de serviços de operação e manutenção prestados pela Copel GeT, com vencimento em 10.05.2026. Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT firmado pela Copel DIS, com vencimento até a extinção da concessão da distribuidora ou da transmissora, o que ocorrer primeiro.
- h)** Encargos de uso do sistema de transmissão devidos pela Copel GeT, FDA e parques eólicos.
- i)** A Copel DIS mantém Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - Cust com o ONS e com as concessionárias de transmissão de energia, o qual tem por objeto a contratação do Montante de Uso do Sistema de Transmissão - Must. A contratação é de caráter permanente e é regulamentada pela Resolução Normativa Aneel nº 666/2015. Os montantes são definidos para os quatro anos subsequentes, com revisões anuais.
- j)** Contratos firmados pela Copel GeT: operação e manutenção, com vencimento em 31.01.2028, e compartilhamento de instalações, com vencimento em 1º.01.2043.
- k)** Contratos de conexão ao sistema de transmissão firmados pela Copel GeT, Costa Oeste, Marumbi e Uirapuru, com vencimentos entre os anos de 2031 e 2048. Contrato de compra e venda de energia realizado pela Copel GeT, com vencimento em 31.03.2025.
- l)** Contratos firmados pela Copel GeT: operação e manutenção, com vencimento em 23.05.2025, e conexão ao sistema de transmissão, com vencimento em 1º.01.2043.
- m)** O Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento - Lactec é uma Organização da Sociedade Civil de Interesse Público - Oscip, na qual a Copel é uma associada. O Lactec mantém contratos de prestação de serviços e de pesquisa e desenvolvimento com a Copel GeT, FDA e Copel DIS, submetidos a controle prévio ou a posteriori, com anuência da Aneel. A Copel COM presta serviços e vende energia ao instituto.
- n)** Contrato de venda de energia firmado entre a Copel COM e: Instituto de Tecnologia do Paraná - Tecpar (empresa pública do Governo do Estado que apoia a inovação e o desenvolvimento econômico e social do Paraná e do Brasil), Companhia de Tecnologia da Informação do Paraná - Celepar (sociedade de economia mista, integrante da administração indireta do Governo do Estado), Portos do Paraná (complexo portuário que funciona como empresa pública do Governo do Estado, subordinada à Secretaria de Estado de Infraestrutura e Logística) e Assembleia Legislativa do Estado do Paraná.

As transações relevantes com partes relacionadas estão demonstradas acima. As transações decorrentes das operações em ambiente regulado são faturadas de acordo com os critérios e definições estabelecidos pelos agentes reguladores e as demais transações são registradas de acordo com os preços de mercado praticados pela Companhia.

As subsidiárias diretas e indiretas da Copel têm contratos de compra e venda de energia de curto e longo prazo firmados entre si, realizados de acordo com os critérios e definições do ambiente regulado. Tanto os saldos das transações existentes quanto os saldos dos compromissos são eliminados entre si quando da elaboração das demonstrações financeiras consolidadas da Companhia. Adicionalmente, a Copel GeT possui compromissos de compra de energia com a Dona Francisca, no montante de R\$ 27.991 (R\$ 31.971 em 31.12.2023), e a Copel COM possui compromissos de venda de energia firmados com órgãos e/ou entidades ligadas ao Governo do Estado do Paraná, incluindo a Sanepar, no total de R\$ 216.932 (R\$ 216.029 em 31.12.2023).

No que diz respeito à remuneração do pessoal chave da administração, a Companhia não possui obrigações adicionais além dos benefícios de curto prazo divulgados no quadro acima e nas notas explicativas referenciadas.

35.3 Avais e garantias concedidos às partes relacionadas

Os avais e garantias concedidos pela Copel às suas controladas na emissão de financiamentos e de debêntures são informados nas NEs nºs 20 e 21.

A Copel forneceu garantias financeiras, na modalidade de carta fiança corporativa, para contratos de compra e transporte de energia elétrica efetuados pela Copel GeT e suas subsidiárias, no total de R\$ 4.495 (R\$ 4.492 em 31.12.2023) e efetuados pela Copel COM (Copel Mercado Livre), no total de R\$ 491.185 (R\$ 602.520 em 31.12.2023).

Os avais e garantias concedidos pela Copel e pela Copel GeT na emissão de financiamentos e debêntures dos empreendimentos controlados em conjunto são informados a seguir:

Empresa	Operação	Vencimento final	Valor aprovado	Saldo (a)	% participação
(1) Caiuá Transmissora	Financiamento BNDES	15.02.2029	84.600	17.534	49,0
(2) Cantareira Transmissora	Debêntures	15.08.2032	100.000	80.093	49,0
(3)	Financiamento	15.09.2032	426.834	334.861	
(4) Guaraciaba Transmissora	Financiamento BNDES	15.01.2031	440.000	259.338	49,0
(5)	Debêntures	15.12.2030	118.000	114.206	
(6)	Financiamento BNDES	15.06.2029	691.440	239.724	
(7) Matrinchá Transmissora (b)	Debêntures (2ª)	15.06.2029	180.000	170.887	49,0
(8)	Debêntures (3ª)	15.12.2038	135.000	161.531	
(9) IMTE Transmissora	Financiamento	12.02.2029	142.150	33.741	49,0
(10) Mata de Santa Genebra	Debêntures (2ª)	15.11.2030	210.000	1.718.105	50,1
(11)	Debêntures (3ª)	15.11.2041	1.500.000		
(12) Paranaba Transmissora	Financiamento	15.10.2030	606.241	363.004	24,5
(13)	Debêntures	15.03.2028	120.000	71.247	

(a) Saldo da dívida bruta, descontado do caixa restrito que já está garantido pelas próprias empresas.

(b) As garantias a serem prestadas na 3ª emissão só serão apresentadas depois do vencimento das Debêntures da 2ª emissão e do Financiamento com o BNDES.

Garantias da operação: penhor das ações de propriedade da Copel GeT em todos os empreendimentos.

