

## **Companhia Paranaense de Energia**

CNPJ Nº 76.483.817/0001-20

Companhia de Capital Aberto - CVM 1431-1

[www.copel.com](http://www.copel.com)    [copel@copel.com](mailto:copel@copel.com)

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

CEP 81200-240

# DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS

## **Março/2023**

## SUMÁRIO

<b>DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS</b> .....	<b>3</b>
Balanços 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
<b>NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS</b> .....	<b>12</b>
1 Contexto Operacional .....	12
2 Concessões e Autorizações .....	17
3 Base de Preparação .....	19
4 Principais Políticas Contábeis .....	22
5 Caixa e Equivalentes de Caixa .....	22
6 Títulos e Valores Mobiliários .....	23
7 Clientes .....	23
8 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos .....	25
9 Contas a Receber Vinculadas à Concessão .....	26
10 Ativos de contrato .....	27
11 Outros Créditos .....	30
12 Tributos .....	31
13 Despesas Antecipadas .....	36
14 Depósitos Judiciais .....	36
15 Investimentos .....	37
16 Imobilizado .....	40
17 Intangível .....	43
18 Obrigações Sociais e Trabalhistas .....	44
19 Fornecedores .....	45
20 Empréstimos e Financiamentos .....	46
21 Debêntures .....	50
22 Benefícios Pós-emprego .....	52
23 Encargos Setoriais a Recolher .....	53
24 Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética .....	54
25 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão .....	55
26 Direito de uso de ativos e Passivo de arrendamentos .....	55
27 Outras Contas a Pagar .....	57
28 Provisões para Litígios e Passivo Contingente .....	58
29 Patrimônio Líquido .....	62
30 Receita Operacional Líquida .....	63
31 Custos e Despesas Operacionais .....	66
32 Resultado Financeiro .....	70
33 Segmentos Operacionais .....	70
34 Instrumentos Financeiros .....	74
35 Transações com Partes Relacionadas .....	87
36 Compromissos .....	93
37 Seguros .....	93
38 Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa .....	93
39 Eventos subsequentes .....	94
<b>COMENTÁRIO DO DESEMPENHO</b> .....	<b>96</b>
1 Novos projetos .....	96
2 Mercado de Energia .....	97
3 Administração .....	101
4 Relações com o Mercado .....	101
5 Tarifas .....	102
6 Resultado Econômico-Financeiro .....	103
<b>COMPOSIÇÃO DOS GRUPOS RESPONSÁVEIS PELA GOVERNANÇA</b> .....	<b>107</b>
<b>RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE</b> .....	<b>108</b>
<b>PARECER DO CONSELHO FISCAL</b> .....	<b>110</b>
<b>DECLARAÇÃO</b> .....	<b>111</b>

**DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS**
**Balancos Patrimoniais**

em 31 de março de 2023 e 31 de dezembro de 2022

em milhares de reais

ATIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2023	31.12.2022	31.03.2023	31.12.2022
<b>CIRCULANTE</b>					
Caixa e equivalentes de caixa	5	23.675	199.877	2.911.274	2.678.457
Títulos e valores mobiliários	6	92	93	92	93
Cauções e depósitos vinculados		-	-	178	157
Clientes	7	-	-	3.460.364	3.342.050
Dividendos a receber		715.833	824.143	137.296	138.330
Ativos financeiros setoriais	8	-	-	327.135	190.699
Contas a receber vinculadas à concessão	9	-	-	8.563	8.603
Ativos de contrato	10	-	-	242.259	220.660
Outros créditos	11	1.284	977	998.199	897.380
Estoques		-	-	223.225	194.850
Imposto de renda e contribuição social		112.339	107.523	374.536	355.065
Outros tributos a recuperar	12.2	-	-	1.208.196	1.239.694
Despesas antecipadas	13	2.143	855	69.775	60.076
Partes relacionadas	35	270.215	47.404	1.430	1.135
		<b>1.125.581</b>	<b>1.180.872</b>	<b>9.962.522</b>	<b>9.327.249</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>					
<b>Realizável a Longo Prazo</b>					
Títulos e valores mobiliários	6	-	-	501.700	430.963
Outros investimentos temporários		26.802	25.619	26.802	25.619
Clientes	7	-	-	117.630	109.819
Depósitos judiciais	14	141.062	138.747	631.837	632.458
Ativos financeiros setoriais	8	-	-	109.045	190.699
Contas a receber vinculadas à concessão	9	-	-	2.403.465	2.269.690
Ativos de contrato	10	-	-	7.536.312	7.452.019
Outros créditos	11	19	18	1.372.447	931.452
Imposto de renda e contribuição social		-	-	128.108	127.824
Imposto de renda e contribuição social diferidos	12.1	340.691	333.877	1.637.997	1.644.299
Outros tributos a recuperar	12.2	40.131	39.810	2.481.902	2.627.293
Despesas antecipadas	13	195	-	247	10
		<b>548.900</b>	<b>538.071</b>	<b>16.947.492</b>	<b>16.442.145</b>
<b>Investimentos</b>	15	<b>20.991.553</b>	<b>20.339.344</b>	<b>3.435.680</b>	<b>3.325.731</b>
<b>Imobilizado</b>	16	<b>7.709</b>	<b>7.948</b>	<b>11.189.018</b>	<b>10.069.468</b>
<b>Intangível</b>	17	<b>5.242</b>	<b>4.724</b>	<b>11.274.717</b>	<b>10.277.727</b>
<b>Direito de uso de ativos</b>	26	<b>4.466</b>	<b>4.586</b>	<b>255.034</b>	<b>261.380</b>
		<b>21.557.870</b>	<b>20.894.673</b>	<b>43.101.941</b>	<b>40.376.451</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>		<b>22.683.451</b>	<b>22.075.545</b>	<b>53.064.463</b>	<b>49.703.700</b>

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias

## Balancos Patrimoniais

em 31 de março de 2023 e 31 de dezembro de 2022 (continuação)

em milhares de reais

PASSIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2023	31.12.2022	31.03.2023	31.12.2022
<b>CIRCULANTE</b>					
Obrigações sociais e trabalhistas	18	6.578	6.605	247.831	252.789
Partes relacionadas	35	2.349	1.838	-	-
Fornecedores	19	8.351	5.373	1.962.380	2.090.022
Imposto de renda e contribuição social		-	-	81.503	156.191
Outras obrigações fiscais	12.2	1.289	28.690	367.540	303.606
Empréstimos e financiamentos	20	-	-	336.274	278.838
Debêntures	21	-	-	1.468.414	1.346.347
Dividendos a pagar		344.206	344.251	484.759	482.325
Benefícios pós-emprego	22	3.827	2.957	86.404	73.814
Encargos setoriais a recolher	23	-	-	42.338	46.488
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	24	-	-	376.147	370.244
Contas a pagar vinculadas à concessão	25	-	-	105.228	105.003
Passivos financeiros setoriais	8	-	-	208.178	433.914
Passivo de arrendamentos	26	456	436	66.254	64.870
Outras contas a pagar	27	2.320	558	713.962	601.619
PIS e Cofins a restituir para consumidores	12.2.1	-	-	815.321	550.527
		<b>369.376</b>	<b>390.708</b>	<b>7.362.533</b>	<b>7.156.597</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>					
Partes relacionadas	35	5.851	5.851	-	-
Fornecedores	19	-	-	125.339	125.448
Imposto de renda e contribuição social diferidos	12.1	-	-	1.799.749	1.517.682
Outras obrigações fiscais	12.2	3.792	3.676	631.616	633.491
Empréstimos e financiamentos	20	-	-	5.113.768	4.371.525
Debêntures	21	-	-	7.808.247	6.457.508
Benefícios pós-emprego	22	22.929	23.890	994.854	996.223
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	24	-	-	256.226	244.514
Contas a pagar vinculadas à concessão	25	-	-	830.715	832.539
Passivos financeiros setoriais	8	-	-	50.945	49.341
Passivo de arrendamentos	26	4.265	4.373	202.543	208.886
Outras contas a pagar	27	25.249	25.241	1.000.001	645.234
PIS e Cofins a restituir para consumidores	12.2.1	-	-	1.231.291	1.444.631
Provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins	12.2.1	-	-	1.876.933	1.851.257
Provisões para litígios	28	808.165	804.442	2.013.174	2.037.599
		<b>870.251</b>	<b>867.473</b>	<b>23.935.401</b>	<b>21.415.878</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>					
<b>Atribuível aos acionistas da empresa controladora</b>					
Capital social	29.1	10.800.000	10.800.000	10.800.000	10.800.000
Ajustes de avaliação patrimonial	29.2	585.053	593.382	585.053	593.382
Reserva legal		1.512.687	1.512.687	1.512.687	1.512.687
Reserva de retenção de lucros		7.911.295	7.911.295	7.911.295	7.911.295
Lucros acumulados		634.789	-	634.789	-
		<b>21.443.824</b>	<b>20.817.364</b>	<b>21.443.824</b>	<b>20.817.364</b>
<b>Atribuível aos acionistas não controladores</b>	15.2.2	-	-	<b>322.705</b>	<b>313.861</b>
		<b>21.443.824</b>	<b>20.817.364</b>	<b>21.766.529</b>	<b>21.131.225</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO</b>		<b>22.683.451</b>	<b>22.075.545</b>	<b>53.064.463</b>	<b>49.703.700</b>

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias

## Demonstrações de Resultados

dos períodos de três meses findos em 31 de março de 2023 e de 2022  
em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2023	31.03.2022	31.03.2023	31.03.2022
<b>OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE</b>					
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	30	-	-	5.530.666	5.587.749
Custos Operacionais	31	-	-	(4.102.602)	(4.178.804)
<b>LUCRO OPERACIONAL BRUTO</b>		-	-	<b>1.428.064</b>	<b>1.408.945</b>
<b>Outras Receitas (Despesas) Operacionais</b>					
Despesas com vendas	31	-	-	(781)	(66.890)
Despesas gerais e administrativas	31	(31.993)	(23.595)	(256.079)	(196.405)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	31	(2.186)	(18.244)	(61.052)	(87.951)
Resultado da equivalência patrimonial	15	639.572	711.739	104.088	112.781
		<b>605.393</b>	<b>669.900</b>	<b>(213.824)</b>	<b>(238.465)</b>
<b>LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS</b>		<b>605.393</b>	<b>669.900</b>	<b>1.214.240</b>	<b>1.170.480</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	32				
Receitas financeiras		14.924	17.082	240.639	259.875
Despesas financeiras		(541)	(37.100)	(573.778)	(473.102)
		<b>14.383</b>	<b>(20.018)</b>	<b>(333.139)</b>	<b>(213.227)</b>
<b>LUCRO OPERACIONAL</b>		<b>619.776</b>	<b>649.882</b>	<b>881.101</b>	<b>957.253</b>
<b>IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL</b>	12.3				
Imposto de renda e contribuição social		-	-	(161.823)	(273.849)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		6.814	14.459	(83.788)	(13.613)
		<b>6.814</b>	<b>14.459</b>	<b>(245.611)</b>	<b>(287.462)</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO</b>		<b>626.590</b>	<b>664.341</b>	<b>635.490</b>	<b>669.791</b>
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações em continuidade		-	-	626.590	664.341
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações em continuidade	15.2.2	-	-	8.900	5.450
<b>LUCRO LÍQUIDO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO</b>					
<b>ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - em reais</b>	29.3				
Ações ordinárias		0,21571	0,22870		
Ações preferenciais classe "A"		0,23728	0,25158		
Ações preferenciais classe "B"		0,23728	0,25158		