36 Compromissos

Os principais compromissos relacionados a contratos de longo prazo ainda não incorridos, portanto não

reconhecidos nestas demonstrações financeiras, estão demonstrados a seguir:

Consolidado	31.03.2024	31.12.2023
Contratos de compra e transporte de energia	101.349.439	102.523.854
Aquisição de ativo para obras de distribuição de energia elétrica	1.809.354	1.741.146

37 Seguros

A especificação por modalidade de risco e data de vigência dos principais seguros está demonstrada a seguir:

Consolidado	Término	Importância
Apólice	da vigência	segurada
Riscos Operacionais - UHE Baixo Iguaçu	31.05.2024	2.406.243
Riscos Operacionais - UHE Governador Jayme Canet Junior	21.01.2025	2.316.006
Riscos Operacionais - Cutia e Bento Miguel	29.03.2025	2.225.164
Riscos Nomeados	24.08.2024	1.935.938
Riscos Operacionais - UHE Colíder	01.12.2024	1.892.320
Riscos Operacionais - Aventura e SRMN	28.11.2024	1.092.864
Riscos Operacionais - Ventos de Serra do Mel II e IV	28.11.2024	1.086.211
Riscos Operacionais - Brisa Potiguar	25.08.2024	1.039.962
Riscos Operacionais - Elejor	07.09.2024	901.950
Incêndio - imóveis próprios e locados	24.08.2024	787.464

Além dos seguros relacionados, a Companhia e suas controladas contratam outras apólices de seguros com menores valores, tais como: seguro D&O, responsabilidade civil geral, garantia judicial e de pagamento, riscos diversos, seguro de vida e seguro de veículos. Adicionalmente, a Companhia possui contrato de indenidade, em complemento ao seguro D&O. Os seguros de garantia contratados pelas controladas, pelos empreendimentos controlados em conjunto e pelas coligadas possuem como avalista a Copel e/ou a Copel GeT, no limite de sua participação em cada empreendimento.

38 Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa

38.1 Transações que não envolvem caixa

Do total de adições de ativos de contrato (apresentado nas NEs nº 10.1 e 10.2) e de aquisições de imobilizado (demonstrado na NE nº 16.2), R\$ 183.376 (R\$ 146.540 em 31.03.2023) e R\$ 3.608 (R\$ 3.555 em 31.03.2023), respectivamente, correspondem ao montante de compras efetuadas a prazo e ainda não quitadas até o final do período.

Conforme a NE nº 26, as adições no direito de uso de ativos totalizaram R\$ 427 na Controladora e R\$ 56.978 no Consolidado (R\$ 21 na Controladora e R\$ 12.512 no Consolidado em 31.03.2023), sendo que tal reconhecimento teve como contrapartida a rubrica de passivo de arrendamentos.

As citadas transações não envolveram caixa, motivo pelo qual não estão mencionadas na demonstração dos fluxos de caixa.

39 Ativos mantidos para venda e operações descontinuadas

Em atendimento às diretrizes do Planejamento Estratégico Empresarial da Copel - Visão 2030 quanto à descarbonização do seu portfólio de ativos e priorização de investimentos e ações diretamente ligadas ao seu *core business* (energia elétrica), a Copel iniciou os processos de desinvestimento das participações da Copel na Companhia Paranaense de Gás – Compagas e na UEG Araucária S.A. (UEGA).

O início do processo da UEGA se deu em 2022, com a intenção de venda pela Copel em conjunto com a outra sócia, Petrobras. Em 04.09.2023, após um período de paralisação, o processo foi retomado, conforme Comunicado ao Mercado 21/23. Em 27.10.2023 começou a fase de proposta vinculante, conforme Comunicado ao Mercado 25/23. Em 14.12.2023, após desistência do Acordo de Venda Conjunta com a Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, a Copel e a Copel GeT assinaram o Contrato de Compra e Venda de Ações (CCVA) da participação societária na UEGA com a Âmbar Energia S.A., conforme disposto no Fato Relevante 20/23, sendo que o valor da transação na data-base de 30.09.2023, equivalente ao *Equity Value* referente a participação de 81,2% da Copel no investimento, foi de R\$ 290.662. Ainda em 14.12.2023 a Copel e a Copel GeT receberam R\$ 14.533 e R\$ 43.599, respectivamente, a título de sinal de pagamento. Em 26.02.2024, conforme Comunicado ao Mercado 04/24 a Copel recebeu da Petrobras a informação sobre o efetivo exercício do direito de *tag along* (venda conjunta) no desinvestimento na UEGA, em conformidade com os termos do CCVA, de modo que a usina termelétrica será alienada na totalidade das participações societárias. A conclusão da operação, estimada para ocorrer até o segundo trimestre de 2024, ainda está sujeita ao implemento de condições precedentes comuns nesse tipo de negócio, tais como a aprovação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (“CADE”).

Já para o desinvestimento da Compagas, em 20.09.2023 foi divulgado o Fato Relevante 16/23 comunicando que o Conselho de Administração da Copel aprovou a contratação das assessorias necessárias para estruturação e execução do projeto. Em dezembro de 2023 foi encerrada a fase de recebimento de propostas não vinculantes e encontra-se em andamento a fase de recebimento das propostas vinculantes.

A partir das demonstrações financeiras de setembro de 2023, a Administração avaliou a venda dos ativos como altamente provável, com expectativa de conclusão do processo em até 12 meses e, portanto, a Companhia entendeu que foram atendidos os critérios determinados pelo CPC 31 / IFRS 5 para classificar o ativo como mantido para venda e para a divulgação de uma operação como descontinuada. Ainda em atendimento ao CPC 31, item 25, a partir de 1º.10.2023 foram cessadas a depreciação e amortização dos ativos que serão vendidos, após a sua reclassificação para o ativo circulante, na linha de Ativos classificados como mantidos para venda.

Apresentamos a seguir os saldos dos ativos e passivos que foram reclassificados, os quais são apresentados em linha específica do balanço patrimonial. Em atendimento à norma contábil, os saldos são mensurados pelos valores contábeis, tendo em vista que são inferiores aos valores justos menos as despesas de venda.

31.03.2024	Controladora	Consolidado
Ativos classificados com o mantidos para venda		
Caixa e equivalentes de caixa	-	70.420
Clientes	-	79.129
Estoques	-	5.474
Tributos a recuperar e tributos diferidos	-	118.107
Depósitos judiciais	-	311
Outros créditos	-	93.244
Ativo de contrato	-	46.604
Imobilizado	-	293.750
Intangível	-	710.782
Direito de uso de ativos	-	22.669
Investimentos	520.370	-
	520.370	1.440.490
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda		
Obrigações sociais e trabalhistas	-	10.736
Fornecedores	-	64.380
Obrigações fiscais	-	33.282
Debêntures	-	264.972
Dividendos a pagar	-	20.245
Benefícios pós-emprego	-	9.703
Passivo de arrendamentos	-	21.761
Provisões para litígios	-	27.359
Outras contas a pagar	-	60.249
	-	512.687

Os saldos reclassificados contemplam os valores dos ativos e passivos da Compagas e UEGA já ajustados pelos montantes que são eliminados no balanço consolidado da Copel e, ainda, pela cessação da depreciação e amortização dos ativos a partir de 1º.10.2023.

Os ativos e passivos reclassificados fazem parte dos segmentos de geração de energia e de distribuição de gás. Com o desinvestimento da Compagas, o segmento de gás será descontinuado na Copel.

Os passivos contingentes da Compagas e da UEGA, no total de R\$ 94.181, não estão contemplados no total divulgado na NE nº 28.2, bem como os compromissos de contratos de compra de gás pela Compagas, no valor de R\$ 4.843.067, não estão apresentados na NE nº 36. A UEGA não reconheceu créditos de imposto de renda e contribuição social sobre prejuízos fiscais e bases negativas no montante de R\$ 157.567 por não haver razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes para absorção dos referidos ativos.