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias

## Demonstrações de Resultados Abrangentes

dos períodos de três meses findos em 31 de março de 2023 e de 2022  
em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2023	31.03.2022	31.03.2023	31.03.2022
<b>LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO</b>		<b>626.590</b>	<b>664.341</b>	<b>635.490</b>	<b>669.791</b>
<b>Outros resultados abrangentes</b>					
<b>Itens que não serão reclassificados para o resultado</b>					
<b>Itens que poderão ser reclassificados para o resultado</b>	29.2				
Perdas com ativos financeiros		-	-	(282)	-
Perdas com ativos financeiros - equivalência patrimonial		(130)	-	-	-
Tributos sobre outros resultados abrangentes		-	-	96	-
<b>Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos</b>		<b>(130)</b>	<b>-</b>	<b>(186)</b>	<b>-</b>
<b>RESULTADO ABRANGENTE DO PERÍODO</b>		<b>626.460</b>	<b>664.341</b>	<b>635.304</b>	<b>669.791</b>
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações em continuidade				626.460	664.341
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações descontinuadas				-	-
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações em continuidade				8.844	5.450

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias

## Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido

dos períodos de três meses findos em 31 de março de 2023 e de 2022  
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				
<b>Saldo em 1º de janeiro de 2023</b>		<b>10.800.000</b>	<b>597.276</b>	<b>(3.894)</b>	<b>1.512.687</b>	<b>7.911.295</b>	-	-	<b>20.817.364</b>	<b>313.861</b>	<b>21.131.225</b>
Lucro líquido do período		-	-	-	-	-	-	626.590	626.590	8.900	635.490
Outros resultados abrangentes											
Perdas com ativos financeiros	29.2	-	-	(130)	-	-	-	-	(130)	(56)	(186)
<b>Resultado abrangente total do período</b>		-	-	<b>(130)</b>	-	-	-	<b>626.590</b>	<b>626.460</b>	<b>8.844</b>	<b>635.304</b>
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos	29.2	-	(8.199)	-	-	-	-	8.199	-	-	-
<b>Saldo em 31 de março de 2023</b>		<b>10.800.000</b>	<b>589.077</b>	<b>(4.024)</b>	<b>1.512.687</b>	<b>7.911.295</b>	-	<b>634.789</b>	<b>21.443.824</b>	<b>322.705</b>	<b>21.766.529</b>

  

	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				
<b>Saldo em 1º de janeiro de 2022</b>		<b>10.800.000</b>	<b>633.789</b>	<b>(207.619)</b>	<b>1.457.087</b>	<b>7.785.092</b>	<b>1.368.675</b>	-	<b>21.837.024</b>	<b>338.211</b>	<b>22.175.235</b>
Lucro líquido do período		-	-	-	-	-	-	664.341	664.341	5.450	669.791
<b>Resultado abrangente total do período</b>		-	-	-	-	-	-	<b>664.341</b>	<b>664.341</b>	<b>5.450</b>	<b>669.791</b>
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos		-	(11.136)	-	-	-	-	11.136	-	-	-
Juros sobre o capital próprio		-	-	-	-	-	-	-	-	(3.889)	(3.889)
<b>Saldo em 31 de março de 2022</b>		<b>10.800.000</b>	<b>622.653</b>	<b>(207.619)</b>	<b>1.457.087</b>	<b>7.785.092</b>	<b>1.368.675</b>	<b>675.477</b>	<b>22.501.365</b>	<b>339.772</b>	<b>22.841.137</b>

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias

## Demonstrações dos Fluxos de Caixa

### dos períodos de três meses findos em 31 de março de 2023 e de 2022

em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2023	31.03.2022	Reapresentado 31.03.2023	31.03.2022
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>					
<b>Lucro líquido do período</b>		<b>626.590</b>	<b>664.341</b>	<b>635.490</b>	<b>669.791</b>
<b>Ajustes para a reconciliação do lucro líquido do período com a geração de caixa das atividades operacionais:</b>					
Encargos, variações monetárias e cambiais não realizadas - líquidas		(12.574)	16.619	426.041	305.700
Juros efetivos - bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas	9.2	-	-	(36.944)	(41.919)
Remuneração de contratos de concessão de transmissão	10.3	-	-	(238.365)	(267.530)
Imposto de renda e contribuição social	12.3	-	-	161.823	273.849
Imposto de renda e contribuição social diferidos	12.3	(6.814)	(14.459)	83.788	13.613
Resultado da equivalência patrimonial	15.1	(639.572)	(710.607)	(104.088)	(112.781)
Apropriação de obrigações de benefícios pós emprego	22.4	2.012	1.877	68.482	66.524
Constituição para programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	24.1	-	-	40.203	41.434
Reconhecimento do valor justo do ativo indenizável da concessão	30	-	-	(25.734)	(42.549)
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	30	-	-	(269.120)	(357.229)
Depreciação e amortização	31	729	601	352.650	320.378
Perdas estimadas, provisões e reversões operacionais líquidas	31.4	3.120	22.928	(10.723)	115.948
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	10.3	-	-	(181)	(180)
Valor justo nas operações de compra e venda de energia no mercado ativo	30.1 e 31.1	-	-	(50.291)	21.834
Valor justo nas operações com derivativos		-	-	-	2.907
Baixas de contas a receber vinculadas à concessão	9.1	-	-	30	16
Baixas de ativos de contrato	10.1	-	-	2.834	3.636
Resultado das baixas de imobilizado	16.2	-	-	811	405
Resultado das baixas de intangíveis	17	-	-	18.252	12.943
Resultado das baixas de direito de uso de ativos e passivo de arrendamentos - líquido	26.1 e 26.2	-	-	(4)	(23)
		<b>(26.509)</b>	<b>(18.700)</b>	<b>1.054.954</b>	<b>1.026.767</b>
<b>Redução (aumento) dos ativos</b>					
Clientes		-	-	107.912	85.124
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos		110.852	14	5.860	4.127
Depósitos judiciais		(235)	(212)	11.565	9.931
Ativos financeiros setoriais	8	-	-	13.796	224.089
Outros créditos		(308)	(361)	(44.699)	129.138
Estoques		-	-	(24.064)	(14.218)
Imposto de renda e contribuição social a recuperar		(1.567)	(6.063)	(8.596)	(23.502)
Outros tributos a recuperar		725	663	91.942	49.080
Despesas antecipadas		(1.483)	(1.749)	(9.712)	(9.324)
Partes relacionadas		(4.751)	155.820	(295)	-
		<b>103.233</b>	<b>148.112</b>	<b>143.709</b>	<b>454.445</b>
<b>Aumento (redução) dos passivos</b>					
Obrigações sociais e trabalhistas		(27)	(11.676)	40.770	42.191
Partes relacionadas		511	(1.442)	-	-
Fornecedores		2.978	1.706	(209.165)	(478.058)
Outras obrigações fiscais		(27.285)	(30.374)	208.575	196.852
Benefícios pós-emprego	22.4	(2.103)	(1.507)	(57.261)	(50.141)
Encargos setoriais a recolher		-	-	(4.150)	422.789
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	24.1	-	-	(29.894)	(55.326)
Contas a pagar vinculadas à concessão	25.1	-	-	(29.049)	(26.846)
Outras contas a pagar		2.054	550	20.647	40.232
Provisões para litígios quitadas	28.1	-	(10)	(73.755)	(65.962)
		<b>(23.872)</b>	<b>(42.753)</b>	<b>(133.282)</b>	<b>25.731</b>
<b>CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>		<b>52.852</b>	<b>86.659</b>	<b>1.065.381</b>	<b>1.506.943</b>
Imposto de renda e contribuição social pagos		-	(1.813)	(210.839)	(125.556)
Encargos de empréstimos e financiamentos pagos	20.3	-	(22.967)	(166.072)	(77.479)
Encargos de debêntures pagos	21.2	-	(40)	(142.569)	(115.772)
Encargos de passivo de arrendamentos pagos	26.2	(108)	(80)	(5.711)	(4.653)
<b>CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>		<b>52.744</b>	<b>61.759</b>	<b>540.190</b>	<b>1.183.483</b>

(continua)

## Demonstrações dos Fluxos de Caixa

dos períodos de três meses findos em 31 de março de 2023 e de 2022 (continuação)  
em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2023	31.03.2022	Reapresentado 31.03.2023	31.03.2022
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>					
Aplicações financeiras		(1.182)	(4.750)	(45.745)	116.514
Empréstimos concedidos a partes relacionadas		(214.024)	(100.000)	-	-
Aquisições de ativos de contrato		-	-	(507.193)	(534.968)
Aquisições de controladas - efeito no caixa	1.2	-	-	(912.139)	-
Aportes em investimentos	15.1	(13.000)	(4.830)	(10.780)	(4.830)
Redução de capital em investidas		-	-	-	61.536
Aquisições de imobilizado		(29)	(789)	(35.814)	(170.806)
Aquisições de intangível	17.4	(557)	(509)	(2.044)	(1.567)
<b>CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>		<b>(228.792)</b>	<b>(110.878)</b>	<b>(1.513.715)</b>	<b>(534.121)</b>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>					
Ingressos de empréstimos e financiamentos		-	-	-	55.788
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	20.3	-	(134.894)	(59.216)	(189.291)
Amortizações de principal de debêntures	21.2	-	-	(5.688)	(5.492)
Amortizações de principal de passivo de arrendamentos	26.2	(109)	(76)	(17.384)	(12.232)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos		(45)	(6)	(45)	(6)
<b>CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>		<b>(154)</b>	<b>(134.976)</b>	<b>1.206.342</b>	<b>(151.233)</b>
<b>TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>		<b>(176.202)</b>	<b>(184.095)</b>	<b>232.817</b>	<b>498.129</b>
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	5	199.877	626.052	2.678.457	3.472.845
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	5	23.675	441.957	2.911.274	3.970.974
<b>VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>		<b>(176.202)</b>	<b>(184.095)</b>	<b>232.817</b>	<b>498.129</b>

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias

**Demonstrações do Valor Adicionado**  
**dos períodos de três meses findos em 31 de março de 2023 e de 2022**  
**em milhares de reais**

VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	Controladora		Consolidado	
	31.03.2023	31.03.2022	31.03.2023	31.03.2022
<b>Receitas</b>				
Venda de energia e outros serviços	-	-	6.470.148	8.285.165
Receita de construção	-	-	553.361	523.815
Valor justo do ativo indenizável da concessão	-	-	25.734	42.549
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	-	-	269.120	357.229
Outras receitas	1.222	4.789	16.998	14.369
(Perdas)/Reversão de perdas de crédito esperadas	-	-	13.841	(51.437)
	<b>1.222</b>	<b>4.789</b>	<b>7.349.202</b>	<b>9.171.690</b>
<b>( - ) Insumos adquiridos de terceiros</b>				
Energia elétrica comprada para revenda	-	-	1.991.641	2.128.950
Encargos de uso da rede elétrica ( - ) ESS e EER	-	-	622.048	469.483
Material, insumos e serviços de terceiros	10.992	7.184	275.728	289.557
Gás natural e insumos para operações de gás	-	-	226.856	240.358
Custo de construção	-	-	492.467	460.483
Perda de valores ativos	5	-	27.923	30.144
Provisão (reversão) de perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos - <i>Impairment</i>	-	-	(36.926)	1.629
Outros insumos	6.417	25.867	71.134	92.961
	<b>17.414</b>	<b>33.051</b>	<b>3.670.871</b>	<b>3.713.565</b>
<b>( = ) VALOR ADICIONADO BRUTO</b>	<b>(16.192)</b>	<b>(28.262)</b>	<b>3.678.331</b>	<b>5.458.125</b>
<b>( - ) Depreciação e amortização</b>	<b>729</b>	<b>601</b>	<b>352.650</b>	<b>320.378</b>
<b>( = ) VALOR ADICIONADO LÍQUIDO</b>	<b>(16.921)</b>	<b>(28.863)</b>	<b>3.325.681</b>	<b>5.137.747</b>
<b>( + ) Valor adicionado transferido</b>				
Resultado da equivalência patrimonial	639.572	711.739	104.088	112.781
Receitas financeiras	14.924	17.082	240.639	259.875
Outras receitas	4	182	114.577	82.871
	<b>654.500</b>	<b>729.003</b>	<b>459.304</b>	<b>455.527</b>
	<b>637.579</b>	<b>700.140</b>	<b>3.784.985</b>	<b>5.593.274</b>

(continua)

## Demonstrações do Valor Adicionado

dos períodos de três meses findos em 31 de março de 2023 e de 2022 (continuação)  
 em milhares de reais

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO	Controladora				Consolidado			
	31.03.2023	%	31.03.2022	%	31.03.2023	%	31.03.2022	%
<b>Pessoal</b>								
Remunerações e honorários	10.817		7.643		337.880		201.515	
Planos previdenciário e assistencial	1.943		1.759		65.998		68.085	
Auxílio alimentação e educação	429		645		29.056		25.723	
Encargos sociais - FGTS	567		494		14.322		13.674	
Programa de desligamentos voluntários	-		(2.087)		2		(7.880)	
Provisões por desempenho e participação nos lucros	1.482		2.066		53.600		54.305	
	<b>15.238</b>	<b>2,4</b>	<b>10.520</b>	<b>1,5</b>	<b>500.858</b>	<b>13,1</b>	<b>355.422</b>	<b>6,4</b>
<b>Governo</b>								
Federal								
Tributos	(4.814)		(12.431)		626.488		700.400	
Encargos setoriais	-		-		932.861		1.858.746	
Estadual	1		7		525.715		1.526.186	
Municipal	6		881		1.960		4.779	
	<b>(4.807)</b>	<b>(0,8)</b>	<b>(11.543)</b>	<b>(1,6)</b>	<b>2.087.024</b>	<b>55,1</b>	<b>4.090.111</b>	<b>73,1</b>
<b>Terceiros</b>								
Juros	493		36.726		550.288		468.900	
Arrendamentos e aluguéis	65		96		10.541		8.816	
Doações, subvenções e contribuições	-		-		784		234	
	<b>558</b>	<b>0,1</b>	<b>36.822</b>	<b>5,3</b>	<b>561.613</b>	<b>14,8</b>	<b>477.950</b>	<b>8,5</b>
<b>Acionistas</b>								
Lucros retidos	626.590		664.341		626.590		664.341	
Participações de acionistas não controladores	-		-		8.900		5.450	
	<b>626.590</b>	<b>98,3</b>	<b>664.341</b>	<b>94,8</b>	<b>635.490</b>	<b>17,0</b>	<b>669.791</b>	<b>12,0</b>
	<b>637.579</b>	<b>100,0</b>	<b>700.140</b>	<b>100,0</b>	<b>3.784.985</b>	<b>100,0</b>	<b>5.593.274</b>	<b>100,0</b>

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias

## NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS

em 31 de março de 2023

em milhares de reais

### 1 Contexto Operacional

A Companhia Paranaense de Energia (Copel, Companhia ou Controladora), com sede na Rua José Izidoro Biazetto, 158, Bloco A, Curitiba - PR, é sociedade por ações, de economia mista, de capital aberto, controlada pelo Estado do Paraná, 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, em empresas privadas e de economia mista, com o objetivo de desenvolver atividades, principalmente nas áreas de energia e gás natural.

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 Companhia e propriedade do Controlador. Em 21.12.2022, decorrente da autorização legal, o Conselho de Administração da Copel, aprovou a realização de estudos para viabilizar a renovação integral das Concessões das Usinas Hidrelétricas Governador Bento Munhoz da Rocha Netto, Governador Ney Braga e Governador José Richa e avaliar alternativas de captação de recursos visando 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. A transformação da Copel em "Corporação" possibilitará, nos termos da Lei 9.074/95, a manutenção de 100% de participação da Companhia nas usinas.

Em 31.01.2023 o Conselho de Administração da Copel aprovou a contratação de consultores e assessores técnicos especializados para auxiliar nos estudos e na estruturação de eventual oferta. A implementação dessa transação ainda está sujeita a riscos e incertezas, que incluem a necessidade de aprovações governamentais nos níveis estadual e federal, ações judiciais buscando suspender, atrasar ou impedir a transação proposta ou seu modelo financeiro, entre outros.

#### 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 31.03.2023 não ocorreram alterações, aquisições e alienações em relação às participações societárias de 31.12.2022, exceto a combinação de negócios descrita na NE 1.2.

### 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 - Compagás	Curitiba/PR	Distribuição de gás canalizado	51,0	Copel
Eleijor - Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	70,0	Copel
UEG Araucária S.A. (UEGA)	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
Brow nfield Investment Holding Ltda. (Brow nfield)	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	Brow nfield
Aventura Holding S.A. (Aventura)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
SRMN Holding S.A. (SRMN)	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 Brow nfield.

### 1.1.2 Empreendimentos controlados em conjunto

Empreendimento controlado em conjunto	Sede	Atividade principal	Participação	
			%	Investidora
Votalia 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 6 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, Bandeirantes Solar II e Bandeirantes Solar III, em fase pré-operacional.

### 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.	Figueira/PR	Exploração de carvão	49,0	Copel

### 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.

## 1.2 Aquisição dos complexos eólicos Aventura e Santa Rosa & Mundo Novo

Em 30.01.2023, a Copel GeT concluiu a aquisição de 100 % das ações das empresas pertencentes aos Complexos Eólicos Aventura e Santa Rosa & Mundo Novo apresentadas no quadro abaixo, com o pagamento de R\$ 1.005.173 para a vendedora, EDP Renováveis Brasil S.A. Nesta data de fechamento da operação ocorreu a transferência das ações para a Copel GeT bem como a aprovação das indicações e posse dos novos administradores das Companhias.

Complexo Eólico Santa Rosa & Mundo Novo	Complexo Eólico Aventura
SRMN Holding S.A.	Aventura Holding S.A.
Central Eólica SRMN I S.A.	Central Eólica Aventura II S.A.
Central Eólica SRMN II S.A.	Central Eólica Aventura III S.A.
Central Eólica SRMN III S.A.	Central Eólica Aventura IV S.A.
Central Eólica SRMN IV S.A.	Central Eólica Aventura V S.A.
Central Eólica SRMN V S.A.	

A aquisição está alinhada com a estratégia de crescimento sustentável em energia renovável, ampliando a diversificação da matriz de geração alinhada ao Planejamento Estratégico e à Política de Investimentos da Companhia. A transação contempla o mecanismo de *Locked box* em que todo o caixa gerado entre 1º.01.2022 até a data fechamento permanecerá no caixa das Companhia adquiridas.

O fechamento da operação estava sujeito à satisfação de determinadas condições precedentes as quais foram cumpridas na sua integralidade até 30.01.2023, entre elas: obtenção de aprovação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE, declarações e garantia, cumprimento de avenças e obrigações, anuência de terceiros, ausência de efeito material adverso.

Ainda, ressalta-se a necessidade de anuência de contrapartes, incondicional e irrestrita, para a alteração do controle das Companhias adquiridas, inclusive com relação aos limites de crédito para manutenção dos contratos de financiamentos pelas Companhias, conforme Resolução CMN nº 4.995 de 24.03.2022, condição que só foi cumprida em janeiro de 2023.

Os complexos estão situados no Rio Grande do Norte, maior centro de energia eólica do país, e possuem 260,4 MW de capacidade instalada com 157,8 MWm de garantia física. As companhias possuem financiamentos de longo prazo (vencimentos até 2043) contratados junto ao Banco do Nordeste - BNB, com taxas de IPCA + 2,19% a.a. (Complexo Aventura) e IPCA + 1,98% a.a. (Complexo Santa Rosa & Mundo Novo).

A vendedora está desenvolvendo projetos nas proximidades dos parques eólicos do Complexo Aventura que, durante a construção e/ou operação, podem, no futuro, potencialmente afetar o volume de eletricidade gerada pelos parques eólicos (efeito esteira). A vendedora estima que a operação comercial destes empreendimentos poderá ocorrer a partir de janeiro de 2027. Caso o efeito esteira se concretize de modo que os parques eólicos adquiridos gerem energia abaixo do que foi acordado entre as partes, a vendedora terá a obrigação de indenizar a Copel. Caso contrário, se a geração de energia for superior, a Copel deverá indenizar a vendedora. O valor desta indenização está limitado a R\$ 4.167 para ambas as situações, corrigidos monetariamente.