As receitas, custos e despesas bem como a movimentação de fluxo de caixa resultantes desses ativos e passivos foram apresentados em linhas separadas, como operação descontinuada, tanto na Demonstração de Resultados e de Resultados Abrangentes como na Demonstração dos Fluxos de Caixa e na Demonstração do Valor Adicionado. O detalhamento destes valores está apresentado nos quadros a seguir.

Demonstração de Resultados das Operações Descontinuadas	Controladora		Consolidado	
	31.03.2024	31.03.2023	31.03.2024	31.03.2023
Receita operacional líquida	-	-	197.998	263.109
Custos Operacionais	-	-	(158.405)	(221.608)
Lucro operacional bruto	-	-	39.593	41.501
Despesas com vendas	-	-	(4.217)	(3.033)
Despesas gerais e administrativas	-	-	(13.634)	(15.220)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	-	-	(619)	(523)
Resultado da equivalência patrimonial	(7.815)	(3.963)	-	-
	(7.815)	(3.963)	(18.470)	(18.776)
Lucro (prejuízo) antes do res. financeiro e tributos	(7.815)	(3.963)	21.123	22.725
Resultado Financeiro	-	-	(11.478)	(3.905)
Lucro (prejuízo) operacional	(7.815)	(3.963)	9.645	18.820
Imposto de renda e contribuição social	-	-	(8.292)	(13.480)
Lucro líquido (prejuízo) da operação descontinuada	(7.815)	(3.963)	1.353	5.340
Outros resultados abrangentes da operação descontinuada	-	-	-	-
Resultado abrangente da operação descontinuada	(7.815)	(3.963)	1.353	5.340

A tabela abaixo demonstra a reconciliação do resultado da operação descontinuada. Os montantes de eliminações de custos e despesas *intercompany* se referem principalmente aos serviços de operação e manutenção da UEGA prestados pela Copel GET, e à atualização monetária de dividendos da Compagas e UEGA.

	31.03.2024	31.03.2023
Resultado de operação descontinuadas atribuídos à controladora	(7.815)	(3.963)
Resultado de operação descontinuadas atribuídos à não controladores	3.673	8.723
	(4.142)	4.760
(+) Eliminações de Custos/Despesas intercompany	5.495	580
Resultado de operação descontinuada consolidado	1.353	5.340

Demonstração dos Fluxos de Caixa das Operações Descontinuadas	Controladora		Consolidado	
	31.03.2024	31.03.2023	31.03.2024	31.03.2023
Lucro líquido (prejuízo)	(7.815)	(3.963)	1.353	5.340
Ajustes ao lucro	7.815	3.963	18.513	43.235
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos	-	-	-	-
Variações de ativos e passivos	-	-	(22.745)	13.980
Encargos de debêntures pagos	-	-	(9.060)	-
Impostos e encargos de arrendamentos pagos	-	-	(18.415)	(24.447)
Fluxo de caixa das atividades operacionais	-	-	(30.354)	38.108
Aplicações financeiras	-	-	(34)	(107)
Aquisições de ativo de contrato, imobilizado e intangível	-	-	(3.687)	(3.717)
Fluxo de caixa das atividades de investimento	-	-	(3.721)	(3.824)
Amortizações de principal de debêntures	-	-	(18.438)	-
Amortizações de principal de passivo de arrendamentos	-	-	(861)	(729)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	-	-	-	-
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	-	-	(19.299)	(729)
Variação no caixa e equivalentes de caixa	-	-	(53.374)	33.555

Demonstração do Valor Adicionado das Operações Descontinuadas	Controladora		Consolidado	
	31.03.2024	31.03.2023	31.03.2024	31.03.2023
Valor Adicionado a Distribuir				
Receitas	-	-	246.184	351.710
(-) Insumos adquiridos de terceiros	-	-	(349.356)	(248.729)
(-) Depreciação e amortização	-	-	-	(21.235)
(+) Valor adicionado transferido	(7.815)	(3.963)	5.827	8.386
	(7.815)	(3.963)	(97.345)	90.132
Distribuição do Valor Adicionado				
Pessoal	-	-	14.360	12.320
Governo	-	-	(129.985)	60.014
Terceiros	-	-	16.924	12.458
Acionistas	(7.815)	(3.963)	1.356	5.340
	(7.815)	(3.963)	(97.345)	90.132

40 Eventos subsequentes

40.1 Plano de Incentivo de Longo Prazo

Em 22.04.2024 a Assembleia Geral Extraordinária aprovou a proposta do “Plano de Outorga de Ações Restritas e de Ações Restritas por Desempenho (*performance shares*) da Companhia”, que terá como participantes administradores e empregados da Companhia e de suas controladas, proposto no contexto do aperfeiçoamento das práticas de remuneração dos membros dos órgãos estatutários e de pessoas-chave da Companhia. No âmbito do plano, o limite de diluição é de até 1,0% do capital social total da Companhia, sendo até 0,2% para Ações Restritas e até 0,8% para Ações de Performance. A administração do Plano cabe ao Conselho de Administração - CAD, apoiado pelo Comitê de Gente, por meio de programas, respeitadas as diretrizes gerais estabelecidas no plano. A deliberação pelo CAD para os primeiros programas e ciclos de outorgas deverão ocorrer até junho de 2024.

40.2 Potencial desinvestimento de ativos de geração de pequeno porte

Em 08.05.2024 o Conselho de Administração aprovou o início da etapa de propostas não vinculantes para potencial desinvestimento de 13 ativos de geração de pequeno porte da subsidiária integral Copel GeT, totalizando 118,7 MW de capacidade instalada conforme quadro a seguir:

Ativo	Potência Outorgada	Garantia Física	Tipo de Outorga	Prazo de Outorga
	(MW)	(MW médios)		
CGH Pitangui	0,87	0,09	Registro	Indeterminado
CGH Salto do Vau	0,94	0,57	Registro	Indeterminado
CGH Melissa	1	0,64	Registro	Indeterminado
CGH Chopim I	1,98	1,48	Registro	Indeterminado
PCH São Jorge	2,3	1,54	Concessão (SP)	24/07/2026
EOL Palmas	2,5	0,4	Autorização (PIE)	29/09/2029
CGH Marumbi	4,8	2,4	Registro	Indeterminado
PCH Apucarantina	10	6,71	Concessão (PIE)	27/01/2027
PCH Chaminé	18	11,6	Concessão	02/08/2028
UHE Guaricana	36	16,1	Concessão	21/07/2028
PCH Cavernoso	1,3	0,96	Concessão	23/06/2033
PCH Cavernoso II	19,01	10,56	Concessão	06/12/2050
UTE Figueira	20	17,7	Sem Concessão	26/03/2019
TOTAL	118,7	70,75	-	-

Este desinvestimento faz parte da estratégia de geração de valor da Companhia, objetivando a melhoria da eficiência operacional do portfólio da Copel GeT e a otimização na alocação de capital do grupo.

Curitiba, 8 de maio de 2024

Daniel Pimentel Slaviero
Diretor Presidente

Ana Letícia Feller
Diretora de Gente e Gestão Empresarial

Adriano Rudek de Moura
Diretor de Finanças e de
Relações com Investidores

Cassio Santana da Silva
Diretor de Desenvolvimento de Negócios

Eduardo Vieira de Souza Barbosa
Diretor Jurídico e de Compliance

Robson Carlos Nogueira
Contador - CRC PR-047941/O-4

COMENTÁRIO DO DESEMPENHO

em 31 de março de 2024

em milhares de reais

1 Novos projetos

1.1 Segmento de distribuição

Programa Transformação - amplo plano de investimento com o objetivo de modernizar, automatizar e renovar a rede de distribuição e rede de comunicação privada com tecnologias padronizadas para atendimento aos equipamentos de automação. Entre os benefícios esperados estão o reforço das redes rurais para reduzir desligamentos e garantir o suporte ao crescimento do agronegócio no Estado do Paraná, redução dos custos com serviços de O&M e comerciais e aprimoramento no controle dos indicadores de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - FEC. O programa é composto por 3 projetos pilares para o atingimento dos objetivos:

- Paraná Trifásico: representa a melhoria e renovação das redes de distribuição rurais na área de concessão da Companhia, com implantação de rede trifásica e criação de redundância nos principais ramais rurais. Até o final de março de 2024, foram construídos 16.286 km de rede.
- Rede Elétrica Inteligente: visa implantar uma rede de comunicação privada com tecnologia padronizada para atendimento de todos os equipamentos de automação da rede de distribuição e infraestrutura avançada de medição. Até o final de março de 2024 já estavam instalados 703.617 medidores inteligentes. Na fase 1 do programa, identificou-se avanços para nossa operação, com a redução de homens-hora e km rodados, menos perdas não-técnicas, melhoria na qualidade e redução de compensações.
- Confiabilidade Total: visa assegurar a modernidade nas operações da rede de energia a partir das seguintes premissas: manter a comunicação plena entre as equipes e a disponibilidade de equipamentos na rede, implementar automação nos equipamentos especiais, manter a totalidade de município da concessão com subestação ou chave especial e ampliar os circuitos de rede e equipamento *Self Healing*. Até o final de março de 2024, o projeto concluiu 85,36% do cronograma previsto.

O Programa Transformação abrange a construção de, aproximadamente, 25 mil km de novas redes, 15 mil novos pontos automatizados e a implementação da tecnologia de redes inteligentes no estado do Paraná.

Redes Compactas e Protegidas - implantação de redes compactas predominantemente em áreas urbanas com elevado grau de arborização nas proximidades das redes de distribuição e redes protegidas exclusivamente em áreas rurais. As redes compactas evitam cortes e podas de árvores e melhoram a qualidade do fornecimento, pois reduzem o número de desligamentos. As redes protegidas também melhoram a qualidade e a confiabilidade do sistema pois evitam interrupções por contato com a vegetação ou outros objetos e intempéries. Ao final de março de 2024, a extensão das redes compactas e protegidas instaladas era de 29.051 km (24.135 km em março de 2023), um acréscimo de 4.916 km, ou 20,36%, em doze meses.

Rede Secundária Isolada - investimento em redes secundárias isoladas em baixa tensão (127/220V), que

apresentam vantagens significativas em relação à rede aérea convencional, tais como: melhorar os indicadores DEC e FEC; dificultar o roubo de energia; melhorar as condições do meio ambiente; reduzir as áreas de podas; aumentar a segurança; reduzir a queda de tensão ao longo da rede; aumentar a vida útil dos transformadores pela redução do número de curtos-circuitos na rede, entre outras. Ao final de março de 2024, a extensão das redes de distribuição secundárias isoladas instaladas era de 23.028 km (22.105 km em março de 2023), um acréscimo de 923 km, ou 4,17%, em doze meses.

2 Mercado de Energia

Comportamento do mercado - A geração de energia da Copel Geração e Transmissão S.A. e seus parques eólicos até março de 2024 foi de 6.639 GWh (6.430 GWh até março de 2023). O aumento deve-se, principalmente, à aquisição dos complexos eólicos Aventura e SRMN, que passaram a compor o grupo Copel a partir de fevereiro de 2023.

Fluxo de energia do grupo Copel

Fluxo de energia (GWh)		Janeiro a Março de 2024	
Geração própria			
	6.639	44,3%	
Energia comprada			
	8.342	55,7%	
CCEAR	3.390		
Itaipu	1.134		
Dona Francisca	33		
CCEE (MCP)	182		
Angra	213		
CCGF	1.048		
MRE	53		
Elejor	-		
Proinfa	106		
Outros ¹	2.183		
Disponibilidade			
	14.981		
Mercado Cativo	5.753	38,4%	
Concessionárias²	24	0,2%	
Suprimento concessionária CCEE³	46	0,3%	
Cessões MCSD EN⁴	35	0,2%	
CCEE (MVE)	-	0,0%	
Consumidores livres	2.608	17,4%	
Energia suprida	6.545	43,7%	
Contratos bilaterais	3.338		
CCEAR	1.154		
CER	236		
CCEE(MCP)	390		
MRE	1.427		
Perdas e diferenças⁵	(31)	-0,2%	

CCEAR: Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado.

CER: Contrato de Energia de Reserva.

CCEE (MVE): Liquidação financeira de excedentes de energia da distribuidora ao mercado livre através do Mecanismo de Venda de Excedentes.

CCEE (MCP): Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (Mercado de Curto Prazo).

MRE: Mecanismo de Realocação de Energia.

CG: Centro de Gravidade do Submercado (diferença entre a energia faturada e a recebida no CG).

¹Outros: Energia comprada pela Copel Comercialização e Copel Distribuição.

²Suprimento de energia a concessionárias e permissionárias com mercado próprio inferior a 500GWh/ano.

³Suprimento de energia a distribuidora agente da CCEE, através de Contrato Bilateral Regulado - CBR.

⁴Cessões MCSD EN - Cessões contratuais a outras distribuidoras através do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova.

⁵Inclui perdas da rede básica, perdas na distribuição, diferenças na alocação de Itaipu no CG, efeitos de MMGD e diferenças dos parques eólicos. Não considera a energia produzida pela UTE Araucária vendida no mercado de curto prazo (MCP) ou através de contratos bilaterais.