As tabelas a seguir demonstram o valor contábil e o valor justo dos ativos líquidos adquiridos mensurados preliminarmente:

<b>Complexo Eólico Aventura</b>	<b>Valor contábil</b>	<b>Ajuste ao valor justo</b>	<b>Valor justo na data da aquisição</b>
<b>Ativos identificados</b>	<b>518.158</b>	<b>254.788</b>	<b>772.946</b>
Caixa e equivalentes	42.671	-	42.671
Clientes	7.150	-	7.150
Tributos a recuperar	3.823	-	3.823
Cauções e depósitos vinculados	9.118	-	9.118
Outros créditos	2.917	-	2.917
Imobilizado	452.475	-	452.475
Intangível	4	254.788	254.792
<b>Passivos assumidos</b>	<b>330.102</b>	<b>92.570</b>	<b>422.672</b>
Fornecedores	6.950	-	6.950
Empréstimos e financiamentos	317.928	-	317.928
Obrigações fiscais	2.879	-	2.879
Outras contas a pagar	2.345	-	2.345
Passivos contingentes	-	9.003	9.003
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	83.567	83.567
<b>Ativos líquidos adquiridos</b>	<b>188.056</b>	<b>162.218</b>	<b>350.274</b>

<b>Complexo Eólico Santa Rosa &amp; Mundo Novo</b>			
	<b>Valor contábil</b>	<b>Ajuste ao valor justo</b>	<b>Valor justo na data da aquisição</b>
<b>Ativos identificados</b>	<b>840.938</b>	<b>360.860</b>	<b>1.201.798</b>
Caixa e equivalentes	50.363	-	50.363
Clientes	23.961	-	23.961
Tributos a recuperar	5.747	-	5.747
Cauções e depósitos vinculados	17.077	-	17.077
Outros créditos	9.157	-	9.157
Imobilizado	734.633	-	734.633
Intangível	-	360.860	360.860
<b>Passivos assumidos</b>	<b>625.811</b>	<b>125.764</b>	<b>751.575</b>
Fornecedores	56.611	-	56.611
Empréstimos e financiamentos	557.810	-	557.810
Obrigações fiscais	7.579	-	7.579
Outras contas a pagar	3.811	-	3.811
Passivos contingentes	-	4.654	4.654
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	121.110	121.110
<b>Ativos líquidos adquiridos</b>	<b>215.127</b>	<b>235.096</b>	<b>450.223</b>

Os passivos contingentes se referem principalmente a riscos tributários para os quais a Administração acredita ser impraticável fornecer informações a respeito do momento de eventuais saídas de caixa, 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.

O direito de autorização e o passivo fiscal diferido gerados na combinação de negócios foram registrados no investimento da Copel GeT. No balanço consolidado estes valores irão compor os saldos do intangível e de imposto de renda e contribuição social diferidos.

O quadro abaixo apresenta a contraprestação transferida pelos ativos adquiridos e o ágio técnico apurado em decorrência do reconhecimento do passivo fiscal diferido na combinação de negócios:

	<b>Valor contábil</b>	<b>Ajuste ao valor justo</b>	<b>Valor justo na data da aquisição</b>
<b>Total de ativos líquidos adquiridos</b>	<b>403.183</b>	<b>397.314</b>	<b>800.497</b>
Ágio técnico			204.676
<b>Total da contraprestação</b>			<b>1.005.173</b>

O montante pago está suportado pelas projeções dos fluxos de caixa descontados das operações dos empreendimentos adquiridos. Considerando o caixa adquirido no valor de R\$ 93.034, o efeito líquido no caixa da Companhia foi de R\$ 912.139 conforme apresentado nas Demonstrações dos Fluxo de Caixa.

Caso essa combinação de negócio tivesse sido efetivada em 1º.01.2023, a receita operacional líquida consolidada aumentaria em R\$ 13.143, totalizando R\$ 5.543.809, e o lucro líquido consolidado diminuiria em R\$ 1.824, totalizando R\$ 633.666.

## 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		10.05.2040
	Autorização - Resoluções nºs 753 e 757/2002 - PCHs Fundão I e Santa Clara I		19.12.2032
Dona Francisca Energética	Contrato de concessão nº 188/1998 - UHE Dona Francisca	23	21.09.2037
UEG Araucária	Autorização - Resolução nº 351/1999 - UTE Araucária (60,9% da Copel GeT)	20,3	23.12.2029
Compagás (2.1.1)	Contrato de concessão de distribuição de gás	51	06.07.2054
Usina de Energia Eólica São João S.A. (a)	Portaria MME nº 173 /2012 - EOL São João	49	26.03.2047
Usina de Energia Eólica Carnaúba S.A. (a)	Portaria MME nº 204 /2012 - EOL Carnaúbas	49	09.04.2047
Usina de Energia Eólica Reduto S.A. (a)	Portaria MME nº 230 /2012 - EOL Reduto	49	16.04.2047
Usina de Energia Eólica Santo Cristo S.A. (a)	Portaria MME nº 233 /2012 - EOL Santo Cristo	49	18.04.2047

(a) Subsidiária integral da Voltalia São Miguel do Gostoso I Participações S.A.

Usina Hidrelétrica - UHE

Pequena Central Hidrelétrica - PCH

Usina Termelétrica - UTE

Usina Eólioeletrica - EOL

#### 2.1.1 Compagas

A Compagas tem contrato de concessão firmado com o Poder Concedente, o Estado do Paraná, com vigência de 30 anos a partir de 06.07.1994, prorrogado por igual período contado da data de vencimento do prazo original, com fundamento no artigo 16 da Lei Complementar Estadual nº 205/2017, de modo que a vigência final do contrato passou para 06.07.2054.

Entre os principais quesitos presentes na renovação da concessão estão: adoção do modelo regulatório *price-cap* (tarifa teto); remuneração com base no custo médio ponderado de capital (WACC), inicialmente de 9,125% a.a.; definição da Base de Remuneração Regulatória Líquida (BRRL) inicial contemplando os bens não amortizados na atual concessão, o bônus de outorga, compensados com passivos regulatórios; Capex total estimado de R\$ 2,5 bilhões a ser realizado ao longo de 30 anos; reajuste tarifário com base nas variações do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA.

O novo contrato foi assinado em 26.12.2022 e a prorrogação da concessão foi realizada mediante pagamento de bonificação de outorga no montante de R\$ 508.000 por meio de compensação de créditos da concessionária referentes ao contrato de concessão anterior no valor de R\$ 98.000 e com desembolso financeiro de R\$ 410.000 em dezembro de 2022.

Em decorrência deste processo, o saldo de contas a receber vinculadas a concessão foi transferido para o intangível, onde também foi registrada a contrapartida pela bonificação da outorga.

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

Concessões de geração	Participação %	Vencimento	
<b>CONCESSÕES ONEROSAS PELO DIREITO DE USO DO BEM PÚBLICO - UBP</b>			
Contrato de Concessão de geração nº 001/2007 - UHE Gov. Jayme Canet Júnior - Mauá (a)	51	27.05.2047	
Contrato de Concessão nº 001/2011 - UHE Colider	100	30.01.2046	
Autorização - Portaria nº 133/2011 - PCH Cavernoso II	100	06.12.2050	
Contrato de Concessão nº 002/2012 - UHE Baixo Iguçu	30	03.12.2049	
Contrato de Concessão nº 007/2013			
UHE Apucararinha	100	27.01.2027	
UHE Chaminé	100	02.08.2028	
UHE Derivação do Rio Jordão	100	21.06.2032	
UHE Cavernoso	100	23.06.2033	
<b>CONCESSÕES DE SERVIÇO PÚBLICO</b>			
Contrato de Concessão nº 045/1999			
UTE Figueira (NE nº 34.2.6)	100	27.03.2019	
UHE São Jorge (NE nº 34.2.6)	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	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 Pitangui 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	-	
<b>Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias</b>			
UEG Araucária	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	15.08.2032
PCH Bela Vista (NE nº 16.5.1)	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 Paraíba 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 SRMNV I S.A.	Portaria nº 196/2018 - Santa Rosa e Novo Mundo I	100	04.06.2053
EOL SRMNV II S.A.	Portaria nº 194/2018 - Santa Rosa e Novo Mundo II	100	04.06.2053
EOL SRMNV III S.A.	Portaria nº 197/2018 - Santa Rosa e Novo Mundo III	100	04.06.2053
EOL SRMNV IV S.A.	Portaria nº 188/2018 - Santa Rosa e Novo Mundo IV	100	01.06.2053
EOL SRMNV V S.A.	Portaria nº 189/2018 - Santa Rosa e Novo Mundo V - REA 7.783/2019	100	01.06.2053

(a) Em 02.05.2023 foi deferido, por meio da Resolução Homologatória nº 14.435, o pleito de recomposição do prazo de outorga para exploração da usina em 469 dias (processo de excludente de responsabilidade). A Companhia aguarda o recálculo do prazo da concessão pela CCEE.

Concessões de transmissão		Participação %	Vencimento	Próxima revisão tarifária
<b>Contratos de Concessões de Linhas de Transmissão - LT e Subestações - SE</b>				
<b>Contrato nº 060/2001</b> - Instalações de transmissão (diversos LTs e SEs) - prorrogado pelo 3º termo aditivo		100	01.01.2043	2023
<b>Contrato nº 075/2001</b> - LT 230 kV Bateias - Jaguariaíva		100	17.08.2031	(a)
<b>Contrato nº 006/2008</b> - LT 230 kV Bateias - Pilarzinho		100	17.03.2038	2023
<b>Contrato nº 027/2009</b> - LT 525 kV Foz do Iguaçu - Cascavel Oeste		100	19.11.2039	2025
<b>Contrato nº 010/2010</b> - LT 500 kV Araraquara II - Taubaté		100	06.10.2040	2026
<b>Contrato nº 015/2010</b> - SE Cerquilha III 230/138 kV		100	06.10.2040	2026
<b>Contrato nº 022/2012</b> - LT 230 kV Londrina - Figueira e LT 230 kV Foz do Chopim - Salto Osório		100	27.08.2042	2023
<b>Contrato nº 002/2013</b> - LT 230 kV Assis - Paraguaçu Paulista II e SE Paraguaçu Paulista II 230 kV		100	25.02.2043	2023
<b>Contrato nº 005/2014</b> - LT 230 kV Bateias - Curitiba Norte e SE Curitiba Norte 230/138 kV		100	29.01.2044	2024
<b>Contrato nº 021/2014</b> - LT 230 kV Foz do Chopim - Realeza e SE Realeza 230/138 kV		100	05.09.2044	2025
<b>Contrato nº 022/2014</b> - LT 500 kV Assis - Londrina		100	05.09.2044	2025
<b>Contrato nº 006/2016</b> - 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				
<b>Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias</b>				
<b>Costa Oeste Transmissora</b>	<b>Contrato nº 001/2012:</b> LT 230 kV Cascavel Oeste - Umuarama SE Umuarama 230/138 kV	100	12.01.2042	2027
<b>Caiuá Transmissora</b>	<b>Contrato nº 007/2012:</b> 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	49	10.05.2042	2027
<b>Marumbi Transmissora</b>	<b>Contrato nº 008/2012:</b> LT 525 kV Curitiba - Curitiba Leste SE Curitiba Leste 525/230 kV	100	10.05.2042	2027
<b>Integração Maranhense</b>	<b>Contrato nº 011/2012:</b> LT 500 kV Açailândia - Miranda II	49	10.05.2042	2027
<b>Matrinchá Transmissora</b>	<b>Contrato nº 012/2012:</b> 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	49	10.05.2042	2027
<b>Guaraciaba Transmissora</b>	<b>Contrato nº 013/2012:</b> LT 500 kV Ribeirãozinho - Rio Verde Norte LT 500 kV Rio Verde Norte - Marimbondo II SE Marimbondo II 500 kV	49	10.05.2042	2027
<b>Paranaíba Transmissora</b>	<b>Contrato nº 007/2013:</b> LT 500 kV Barreiras II - Rio das Éguas LT 500 kV Rio das Éguas - Luziânia LT 500 kV Luziânia - Pirapora 2	24,5	02.05.2043	2023
<b>Mata de Santa Genebra</b>	<b>Contrato nº 001/2014:</b> 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	50,1	14.05.2044	2024
<b>Cantareira Transmissora</b>	<b>Contrato nº 019/2014:</b> LT 500 kV Estreito - Fernão Dias	49	05.09.2044	2025
<b>Uirapuru Transmissora</b>	<b>Contrato nº 002/2005:</b> LT 525 kV Ivaiporã - Londrina	100	04.03.2035	(a)

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

### 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.

As demonstrações financeiras intermediárias estão sendo reapresentadas, de forma espontânea, com ajustes nas Demonstrações dos Fluxos de Caixa de 31.03.2023, conforme descrito na NE nº 3.5, e atualizações dos eventos subsequentes.

A emissão destas demonstrações financeiras intermediárias individuais e consolidadas foi autorizada pelo Conselho de Administração em 07.06.2023.

### **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 31.12.2022.

### **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 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 das Demonstrações dos Fluxos de Caixa

Nas Demonstrações Financeiras Intermediárias de 31.03.2023 originalmente aprovadas para emissão em 10.05.2023, parte dos valores de pagamentos de aquisições de imobilizado e ativo de contrato realizadas no 1º trimestre de 2023 foram apresentados como Fluxo de caixa das atividades operacionais quando deveriam ter sido apresentados como Fluxo de caixa das atividades de investimento.

Portanto, em atendimento ao disposto no CPC 23 / IAS 8 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, as Demonstrações dos Fluxos de Caixa contidas nas Demonstrações Financeiras Intermediárias de 31.03.2023 estão sendo reapresentados, conforme quadro abaixo, sem efeitos no balanço patrimonial, nas demonstrações do resultado, demonstrações do resultado abrangente e demonstrações do valor adicionado e, ainda, sem efeito nos valores correspondentes de 31.12.2022 e 31.03.2022, apresentados para fins de comparação nestas Demonstrações Financeiras Intermediárias. O ajuste também não tem impacto no lucro, tributos, cálculo de indicadores financeiros, cláusulas restritivas - *covenants* contidas nos contratos de empréstimos e financiamentos e debêntures, remuneração de administradores e dividendos propostos.

31.03.2023	Apresentado	Ajustes	Reapresentado
<b>DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA</b>			
Lucro líquido do período	635.490	-	635.490
Ajustes ao lucro líquido	419.464	-	419.464
Redução (aumento) dos ativos	143.709	-	143.709
Aumento (redução) dos passivos	(500.958)	367.676	(133.282)
Fornecedores	(576.841)	367.676	(209.165)
<b>Caixa gerado pelas atividades operacionais</b>	<b>697.705</b>	<b>367.676</b>	<b>1.065.381</b>
Impostos e encargos pagos	(525.191)	-	(525.191)
<b>Fluxo de caixa das atividades operacionais</b>	<b>172.514</b>	<b>367.676</b>	<b>540.190</b>
Aquisições de ativos de contrato	(155.627)	(351.566)	(507.193)
Aquisições de imobilizado	(19.704)	(16.110)	(35.814)
Outras atividades	(970.708)	-	(970.708)
<b>Fluxo de caixa das atividades de investimento</b>	<b>(1.146.039)</b>	<b>(367.676)</b>	<b>(1.513.715)</b>
<b>Fluxo de caixa das atividades de financiamento</b>	<b>1.206.342</b>	-	<b>1.206.342</b>
<b>Total dos efeitos no caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>232.817</b>	-	<b>232.817</b>

## 4 Principais Políticas Contábeis

As políticas contábeis da Companhia são consistentes com aquelas apresentadas nas demonstrações financeiras de 31.12.2022.

### 4.1 Pronunciamentos aplicáveis à Companhia a partir de 1°.01.2023

A partir de 1°.01.2023 estão vigentes as alterações a seguir, sem impactos significativos nas demonstrações contábeis da Companhia:

- (i) CPC 26 / IAS 1 e expediente prático 2 do IFRS: classificação de passivos como circulantes ou não circulantes e alteração nas divulgações de políticas contábeis;
- (ii) CPC 50 / IFRS 17: novo pronunciamento para contratos de seguros, em substituição ao CPC 11 / IFRS 4;
- (iii) CPC 23 / IAS 8: atualização das definições de estimativas contábeis;
- (iv) CPC 32 / IAS 12: alterações no tratamento do imposto diferido relacionado a ativos e passivos resultantes de uma única transação.

## 5 Caixa e Equivalentes de Caixa

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2023	31.12.2022	31.03.2023	31.12.2022
Caixa e bancos conta movimento	50	173	284.594	222.641
Aplicações financeiras de liquidez imediata	23.625	199.704	2.626.680	2.455.816
	<b>23.675</b>	<b>199.877</b>	<b>2.911.274</b>	<b>2.678.457</b>

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 101% 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 2 a 54 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	
		31.03.2023	31.12.2022	31.03.2023	31.12.2022
Cotas de fundos de investimentos (a)	CDI	92	93	436.158	353.454
Certificados de Depósitos Bancários - CDB	96% a 101% do CDI	-	-	65.634	77.602
		<b>92</b>	<b>93</b>	<b>501.792</b>	<b>431.056</b>
	<b>Circulante</b>	<b>92</b>	<b>93</b>	<b>92</b>	<b>93</b>
	<b>Não circulante</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>501.700</b>	<b>430.963</b>

Certificado de Depósito Interbancário - CDI

(a) Trata-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	Saldo
				31.03.2023	31.12.2022
<b>Consumidores</b>					
Residencial	365.417	199.157	20.753	585.327	513.096
Industrial	147.342	15.538	43.644	206.524	178.856
Comercial	235.838	47.286	23.506	306.630	260.260
Rural	93.743	23.091	2.703	119.537	101.645
Poder público	41.307	1.783	243	43.333	39.107
Iluminação pública	31.212	-	-	31.212	28.328
Serviço público	41.317	305	702	42.324	39.293
Fornecimento não faturado - cativos	434.490	-	-	434.490	462.426
Parcelamento de débitos - cativos (7.1)	287.141	40.755	69.697	397.593	403.518
Subsídio baixa renda	31.077	-	-	31.077	28.342
Consumidores livres	237.116	2.406	3.783	243.305	208.631
Outros créditos	67.097	24.815	24.489	116.401	111.436
	<b>2.013.097</b>	<b>355.136</b>	<b>189.520</b>	<b>2.557.753</b>	<b>2.374.938</b>
<b>Concessionárias, permissionárias e comercializadoras</b>					
Contratos bilaterais	218.688	1.670	724	221.082	278.148
Contratos regulados	195.107	1.484	7.482	204.073	205.070
CCEE (7.2)	71.308	-	119.665	190.973	196.627
<b>Suprimento de energia elétrica</b>	<b>485.103</b>	<b>3.154</b>	<b>127.871</b>	<b>616.128</b>	<b>679.845</b>
<b>Encargos de uso da rede elétrica</b>	<b>510.796</b>	<b>3.400</b>	<b>14.878</b>	<b>529.074</b>	<b>530.259</b>
<b>Distribuição de gás</b>	<b>113.668</b>	<b>2.091</b>	<b>12.252</b>	<b>128.011</b>	<b>138.770</b>
<b>(-) Perdas de créditos esperadas (7.3)</b>	<b>(15.831)</b>	<b>(17.041)</b>	<b>(220.100)</b>	<b>(252.972)</b>	<b>(271.943)</b>
	<b>3.106.833</b>	<b>346.740</b>	<b>124.421</b>	<b>3.577.994</b>	<b>3.451.869</b>
	<b>Circulante</b>			<b>3.460.364</b>	<b>3.342.050</b>
	<b>Não circulante</b>			<b>117.630</b>	<b>109.819</b>

### **7.1 Parcelamento de débitos – consumidores cativos**

Os saldos de parcelamento de débitos estão a valor presente, em 31.03.2023, considerando o montante a ser descontado, as datas de realização, as datas de liquidação e a taxa de desconto de 1,09% a.m. (1,10% a.m. em 31.12.2022).

### **7.2 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 7.3.

A Copel GeT protocolou pedido administrativo do excludente de responsabilidade na Aneel, que foi negado, e subsequentemente, em 18.12.2017, impetrou ação ordinária com pedido de tutela antecipada junto ao Poder Judiciário, solicitando a reversão da decisão da agência. Em 06.04.2018, o Tribunal Federal da 1ª Região deferiu a antecipação de tutela recursal requerida no Agravo de Instrumento para conceder a liminar para suspender a exigência de quaisquer ônus ou imputação de penalidade à Copel em decorrência da ultrapassagem dos marcos temporais do cronograma original do Contrato de Concessão, até o julgamento definitivo. Foi interposto Agravo interno pela Aneel desta decisão e aguarda julgamento pelo Tribunal Regional Federal. A ação principal aguarda seu julgamento de mérito desde 25.02.2019.

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.