Venda de energia do grupo Copel

Classe	Em GWh		
	Jan a Mar 2024	Jan a Mar 2023	Variação
Copel Distribuição			
Mercado cativo¹	5.753	5.149	11,7%
Residencial	2.684	2.254	19,1%
Industrial	435	474	-8,2%
Comercial	1.302	1.167	11,6%
Rural	690	640	7,8%
Outras	642	614	4,6%
Concessionárias e permissionária	24	22	9,1%
CCEE (Cessões MCS D EN)	35	48	-27,1%
CCEE (MCP)	46	435	-89,4%
Total da Copel Distribuição	5.858	5.654	3,6%
Copel Geração e Transmissão (com FDA)			
CCEAR (Copel Distribuição)	34	33	3,0%
CCEAR (outras concessionárias)	586	569	3,0%
Contratos bilaterais (Copel Comercialização)	3.788	3.492	8,5%
Contratos bilaterais ²	50	153	-67,3%
CCEE (MCP) ³	199	313	-36,4%
Total da Copel Geração e Transmissão	4.657	4.560	2,1%
Parques Eólicos			
CCEAR (Copel DIS)	31	23	34,8%
CCEAR (outras concessionárias)	568	480	18,3%
CER	236	226	-
Contratos bilaterais (Copel Comercialização)	88	122	-27,9%
Contratos bilaterais ²	121	131	-7,6%
CCEE (MCP) ³	77	127	-39,4%
Total dos Parques Eólicos	1.121	1.109	1,1%
Copel Comercialização			
Consumidores Livres	2.608	2.927	-10,9%
Contratos Bilaterais (empresas do grupo)	154	-	-
Contratos bilaterais ²	3.213	2.820	13,9%
CCEE (MCP) ³	67	146	-54,1%
Total Copel Comercialização	6.042	5.893	2,5%
Total	17.678	17.216	2,7%

Observação: Não considera a energia disponibilizada através do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia) e a energia da UTE Araucária.

¹ Para o mercado faturado, desconta-se a Energia Compensada proveniente de Mini e Microgeração Distribuída (MMGD).

² Inclui Contratos de Venda de Curto Prazo.

³ Não considera montantes negativos.

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica / CCEAR: Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado / MCP: Mercado de Curto Prazo / CER: Contrato de Energia de Reserva.

Mercado fio da Copel Distribuição (TUSD):

O mercado fio da Copel Distribuição, composto pelo mercado cativo, pelo suprimento a concessionárias e permissionárias dentro do Estado do Paraná e pela totalidade dos consumidores livres existentes na sua área de concessão, teve um aumento de 10,3% no consumo de energia elétrica no 1º trimestre de 2024 (1T24) em relação ao mesmo período do ano anterior, em razão, principalmente, de temperaturas mais elevadas. O mercado fio faturado, que considera a energia compensada de Mini e Micro Geração Distribuída – MMGD, aumentou 7,9% no trimestre.

O volume de energia compensada, que é o excedente de geração de MMGD compensado no faturamento, cresceu 55,0% no trimestre. O número de consumidores com adesão à MMGD atingiu 336 mil em março de 2024, montante 34,7% superior a março de 2023. O resultado do 1T24 é decorrente do aumento do consumo de energia elétrica em todas as classes, sendo:

- i. **Residencial**, com aumento de 19,0%, devido ao aumento do consumo médio no período, de 181,1 kWh/mês para 211,2 kWh/mês, em razão, principalmente, da elevada temperatura média no primeiro trimestre de 2024 e do incremento de 2,0% na quantidade de consumidores;
- ii. **Comercial**, com aumento de 14,8%, em função, principalmente, do crescimento do consumo do Comércio Varejista em 13,4%, com representatividade de 31,3% do consumo da classe, do consumo do Comércio por Atacado em 21,3%, com representatividade de 15,5% no consumo da classe, e do consumo de Serviços de Escritório e Apoio Administrativo em 71,3%, com representatividade de 3,2% no consumo da classe;
- iii. **Rural**, com aumento de 8,8%, em virtude, principalmente, do crescimento de 7,4% do consumo com Agricultura, Pecuária e Serviços Relacionados, com representatividade de 88,1% no consumo da classe e de 41,6% do consumo com Pesca e Aquicultura, com representatividade de 5,4% no consumo da classe;
- iv. **Outras classes**, com aumento de 5,1% resultado, principalmente, do maior consumo por parte do Poder Público; e
- v. **Industrial**, com aumento de 2,5%, devido, principalmente, ao aumento no consumo de Fabricação de Produtos Alimentícios em 7,9%, com representatividade de 40,0% no consumo da classe, e no consumo de Fabricação de produtos de Madeira em 14,2%, com representatividade de 7,7% no consumo da classe, parcialmente compensado pela redução de 68,2% no consumo com Metalurgia, com representatividade de 1,0% no consumo da classe, e de 17,4% no consumo de Fabricação de Produtos Químicos, com representatividade de 4,2% no consumo da classe.

Mercado cativo da Copel Distribuição: O mercado cativo apresentou aumento de 11,7% no consumo de energia elétrica no primeiro trimestre de 2024. O mercado cativo faturado, que considera a energia compensada de MMGD, aumentou 7,7% no trimestre.

Número de consumidores: a variação dos consumidores finais (consumidores cativos da Copel Distribuição e consumidores livres atendidos pela Copel Geração e Transmissão, Copel Comercialização e por outros fornecedores dentro da área de concessão da Copel Distribuição está demonstrada no quadro a seguir.

Classe	Mar 2024	Mar 2023	Variação
Residencial	4.233.587	4.149.386	2,0%
Industrial	67.698	68.411	-1,0%
Comercial	440.550	431.819	2,0%
Rural	321.421	329.257	-2,4%
Outras	55.537	54.146	2,6%
Total cativo	5.118.793	5.033.019	1,7%
Suprimento Fio (a)	7	7	-
Consumidores livres (b)	3.327	2.722	22,2%
Total geral	5.122.127	5.035.748	1,7%

(a) Total do suprimento fio no mercado cativo (concessionárias e permissionárias) e livre.

(b) Total de consumidores livres atendidos dentro da área de concessão da Copel Distribuição.

3 Administração

Quadro de empregados

Empregados	Mar 2024	Mar 2023
Copel e subsidiárias integrais		
Copel Holding	80	84
Copel Geração e Transmissão	1.445	1.490
Copel Distribuição	4.126	4.246
Copel Comercialização	43	43
	5.694	5.863
Controladas		
Compagás	132	132
Elejor	7	7
UEG Araucária	14	14
	153	153

4 Relações com o Mercado

Em 2024 na [B]3, as ações ON (CPLE3) estiveram presentes em 100% dos pregões, fechando o período cotadas a R\$ 8,65 com variação negativa de 8,85%; as ações PNA (CPLE5) estiveram presentes em 38% dos pregões, fechando o período cotadas a R\$ 20,52 com variação negativa de 9,92% e as ações PNB (CPLE6) estiveram presentes em 100% dos pregões, fechando o período cotadas a R\$ 9,62 com variação negativa de 7,14%. No mesmo período o IBOVESPA teve variação negativa de 4,53%.