### 7.3 Perdas de créditos esperadas

Consolidado	Saldo em 1º.01.2023	Adições / (reversões)	Perdas(a)	Saldo em 31.03.2023
<b>Consumidores</b>				
Residencial	62.526	(16.382)	4.016	50.160
Industrial	32.836	(450)	(3.519)	28.867
Comercial	32.040	4.887	(5.849)	31.078
Rural	3.827	(1.773)	898	2.952
Poder público	536	(556)	308	288
Iluminação pública	18	1	-	19
Serviço público	1.950	(142)	(183)	1.625
Não faturado - cativos	987	(716)	-	271
Ajuste a valor presente	(2.650)	365	-	(2.285)
	<b>132.070</b>	<b>(14.766)</b>	<b>(4.329)</b>	<b>112.975</b>
<b>Concessionárias, permissionárias e comercializadoras</b>				
CCEE (7.2)	119.665	-	-	119.665
Concessionárias e permissionárias	9.827	(167)	(19)	9.641
	<b>129.492</b>	<b>(167)</b>	<b>(19)</b>	<b>129.306</b>
<b>Distribuição de gás</b>	<b>10.381</b>	<b>350</b>	<b>(40)</b>	<b>10.691</b>
	<b>271.943</b>	<b>(14.583)</b>	<b>(4.388)</b>	<b>252.972</b>

(a) Perdas líquidas de saldo de faturas recuperadas.

## 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 reajuste tarifário 2022 e por valores que serão homologados nos próximos eventos tarifários.

Consolidado	Saldo em 1º.01.2023	Receita Operacional		Resultado financeiro	Bandeiras tarifárias	Saldo em 31.03.2023
		Constituição	Amortização	Atualização		
<b>Parcela A</b>						
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu	819.649	(41.652)	(284.861)	26.882	-	520.018
Energia elétrica comprada p/ revenda - CVA Energ	(582.059)	(106.508)	145.005	(23.140)	-	(566.702)
Transporte de energia pela rede básica	253.766	132.318	2.350	8.596	-	397.030
Transporte de energia comprada de Itaipu	10.706	8.071	2.116	390	-	21.283
ESS	227.329	84.937	(144.083)	5.567	(13.499)	160.251
CDE	200.493	(23.299)	(78.713)	4.530	-	103.011
Proinfa	42.078	(14.329)	(20.376)	543	-	7.916
<b>Outros componentes financeiros</b>						
Devolução PIs e Cofins	(765.573)	-	398.275	-	-	(367.298)
Neutralidade	98.598	16.434	(22.951)	2.154	-	94.235
Compensação acordos bilaterais CCEAR	(186)	-	97	-	-	(89)
Risco hidrológico	(524.806)	(88.649)	160.705	(8.947)	-	(461.697)
Devoluções tarifárias	(175.460)	(28.973)	22.412	(4.302)	-	(186.323)
Sobrecontratação	436.324	52.233	48.025	16.757	(297)	553.042
Bônus Itaipu	4.943	-	(3.003)	(27)	-	1.913
Conta escassez hídrica	(71.188)	-	37.034	-	-	(34.154)
CDE Eetrobras	(184.100)	79.515	-	(5.115)	-	(109.700)
Outros	107.629	(3.359)	(59.651)	(298)	-	44.321
	<b>(101.857)</b>	<b>66.739</b>	<b>202.381</b>	<b>23.590</b>	<b>(13.796)</b>	<b>177.057</b>
<b>Ativo circulante</b>	<b>190.699</b>					<b>327.135</b>
<b>Ativo não circulante</b>	<b>190.699</b>					<b>109.045</b>
<b>Passivo circulante</b>	<b>(433.914)</b>					<b>(208.178)</b>
<b>Passivo não circulante</b>	<b>(49.341)</b>					<b>(50.945)</b>

## 9 Contas a Receber Vinculadas à Concessão

Consolidado	31.03.2023	31.12.2022
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (9.1)	1.560.022	1.442.819
Bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas (9.2)	782.005	766.832
Contrato de concessão de geração de energia elétrica (9.3)	70.001	68.642
	<b>2.412.028</b>	<b>2.278.293</b>
<b>Circulante</b>	<b>8.563</b>	<b>8.603</b>
<b>Não circulante</b>	<b>2.403.465</b>	<b>2.269.690</b>

### 9.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

<b>Em 1º.01.2023</b>	<b>1.442.819</b>
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10.1)	91.503
Transferências para outros créditos (bens destinados a alienação)	(4)
Reconhecimento do valor justo	25.734
Baixas	(30)
<b>Em 31.03.2023</b>	<b>1.560.022</b>

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

<b>Em 1º.01.2023</b>	<b>766.832</b>
Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes	(21.771)
Juros efetivos (NE nº 30.1)	36.944
<b>Em 31.03.2023</b>	<b>782.005</b>

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

<b>Em 1º.01.2023</b>	<b>68.642</b>
Ajuste ao valor justo	1.359
<b>Em 31.03.2023</b>	<b>70.001</b>

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

<b>Consolidado</b>	<b>31.03.2023</b>	<b>31.12.2022</b>
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (10.1)	2.330.452	2.332.171
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (10.2)	30.750	30.032
Contratos de concessão de transmissão (10.3)	5.417.369	5.310.476
	<b>7.778.571</b>	<b>7.672.679</b>
<b>Circulante</b>	<b>242.259</b>	<b>220.660</b>
<b>Não circulante</b>	<b>7.536.312</b>	<b>7.452.019</b>

### 10.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Consolidado	Obrigações especiais		Total
	Ativo		
<b>Em 1º.01.2023</b>	<b>2.405.124</b>	<b>(72.953)</b>	<b>2.332.171</b>
Adições	534.600	-	534.600
Participação financeira do consumidor	-	(57.503)	(57.503)
Transferências para o intangível (NE nº 17.1)	(426.493)	42.014	(384.479)
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 9.1)	(99.150)	7.647	(91.503)
Baixas	(2.834)	-	(2.834)
<b>Em 31.03.2023</b>	<b>2.411.247</b>	<b>(80.795)</b>	<b>2.330.452</b>

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 2023 estes custos totalizaram R\$ 4.169, à taxa média de 0,09% a.a. (R\$ 3.788, à taxa média de 0,12% a.a., no mesmo período de 2022).

### 10.2 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

<b>Em 1º.01.2023</b>	<b>30.032</b>
Aquisições	2.810
Transferências para o intangível (NE nº 17.3)	(2.092)
<b>Em 31.03.2023</b>	<b>30.750</b>

### 10.3 Contratos de concessão de transmissão

	Ativo concessões	Ativo RBSE	Total
<b>Em 1º.01.2023</b>	<b>3.894.276</b>	<b>1.416.200</b>	<b>5.310.476</b>
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	181	-	181
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(107.031)	(59.541)	(166.572)
Transferências para o imobilizado	(1.339)	-	(1.339)
Transferência de litígios	245	-	245
Remuneração	173.462	62.524	235.986
Receita de construção	36.013	-	36.013
Margem de construção	589	-	589
Ganho por eficiência (10.3.1)	1.790	-	1.790
<b>Em 31.03.2023</b>	<b>3.998.186</b>	<b>1.419.183</b>	<b>5.417.369</b>

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

	31.03.2023			31.12.2022		
	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)	9,59% a.a.	8,11% a.a.	11,10% a.a.	9,58% 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	524.968	91.276	151.560	523.713	91.276	151.560

(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.

## 11 Outros Créditos

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2023	31.12.2022	31.03.2023	31.12.2022
Valor justo na compra e venda de energia (NE nº 34.2.12)	-	-	1.572.356	1.081.758
Serviços em curso (a)	-	-	394.261	369.916
Repasse CDE (11.2)	-	-	85.280	83.649
Ressarcimento de valores de consumo de carvão pela CDE	-	-	61.828	58.367
Créditos nas operações de aquisição de gás (11.1)	-	-	51.019	45.673
Alienações e desativações em curso	7	7	41.820	39.768
Adiantamento a empregados	764	536	30.623	20.768
Créditos - concessão de gás (11.3)	-	-	25.965	32.825
Adiantamentos contratuais a fornecedores	-	-	20.885	12.709
Bônus por redução voluntária de consumo	-	-	2.917	2.917
Remuneração de empregados cedidos a recuperar	384	305	1.330	1.261
Outros créditos	148	147	82.362	79.221
	<b>1.303</b>	<b>995</b>	<b>2.370.646</b>	<b>1.828.832</b>
	<b>Circulante</b>	<b>977</b>	<b>998.199</b>	<b>897.380</b>
	<b>Não circulante</b>	<b>18</b>	<b>1.372.447</b>	<b>931.452</b>

(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 Créditos nas operações de aquisição de gás - Compagas

Refere-se à aquisição de volumes de gás contratados e garantidos, superiores àqueles efetivamente retirados e utilizados, para os quais o contrato prevê a compensação futura. A Compagas tem o direito de utilizar e compensar esse gás no prazo de até 1 ano após o vencimento do contrato. De acordo com as disposições contratuais e perspectivas de consumo, a Compagas estima compensar integralmente os volumes contratados até o final de 2023. Os contratos com a Petrobras preveem o direito de cessão deste ativo.

### 11.2 Repasse CDE

Valores da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE para cobertura dos descontos tarifários incidentes sobre as tarifas, definidos na Lei nº 10.438/2002 e Decreto nº 7.891/2013. Os valores são estipulados no Reajuste/Revisão Tarifária Anual e, mensalmente, a Companhia constitui estimativa de diferenças a serem compensadas no próximo reajuste tarifário.

### 11.3 Créditos - concessão de gás

Créditos da Compagas registrados para neutralizar os impactos econômicos no resultado da Companhia em função de diferenças de preço do gás e/ou diferença de margem entre os preços contidos nas tarifas de fornecimento aplicadas aos consumidores e aqueles faturados pelos supridores à concessionária. A recuperação destes valores é determinada pela Agência Reguladora do Paraná - Agepar, no processo de revisão e atualização da tarifa.