Na Bolsa de Valores de Nova Iorque (NYSE), as ações ON (ELPC) estiveram presentes em 100% dos pregões fechando o período cotadas a US\$ 6,73 com variação negativa de 14,49% e as ações PNB (ELP) estiveram presentes em 100% dos pregões fechando o período cotadas a US\$ 7,72 com variação negativa de 8,96%. O índice DOW JONES teve variação positiva de 5,62% no período.

No LATIBEX (Mercado de Valores Latino - Americano em Euros), vinculado à Bolsa de Valores de Madri, as ações PNB são negociadas sob o código XCOP, estiveram presentes em 65% dos pregões, fechando o período cotadas a € 1,77 com variação negativa de 7,81%. No mesmo período o índice LATIBEX teve variação negativa de 4,78%.

A tabela a seguir sintetiza o comportamento das ações da Copel até o final de março de 2024:

Negociação das ações (Jan a Mar 2024)	ON		PNB		UNIT	
	Total	Média diária	Total	Média diária	Total	Média diária
B3						
Negócios	400.180	6.560	79	3	986.880	16.178
Quantidade	333.150.500	5.461.484	8.100	352	801.725.600	13.143.043
Volume (R\$ mil)	3.021.059.836	49.525.571	182.679	7.943	8.075.320.666	132.382.306
Presença nos pregões	61	100%	23	38%	61	100%
Nyse						
Quantidade	4.740.115	77.707	-	-	28.363.904	464.982
Volume (US\$ mil)	34.770.233	570.004	-	-	230.271.146	3.774.937
Presença nos pregões	61	100%	-	-	61	100%
Latibex						
Quantidade	-	-	-	-	59.614	1.490
Volume (€ mil)	-	-	-	-	107	3
Presença nos pregões	-	-	-	-	40	65%

5 Tarifas

Tarifas de fornecimento de energia

Tarifas médias de fornecimento (a) - R\$/MWh	Mar 2024	Mar 2023	Variação
Industrial	551,56	503,86	9,5%
Residencial	545,20	529,50	3,0%
Comercial	614,07	607,35	1,1%
Rural	596,54	571,89	4,3%
Outros	467,64	410,91	13,8%
Tarifa Média de Fornecimento e Disponibilidade (R\$/MWh)	616,50	586,37	5,1%
Tarifa Média de Demanda (R\$/KW)	38,16	30,08	26,9%

(a) Não considera bandeiras tarifárias, sem pis/cofins, líquido de ICMS.

Tarifas de compra de energia

Tarifas de Compra de Energia* - R\$/MWh	Mar 2024	Mar 2023	Variação
Itaipu (a)	204,60	189,58	-23,3%
Leilão 2010 - H30	301,38	290,05	3,9%
Leilão 2010 - T15 (b)	195,94	185,46	38,4%
Leilão 2011 - H30	310,73	298,96	3,9%
Leilão 2011 - T15 (b)	263,79	237,59	30,2%
Leilão 2012 - T15 (b)	184,06	171,88	28,0%
Leilão 2016 - T20 (b)	(114,53)	219,77	-480,5%
Angra	344,81	328,91	0,5%
Contrato de cotas de garantia física - CCGF (c)	160,60	146,89	19,3%
Santo Antonio	192,84	185,53	3,9%
Jirau	169,67	163,25	3,9%
Demais leilões (d)	216,86	207,59	-8,7%
Média	203,69	194,14	-6,1%

(a) Transporte de Furnas não incluído.

(b) Preço médio do leilão conforme pagamento bilateral aos vendedores. Não inclui efeitos de contratação contabilizados pela CCEE

(c) Contrato de cotas de garantia física das UHEs que tiveram suas concessões prorrogadas nos termos da Lei 12.783/13.

(d) Preço médio ponderado dos produtos. Não inclui Proinfa.

*A tabela foi atualizada para todos os períodos conforme nova metodologia de apuração dos preços médios, resultado da 4ª fase da AP 78/2011 da Aneel, aprovada em 28/03/2016.

Tarifas de suprimento de energia

Tarifas de Suprimento de Energia - R\$/MWh	Mar 2024	Mar 2023	Variação
Leilão - CCEAR 2011-2040 (UHE Mauá)	290,10	278,14	4,3%
Leilão - CCEAR 2013-2042 (Cavernoso II)	315,25	302,37	4,3%
Leilão - CCEAR 2015 - 2044 (Colíder)	221,22	211,95	4,4%
Leilão - CCEAR 2018 - 2048 (Baixo Iguazu)	231,28	221,22	4,5%
Leilão - CCEAR 2024 - 2053 (PCH Bela Vista)	261,78	-	0,0%
Concessionárias dentro do Estado do Paraná	262,42	262,70	-0,1%

(a) Com PIS/COFINS. Líquida de ICMS.

6 Resultado Econômico-Financeiro

Receitas (NE nº 30)

A Receita operacional líquida acumulada até março de 2024, de R\$ 5.416.998, foi 2,84% superior aos R\$ 5.267.557 registrados no mesmo período de 2023.

Essa variação decorreu, principalmente, dos seguintes fatos:

- aumento de 15,82% na Receita de fornecimento de energia elétrica, impactada principalmente pelos Reajustes Tarifários Periódicos (aumento da tarifa de energia em 17,37% a partir de 24 de junho de 2023 e vigente para o ciclo 2023/2024 e redução de 9,58% vigente até 23 de junho de 2023), aumento no mercado cativo faturado em 7,7% e crescimento do número de consumidores;
- redução de 17,08% na Receita de suprimento de energia elétrica devido, principalmente, ao menor preço médio de energia vendida em contratos bilaterais pela Copel Mercado Livre, redução na receita de venda

de energia no Mecanismo de Venda de Excedentes – MVE pela Copel DIS e a menor margem da Elejor com venda de energia no comparativo entre períodos;

- c) aumento de 20,66% na Receita de disponibilidade da rede elétrica, devido principalmente ao reajuste na tarifa de uso de distribuição de 6,32% vigente a partir de junho de 2023 e a variação do mercado fio em 7,9%, parcialmente compensado pela redução dos índices de inflação que corrigem os ativos de contrato de transmissão;
- d) aumento de 8,57% na receita de construção decorrente, principalmente, dos investimentos no segmento de distribuição de energia;
- e) variação de R\$ 298.643 equivalente a 122,3% no resultado de ativos e passivos financeiros setoriais, devido reflexo dos menores custos dos encargos setoriais (ESS e CDE) e dos componentes financeiros, compensado pela variação positiva dos componentes tarifários amortizados;
- f) redução de 27,45% em outras receitas operacionais principalmente pela variação no valor justo de compra e venda de energia.