## 12 Tributos

### 12.1 Imposto de renda e contribuição social diferidos

<b>Controladora</b>	<b>Saldo em 1º.01.2023</b>	<b>Reconhecido no resultado</b>	<b>Saldo em 31.03.2023</b>
<b>Ativo não circulante</b>			
Provisões para litígios	273.514	1.266	274.780
Perdas de créditos esperadas	49.443	-	49.443
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	16.271	6.092	22.363
Benefícios pós-emprego	9.125	(29)	9.096
Amortização do direito de concessão	5.232	96	5.328
Passivo de arrendamentos	1.635	(30)	1.605
Programa de desligamentos voluntários	546	(137)	409
Outros	8.393	625	9.018
	<b>364.159</b>	<b>7.883</b>	<b>372.042</b>
<b>(-) Passivo não circulante</b>			
Atualização de depósitos judiciais	23.867	707	24.574
Direito de uso de ativos	1.556	(40)	1.516
Instrumentos financeiros	4.859	402	5.261
	<b>30.282</b>	<b>1.069</b>	<b>31.351</b>
<b>Líquido</b>	<b>333.877</b>	<b>6.814</b>	<b>340.691</b>

<b>Consolidado</b>	<b>Saldo em 1º.01.2023</b>	<b>Reconhecido no resultado</b>	<b>Efeito de combinação de negócios (NE nº 1.2)</b>	<b>Reconhecido no resultado abrangente</b>	<b>Saldo em 31.03.2023</b>
<b>Ativo não circulante</b>					
Provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins	629.427	8.730	-	-	638.157
Provisões para litígios	635.048	(8.847)	4.643	-	630.844
Benefícios pós-emprego	363.297	3.778	-	-	367.075
<i>Impairment</i>	295.789	(15.582)	-	-	280.207
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	195.062	(18.797)	-	-	176.265
Provisão para P&D e PEE	127.083	6.362	-	-	133.445
INSS - liminar sobre depósito judicial	82.181	2.088	-	-	84.269
Perdas de créditos esperadas	90.294	(6.306)	-	-	83.988
Passivo de arrendamentos	74.783	(867)	-	-	73.916
Amortização do direito de concessão	57.649	1.306	-	-	58.955
Provisões por desempenho e participação nos lucros	14.914	16.389	-	-	31.303
Contratos de concessão	18.702	(267)	-	-	18.435
Programa de desligamentos voluntários	479	(70)	-	-	409
Outros	173.304	(10.971)	-	-	162.333
	<b>2.758.012</b>	<b>(23.054)</b>	<b>4.643</b>	<b>-</b>	<b>2.739.601</b>
<b>(-) Passivo não circulante</b>					
Contratos de concessão	1.848.548	32.804	209.320	-	2.090.672
Custo atribuído ao imobilizado	307.687	(4.223)	-	-	303.464
Depreciação acelerada	128.156	6.458	-	-	134.614
Instrumentos financeiros derivativos	116.638	17.100	-	-	133.738
Atualização de depósitos judiciais	72.827	3.266	-	-	76.093
Direito de uso de ativos	71.877	(1.233)	-	-	70.644
Custo de transação - empréstimos e debêntures	30.316	1.603	-	-	31.919
Outros	55.346	4.959	-	(96)	60.209
	<b>2.631.395</b>	<b>60.734</b>	<b>209.320</b>	<b>(96)</b>	<b>2.901.353</b>
<b>Líquido</b>	<b>126.617</b>	<b>(83.788)</b>	<b>(204.677)</b>	<b>96</b>	<b>(161.752)</b>
Ativo apresentado no Balanço Patrimonial	1.644.299				1.637.997
Passivo apresentado no Balanço Patrimonial	(1.517.682)				(1.799.749)

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

	Controladora		Consolidado	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
2023	29.984	(810)	374.733	(223.391)
2024	212.492	(1.064)	619.796	(308.072)
2025	7.952	(1.048)	483.237	(244.797)
2026	7.954	(1.050)	119.940	(238.283)
2027	7.956	(1.052)	92.798	(182.666)
2028 a 2030	23.120	(3.170)	208.891	(470.442)
após 2030	82.584	(23.157)	840.206	(1.233.702)
	<b>372.042</b>	<b>(31.351)</b>	<b>2.739.601</b>	<b>(2.901.353)</b>

### 12.1.2 Créditos fiscais não reconhecidos

Em 31.03.2023, a Companhia não reconheceu créditos de imposto de renda e contribuição social sobre prejuízos fiscais e bases negativas no montante de R\$ 212.564 (R\$ 197.540 em 31.12.2022) por não haver razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes para absorção dos referidos ativos.

## 12.2 **Outros tributos a recuperar e outras obrigações fiscais**

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2023	31.12.2022	31.03.2023	31.12.2022
<b>Ativo circulante</b>				
ICMS a recuperar	-	-	145.217	128.288
PIS/Pasep e Cofins a compensar (a)	-	-	1.062.257	1.110.659
Outros tributos a compensar	-	-	722	747
	-	-	<b>1.208.196</b>	<b>1.239.694</b>
<b>Ativo não circulante</b>				
ICMS a recuperar	-	-	176.452	171.374
PIS/Pasep e Cofins a compensar (a)	40.131	39.810	2.271.021	2.421.176
Outros tributos a compensar	-	-	34.429	34.743
	<b>40.131</b>	<b>39.810</b>	<b>2.481.902</b>	<b>2.627.293</b>
<b>Passivo circulante</b>				
ICMS a recolher (12.2.3)	-	-	256.214	149.506
Parcelamento ICMS (12.2.4)	-	-	10.671	10.437
PIS/Pasep e Cofins a recolher	213	28.297	37.951	70.423
IRRF sobre JSCP	-	-	-	11.372
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert	-	-	58.400	57.046
Outros tributos	1.076	393	4.304	4.822
	<b>1.289</b>	<b>28.690</b>	<b>367.540</b>	<b>303.606</b>
<b>Passivo não circulante</b>				
INSS a recolher - liminar sobre depósito judicial	3.792	3.676	248.397	242.248
Parcelamento ICMS (12.2.4)	-	-	36.073	37.883
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert	-	-	340.668	347.029
Outros tributos	-	-	6.478	6.331
	<b>3.792</b>	<b>3.676</b>	<b>631.616</b>	<b>633.491</b>

(a) No saldo estão contidos valores referente a crédito de Pis e Cofins sobre ICMS (NE nºs 12.2.1 e 12.2.2)

### 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 vem sendo recuperado através da compensação com tributos a recolher desde junho de 2021, a partir da habilitação do crédito originário da Cofins junto à Receita Federal. O crédito do PIS foi habilitado pela Receita Federal em 25.08.2022 e encontra-se apto para utilização através de compensação.

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:

<b>Em 1º.01.2023</b>		<b>3.484.616</b>
Atualização monetária		70.299
Compensação com tributos a recolher		(241.805)
<b>Em 31.03.2023</b>		<b>3.313.110</b>
	<b>Circulante</b>	<b>1.125.587</b>
	<b>Não circulante</b>	<b>2.187.523</b>

O saldo do ativo continuará sendo compensado com futuros débitos de tributos federais.

#### **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:

<b>Em 1º.01.2023</b>	<b>1.995.158</b>
Atualização monetária	51.454
<b>Em 31.03.2023</b>	<b>2.046.612</b>
	<b>Circulante 815.321</b>
	<b>Não circulante 1.231.291</b>

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 que eram de recolhimento obrigatório 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.

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, ainda sem julgamento. A Companhia aguarda o desdobramento da referida ADI.

O quadro a seguir demonstra a movimentação da provisão:

<b>Em 1º.01.2023</b>	<b>1.851.257</b>
Atualização monetária	25.676
<b>Em 31.03.2023</b>	<b>1.876.933</b>

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

#### 12.2.2 Crédito de PIS e Cofins sobre ICMS - Compagas

Saldo decorrente do trânsito em julgado da ação judicial em que a Compagas discutia a exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e Cofins. Diante da decisão favorável, a Compagas registrou o ativo de R\$ 107.453 em setembro de 2019 e todo o crédito foi recuperado até março de 2023.

#### 12.2.3 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.

#### 12.2.4 Programa de parcelamento incentivado de créditos tributários de ICMS do Paraná

Em 27.09.2022 a Companhia aderiu ao parcelamento de créditos tributários de ICMS, instituído pelo Estado do Paraná através da Lei Estadual nº 20.946/2021, regulamentado pelo Decreto Estadual nº 10.766/2022, no qual inscreveu débitos que totalizavam R\$ 92.249 em seu relatório de situação fiscal, atualizados até setembro de 2022 com os encargos de multa, juros e atualização monetária. Com a adesão, a Companhia obteve o benefício de R\$ 41.696 referente a redução nos encargos, restando um saldo consolidado da dívida na data da adesão, de R\$ 50.553 parcelado em 60 meses até setembro de 2027, conforme regulamento do referido programa. A Companhia vem pagando regularmente as parcelas mensais, atualizadas pela taxa Selic.

### 12.3 Conciliação da provisão para imposto de renda e contribuição social

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2023	31.03.2022	31.03.2023	31.03.2022
<b>Lucro antes do IRPJ e CSLL</b>	<b>619.776</b>	<b>649.882</b>	<b>881.101</b>	<b>957.253</b>
(-) Equivalência patrimonial	(639.855)	(692.949)	(104.087)	(112.782)
	<b>(20.079)</b>	<b>(43.067)</b>	<b>777.014</b>	<b>844.471</b>
<b>IRPJ e CSLL (34%)</b>	<b>6.827</b>	<b>14.643</b>	<b>(264.185)</b>	<b>(287.120)</b>
<b>Efeitos fiscais sobre:</b>				
Juros sobre capital próprio	-	-	-	1.323
Dividendos	-	60	-	60
Despesas indedutíveis	(13)	(244)	(3.923)	(5.573)
Incentivos fiscais	-	-	767	3.662
Prejuízo fiscal e base negativa da CSLL não constituídos	-	-	(15.012)	(10.727)
Diferença entre bases de cálculo do lucro real e presumido	-	-	14.955	10.060
Não incidência de IRPJ/CSLL sobre atualização (Selic) de indêbitos tributários	-	-	23.902	-
Outros	-	-	(2.115)	853
<b>IRPJ e CSLL correntes</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(161.823)</b>	<b>(273.849)</b>
<b>IRPJ e CSLL diferidos</b>	<b>6.814</b>	<b>14.459</b>	<b>(83.788)</b>	<b>(13.613)</b>
Alíquota efetiva - %	33,9%	33,6%	31,6%	34,0%

## 13 Despesas Antecipadas

Consolidado	31.03.2023	31.12.2022
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfra	30.641	30.538
Prêmios de seguros	27.269	20.919
Outros	12.112	8.629
	<b>70.022</b>	<b>60.086</b>
	<b>Circulante</b>	<b>60.076</b>
	<b>Não circulante</b>	<b>10</b>
	<b>69.775</b>	<b>60.076</b>
	<b>247</b>	<b>10</b>

## 14 Depósitos Judiciais

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2023	31.12.2022	31.03.2023	31.12.2022
<b>Fiscais (14.1)</b>	<b>137.230</b>	<b>135.105</b>	<b>452.719</b>	<b>444.134</b>
<b>Trabalhistas</b>	<b>460</b>	<b>410</b>	<b>114.804</b>	<b>125.862</b>
<b>Cíveis</b>				
Cíveis	-	-	39.789	39.597
Servidões de passagem	-	-	16.369	14.726
Consumidores	-	-	4.739	4.862
	-	-	<b>60.897</b>	<b>59.185</b>
<b>Outros</b>	<b>3.372</b>	<b>3.232</b>	<b>3.417</b>	<b>3.277</b>
	<b>141.062</b>	<b>138.747</b>	<b>631.837</b>	<b>632.458</b>

### 14.1 Depósitos judiciais fiscais

Do saldo apresentado no Consolidado, o montante de R\$ 249.024 em 31.03.2023 (R\$ 241.681 em 31.12.2022) refere-se ao questionamento judicial da incidência da contribuição previdenciária (INSS a recolher) sobre determinadas verbas salariais. O passivo está registrado em Outras Obrigações Fiscais (NE nº 12.2).