Custos e Despesas Operacionais (NE nº 31)

O total de custos e despesas operacionais, de R\$ 4.463.552 até março de 2024, 6,78% superior aos R\$ 4.180.130 registrados no mesmo período de 2023. Os principais destaques foram:

- a) aumento de 8,37% em Energia elétrica comprada para revenda decorrente principalmente pelo aumento da compra de energia de mini e micro geradores, compensado pela redução das compras de energia liquidadas no mercado de curto prazo.
- b) aumento de 10,59% em Encargos de uso da rede elétrica principalmente pelo reajuste dos contratos de uso da rede e aumento de Encargos de Serviços do Sistema – ESS, compensado parcialmente pelo menor valor de Encargo de Energia de Reserva – EER.
- c) redução de 28,79% na remuneração de Pessoal e administradores em virtude, principalmente, da indenização em 2023 do segundo terço adicional de férias aprovado em Acordo Coletivo de Trabalho e não recorrente neste período.
- d) aumento de 5,02% em serviços de terceiros, principalmente pela elevação dos custos com manutenção do sistema elétrico;
- e) aumento de 10,02% de depreciação e amortização em virtude da entrada em operação de novos ativos, principalmente pelo aumento nos investimentos da Copel Distribuição;
- f) variação de R\$ 97.109 em Perdas de crédito, provisões e reversões decorrente principalmente do acréscimo das perdas de crédito esperadas em 2024 e da reversão parcial do *impairment* em 2023 não recorrente neste período;
- g) aumento de 8,54% nos custos de construção decorrente, principalmente, dos investimentos no segmento de distribuição de energia.

Resultado da Equivalência Patrimonial

O Resultado da Equivalência Patrimonial até março de 2024 foi 21,6% inferior ao valor registrado no mesmo período de 2023, decorrente da equivalência patrimonial nas controladas em conjunto de transmissão de energia elétrica, em função da redução dos índices de inflação que corrigem os ativos de contrato de transmissão.

Resultado Financeiro (NE nº 32)

A variação de 18,5% no resultado financeiro de março de 2024 comparado com o mesmo período de 2023, se deve principalmente à menor despesa de variação monetária e encargos da dívida e ao maior rendimento de aplicações financeiras.

Lajida

O lucro antes dos juros, imposto de renda, depreciação e amortização - Lajida (*earnings before interest, taxes, depreciation and amortization* - Ebitda) é uma medição não contábil elaborada pela Companhia, conciliada com suas demonstrações financeiras, observando as disposições da Resolução CVM nº 156/2022. Não é uma medida reconhecida pelas práticas contábeis adotadas no Brasil ou pelas normas internacionais de contabilidade, não possui um significado padrão e pode não ser comparável a medidas com títulos semelhantes fornecidos por outras companhias. A Companhia o divulga porque o utiliza para medir seu desempenho.

Consolidado	Reapresentado		Variação
	31.03.2024	31.03.2023	
Cálculo do Lajida/Ebitda - operações em continuidade			
Lucro líquido do período	533.543	635.490	-16,04%
(Lucro líquido) do período - operações descontinuadas	(1.353)	(5.340)	-74,66%
IRPJ e CSLL diferidos	88.059	87.627	0,49%
Provisão para IRPJ e CSLL	146.666	144.504	1,50%
Despesas (receitas) financeiras, líquidas	268.174	329.234	-18,55%
Lajir/Ebit	1.035.089	1.191.515	-13,13%
Depreciação e Amortização	364.628	331.415	10,02%
Lajida/Ebitda	1.399.717	1.522.930	-8,09%
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	1.396.771	1.514.738	-7,79%
Atribuído aos acionistas não controladores	2.946	8.192	-64,04%
Cálculo da Margem do Ebitda			
Ebitda	1.399.717	1.522.930	-8,09%
Receita Operacional Líquida - ROL	5.416.998	5.267.557	2,84%
Margem do Ebitda % (Ebitda ÷ ROL)	25,8%	28,9%	-10,7%

O Lajida não deve ser considerado isoladamente ou como um substituto de lucro líquido ou lucro operacional, como um indicador de desempenho operacional ou fluxo de caixa ou para medir a liquidez ou a capacidade de pagamento da dívida.

Auditoria externa

Nos termos estabelecidos por norma interna de Governança Corporativa e sob a revisão e supervisão do Comitê de Auditoria Estatutário e, conforme a Resolução CVM nº 23/2021, a Companhia e suas subsidiárias integrais possuem contrato com a PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes Ltda. a partir de 1º.01.2024.

COMPOSIÇÃO DOS GRUPOS RESPONSÁVEIS PELA GOVERNANÇA

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Presidente	MARCEL MARTINS MALCZEWSKI
Secretário Executivo	MARCO ANTÔNIO BARBOSA CÂNDIDO
Membros	CARLOS BIEDERMANN MARCELO SOUZA MONTEIRO JACILDO LARA MARTINS GERALDO CORRÊA DE LYRA JUNIOR PEDRO FRANCO SALES VIVIANE ISABELA DE OLIVEIRA MARTINS FAUSTO AUGUSTO DE SOUZA

COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

Coordenador e especialista financeiro	CARLOS BIEDERMANN
Membro	MARCO ANTÔNIO BARBOSA CÂNDIDO
Membro externo	LUIZ CLAUDIO MAIA VIEIRA

CONSELHO FISCAL

Presidente	DEMETRIUS NICHELE MACEI
Membros Titulares	FRANCISCO OLINTO VELO SCHMITT FILIPE BORDALO DI LUCCIO
Membros Suplentes	JOSÉ PAULO DA SILVA FILHO KUNO DIETMAR FRANK PATRICIA DA SILVA BARROS

DIRETORIA

Diretor Presidente	DANIEL PIMENTEL SLAVIERO
Diretora de Gente e Gestão Empresarial	ANA LETÍCIA FELLER
Diretor de Finanças e de Relações com Investidores	ADRIANO RUDEK DE MOURA
Diretor de Novos Negócios	CASSIO SANTANA DA SILVA
Diretor Jurídico e de Compliance	EDUARDO VIEIRA DE SOUZA BARBOSA
Diretor Adjunto de Governança, Risco e Compliance	VICENTE LOIÁCONO NETO
Diretor Adjunto de Comunicação	DAVID CAMPOS
Diretor Adjunto de Regulação	FERNANDO ANTONIO GRUPPELLI JUNIOR

CONTADOR

CRC-PR-047941/O-4	ROBSON CARLOS NOGUEIRA
-------------------	------------------------

Informações sobre este relatório:

Relações com investidores: Fone: +55 (41) 3222-2027
ri@copel.com



Relatório de revisão sobre as demonstrações financeiras intermediárias individuais e consolidadas

Aos Administradores e Acionistas
Companhia Paranaense de Energia

Introdução

Revisamos o balanço patrimonial da Companhia Paranaense de Energia ("Companhia"), 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 nessa data, bem como o balanço patrimonial consolidado da Companhia e suas controladas ("Consolidado") em 31 de março de 2024, e as respectivas demonstrações consolidadas do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período três meses findo nessa data, assim como as correspondentes notas explicativas, incluindo as políticas contábeis materiais e outras informações elucidativas.

A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações financeiras intermediárias individuais e consolidadas de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21 - "Demonstração Intermediária" e com a norma internacional de contabilidade IAS 34 - *Interim Financial Reporting*, emitida pelo *International Accounting Standards Board* (IASB). Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas demonstrações financeiras 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 demonstrações financeiras intermediárias individuais e consolidadas acima referidas não apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia e da Companhia e suas controladas em 31 de março de 2024, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa, bem como o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o período de três meses findo nessa data, de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21 - "Demonstração Intermediária" e com a norma internacional de contabilidade IAS 34 - *Interim Financial Reporting*, emitida pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).



Companhia Paranaense de Energia

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

As demonstrações financeiras intermediárias acima referidas incluem as Demonstrações do Valor Adicionado (DVA), individuais e consolidadas, referentes ao período de três meses findo em 31 de março de 2024, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins do IAS 34. Essas demonstrações foram submetidas a procedimentos de revisão executados em conjunto com a revisão das demonstrações financeiras intermediárias, com o objetivo de concluir se elas estão conciliadas com as demonstrações financeiras intermediárias e registros contábeis, conforme aplicável, e se sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - "Demonstração do Valor Adicionado". Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que essas demonstrações do valor adicionado não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e de forma consistente em relação às demonstrações financeiras intermediárias individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Auditoria e revisão das demonstrações financeiras do período anterior

O exame das demonstrações financeiras individuais e consolidadas do exercício findo em 31 de dezembro de 2023 e a revisão das demonstrações financeiras intermediárias individuais e consolidadas do período de três meses findo em 31 de março de 2023, foram conduzidos sob a responsabilidade de outros auditores independentes, que emitiram relatórios de auditoria e de revisão, com data de 29 de fevereiro de 2024 e 7 de junho de 2023, respectivamente, sem ressalvas.

Curitiba, 8 de maio de 2024

PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes Ltda.
CRC 2SP000160/F-6

Guilherme Naves Valle
Contador CRC 1MG070614/O-5

PARECER DO CONSELHO FISCAL
SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS REFERENTES AO PRIMEIRO
TRIMESTRE DO EXERCÍCIO DE 2024

Os membros do Conselho Fiscal da Companhia Paranaense de Energia - Copel, abaixo assinados, dentro de suas atribuições e responsabilidades legais e estatutárias, procederam à revisão das Demonstrações Financeiras Intermediárias referentes ao 1º trimestre de 2024 aprovadas pelo Conselho de Administração da Companhia em reunião desta data. As minutas foram recebidas e analisadas individualmente pelos conselheiros antecipadamente à reunião e discutidas previamente com a Administração e com a auditoria independente. Com base nos trabalhos desenvolvidos ao longo do trimestre, nas análises efetuadas, no acompanhamento das discussões sobre os controles internos e nos esclarecimentos prestados pela Administração e pela auditoria independente, considerando ainda o relatório sobre as Demonstrações financeiras intermediárias individuais e consolidadas em 31 de março de 2024, da auditoria independente, PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes Ltda., emitido sem ressalvas, os Conselheiros Fiscais, registram que não tiveram conhecimento de nenhum fato ou evidência que não estejam refletidos nas Demonstrações Financeiras Intermediárias relativas ao trimestre encerrado em 31 de março de 2024 e opinam que tais demonstrações podem ser divulgadas.

Curitiba, 08 de maio de 2024

DEMETRIUS NICHELE MACEI
Presidente

FRANCISCO OLINTO VELO SCHMITT

FILIPPE BORDALO DI LUCCIO

COMENTÁRIO SOBRE O COMPORTAMENTO DAS PROJEÇÕES EMPRESARIAIS

A Companhia Paranaense de Energia - Copel (B3 - Brasil, Bolsa e Balcão: CPLE3; CPLE5; CPLE6), apresenta o acompanhamento de sua projeção do Programa de Investimentos no período findo em 31.03.2024 em comparação com a estimativa divulgada nas Demonstrações Financeiras do exercício social encerrado em 31.12.2023.

PROGRAMA DE INVESTIMENTOS - PERÍODO FINDO EM 31.03.2024			
PROGRAMA DE INVESTIMENTOS	ACUMULADO 1º TRIMESTRE* (A)	PROJETADO 2024* (B)	% (A/B)
Geração e Transmissão ¹	33.144	209.662	16%
Distribuição ²	534.579	2.091.720	26%
Empreendimentos Eólicos ³	654	55.486	1%
Outros ⁴	23.481	75.320	31%
Bônus de Outorga das UHEs Foz do Areia, Segredo e Salto Caxias	-	3.700.000	0%
Total	591.858	6.132.190	10%

*(Valores em R\$ Mil)

Nos programas de Geração e Transmissão e Empreendimentos Eólicos as projeções dos desembolsos estão concentradas para os próximos trimestres.

¹ Inclui os empreendimentos SPEs Bela Vista (Ger), Marumbi (Tra), Costa Oeste (Tra), Uirapuru (Tra) e FDA (Ger).

² Inclui Programa "Transformação" composto pelos projetos Paraná Trifásico, Rede Elétrica Inteligente e Confiabilidade Total.

³ Inclui Brisa Potiguar, Cutia Empreendimentos Eólicos, São Bento Energia, Jandaíra Energias Renováveis, Complexo Eólico Vilas, Aventura e Santa Rosa & Novo Mundo.

⁴ Inclui Holding, Copel Comercialização e Copel Serviços.

DECLARAÇÃO

Pelo presente instrumento, como membros da Diretoria Executiva da Companhia Paranaense de Energia - Copel, sociedade anônima de capital aberto, com sede na Rua José Izidoro Biazetto, 158, Mossunguê, Curitiba - PR, inscrita no CNPJ sob o nº 76.483.817/0001-20, declaramos, para fins do disposto na Resolução CVM nº 80/2022, que:

- (I) revimos, discutimos e concordamos com as opiniões expressas no relatório de auditoria da PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes Ltda. relativamente às demonstrações financeiras intermediárias da Copel de 31.03.2024; e
- (II) revimos, discutimos e concordamos com as demonstrações financeiras intermediárias da Copel de 31.03.2024.

E, por ser verdade, firmamos a presente.

Curitiba, 08 de maio de 2024

Daniel Pimentel Slaviero
Diretor Presidente

Ana Letícia Feller
Diretora de Gente e Gestão Empresarial

Adriano Rudek de Moura
Diretor de Finanças e de
Relações com Investidores

Cassio Santana da Silva
Diretor de Desenvolvimento de Negócios

Eduardo Vieira de Souza Barbosa
Diretor Jurídico e de Compliance