## 15 Investimentos

### 15.1 Mutações dos investimentos

Controladora	Saldo em 1º.01.2023	Equivalência patrimonial (a)	Ajustes de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amorti- zação	Dividendos e JSCP	Saldo em 31.03.2023
<b>Controladas</b>							
Copel GeT	12.790.070	421.237	-	-	-	-	13.211.307
Copel DIS	6.610.274	139.690	-	13.000	-	-	6.762.964
Copel SER	8.635	(817)	-	-	-	-	7.818
Copel Energia	418.780	70.504	-	-	-	-	489.284
UEG Araucária (15.2)	55.414	(4.296)	-	-	-	-	51.118
Compagás (15.2)	284.135	13.221	-	-	-	-	297.356
Elejor (15.2)	-	130	(130)	-	-	-	-
Elejor - direito de concessão	9.990	-	-	-	(189)	-	9.801
	<b>20.177.298</b>	<b>639.669</b>	<b>(130)</b>	<b>13.000</b>	<b>(189)</b>	-	<b>20.829.648</b>
<b>Empreendimentos controlados em conjunto</b>							
Voltalia São Miguel do Gostoso I (15.3)	115.976	(1.241)	-	-	-	-	114.735
Voltalia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	8.937	-	-	-	(92)	-	8.845
Solar Paraná	7.156	113	-	-	-	48	7.317
	<b>132.069</b>	<b>(1.128)</b>	-	-	<b>(92)</b>	<b>48</b>	<b>130.897</b>
<b>Coligadas</b>							
Dona Francisca Energética (15.4)	28.043	1.032	-	-	-	-	29.075
Outras	1.934	(1)	-	-	-	-	1.933
	<b>29.977</b>	<b>1.031</b>	-	-	-	-	<b>31.008</b>
	<b>20.339.344</b>	<b>639.572</b>	<b>(130)</b>	<b>13.000</b>	<b>(281)</b>	<b>48</b>	<b>20.991.553</b>

(a) Equivalência patrimonial ajustada, decorrente do passivo a descoberto de Controladas.

Consolidado	Saldo em 1º.01.2023	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amorti- zação	Dividendos e JSCP	Saldo em 31.03.2023
<b>Empreendimentos controlados em conjunto (15.3)</b>						
Voltalia São Miguel do Gostoso I	115.976	(1.241)	-	-	-	114.735
Voltalia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	8.937	-	-	(92)	-	8.845
Caiuá	125.297	4.056	-	-	-	129.353
Integração Maranhense	192.502	9.450	10.780	-	-	212.732
Matrinchã	931.528	26.949	-	-	-	958.477
Guaraciaba	467.099	12.092	-	-	-	479.191
Paranaíba	263.979	9.352	-	-	134	273.465
Mata de Santa Genebra	692.260	22.308	-	-	-	714.568
Cantareira	473.369	15.816	-	-	-	489.185
Solar Paraná	7.156	113	-	-	48	7.317
	<b>3.278.103</b>	<b>98.895</b>	<b>10.780</b>	<b>(92)</b>	<b>182</b>	<b>3.387.868</b>
<b>Coligadas</b>						
Dona Francisca Energética (15.4)	28.043	1.032	-	-	-	29.075
Foz do Chopim Energética (15.4)	17.116	4.162	-	-	(5.008)	16.270
Outras	1.934	(1)	-	-	-	1.933
	<b>47.093</b>	<b>5.193</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(5.008)</b>	<b>47.278</b>
<b>Propriedades para investimento</b>	<b>535</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(1)</b>	<b>-</b>	<b>534</b>
	<b>3.325.731</b>	<b>104.088</b>	<b>10.780</b>	<b>(93)</b>	<b>(4.826)</b>	<b>3.435.680</b>

## 15.2 Controladas com participação de não controladores

### 15.2.1 Informações financeiras resumidas

Saldos em 31.03.2023	Compagás	Elejor	UEG Araucária
<b>ATIVO</b>	<b>1.082.586</b>	<b>847.010</b>	<b>314.906</b>
Ativo circulante	281.751	231.441	82.545
Ativo não circulante	800.835	615.569	232.361
<b>PASSIVO</b>	<b>1.082.586</b>	<b>847.010</b>	<b>314.906</b>
Passivo circulante	395.791	112.442	46.340
Passivo não circulante	103.742	769.004	16.747
Patrimônio líquido	583.053	(34.436)	251.819
<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO</b>			
Receita operacional líquida	263.251	41.034	-
Custos e despesas operacionais	(219.345)	(22.273)	(21.760)
Resultado financeiro	(4.503)	(19.283)	598
Imposto de renda e contribuição social	(13.480)	1.114	-
<b>Lucro líquido (prejuízo) do período</b>	<b>25.923</b>	<b>592</b>	<b>(21.162)</b>
Outros resultados abrangentes	-	(186)	-
<b>Resultado abrangente do período</b>	<b>25.923</b>	<b>406</b>	<b>(21.162)</b>
<b>DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA</b>			
Fluxo de caixa das atividades operacionais	53.927	(2.517)	(15.812)
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(2.809)	(32)	(907)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(847)	-	-
<b>TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>	<b>50.271</b>	<b>(2.549)</b>	<b>(16.719)</b>
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	61.059	185.916	64.991
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	111.330	183.367	48.272
<b>VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>	<b>50.271</b>	<b>(2.549)</b>	<b>(16.719)</b>

Para equacionar a capacidade financeira de curto prazo da Compagas, que apresenta capital circulante líquido negativo, a Administração está monitorando e adotando ações de alongamento da dívida. O prejuízo da UEG Araucária é decorrente da ausência de receita, tendo em vista que a usina não foi despachada no período, em consequência do cenário hidrológico positivo.

### 15.2.2 Mutações do patrimônio líquido atribuível aos acionistas não controladores

Participação no capital social	Compagás 49%	Elejor 30%	UEG Araucária 18,8%	Consolidado
<b>Em 1º.01.2023</b>	<b>272.995</b>	<b>(10.451)</b>	<b>51.317</b>	<b>313.861</b>
Lucro líquido (prejuízo) do período	12.701	177	(3.978)	8.900
Outros resultados abrangentes	-	(56)	-	(56)
<b>Em 31.03.2023</b>	<b>285.696</b>	<b>(10.330)</b>	<b>47.339</b>	<b>322.705</b>

### 15.3 Informações resumidas dos principais empreendimentos controlados em conjunto

	Voitália	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
<b>Saldos em 31.03.2023</b>								
<b>ATIVO</b>	<b>236.407</b>	<b>339.171</b>	<b>616.345</b>	<b>3.012.430</b>	<b>1.607.296</b>	<b>1.988.157</b>	<b>3.726.706</b>	<b>1.856.198</b>
<b>Ativo circulante</b>	<b>11.058</b>	<b>46.965</b>	<b>101.353</b>	<b>468.649</b>	<b>224.029</b>	<b>233.163</b>	<b>687.430</b>	<b>247.730</b>
Caixa e equivalentes de caixa	10.957	17.476	33.877	162.610	61.948	63.732	1.002	87.864
Outros ativos circulantes	101	29.489	67.476	306.039	162.081	169.431	686.428	159.866
<b>Ativo não circulante</b>	<b>225.349</b>	<b>292.206</b>	<b>514.992</b>	<b>2.543.781</b>	<b>1.383.267</b>	<b>1.754.994</b>	<b>3.039.276</b>	<b>1.608.468</b>
<b>PASSIVO</b>	<b>236.407</b>	<b>339.171</b>	<b>616.345</b>	<b>3.012.430</b>	<b>1.607.296</b>	<b>1.988.157</b>	<b>3.726.706</b>	<b>1.856.198</b>
<b>Passivo circulante</b>	<b>2.253</b>	<b>23.499</b>	<b>32.713</b>	<b>227.693</b>	<b>159.349</b>	<b>128.297</b>	<b>142.379</b>	<b>84.730</b>
Passivos financeiros	-	6.850	11.489	132.482	45.793	61.981	100.398	60.685
Outros passivos circulantes	2.253	16.649	21.224	95.211	113.556	66.316	41.981	24.045
<b>Passivo não circulante</b>	<b>-</b>	<b>51.688</b>	<b>149.483</b>	<b>828.658</b>	<b>470.006</b>	<b>743.672</b>	<b>2.158.043</b>	<b>773.131</b>
Passivos financeiros	-	27.404	38.584	576.412	393.432	457.803	1.708.185	412.677
Outros passivos não circulantes	-	24.284	110.899	252.246	76.574	285.869	449.858	360.454
<b>Patrimônio líquido</b>	<b>234.154</b>	<b>263.984</b>	<b>434.149</b>	<b>1.956.079</b>	<b>977.941</b>	<b>1.116.188</b>	<b>1.426.284</b>	<b>998.337</b>
<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO</b>								
Receita operacional líquida	-	11.912	20.078	102.392	53.922	72.662	133.026	60.070
Custos e despesas operacionais	(13)	(1.491)	7.266	(7.742)	(4.303)	(5.657)	(11.575)	(1.388)
Resultado financeiro	192	(147)	(201)	(15.950)	(10.620)	(12.108)	(53.917)	(9.784)
Equivalência patrimonial	(2.675)	-	-	-	-	-	-	-
Imposto de renda e contribuição social	(39)	(1.995)	(7.857)	(23.703)	(14.320)	(16.722)	(23.008)	(16.620)
<b>Lucro líquido (prejuízo) do período</b>	<b>(2.535)</b>	<b>8.279</b>	<b>19.286</b>	<b>54.997</b>	<b>24.679</b>	<b>38.175</b>	<b>44.526</b>	<b>32.278</b>
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Resultado abrangente do período</b>	<b>(2.535)</b>	<b>8.279</b>	<b>19.286</b>	<b>54.997</b>	<b>24.679</b>	<b>38.175</b>	<b>44.526</b>	<b>32.278</b>
Participação no empreendimento - %	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	24,5	50,1	49,0
Valor contábil do investimento	114.735	129.353	212.732	958.477	479.191	273.465	714.568	489.185

Em 31.03.2023, a participação da Copel nos passivos contingentes classificados como perda possível equivale a R\$ 307.680 (R\$ 413.034 em 31.12.2022).

## 15.4 Informações resumidas das principais coligadas

<b>Saldos em 31.03.2023</b>	<b>Dona Francisca</b>	<b>Foz do Chopim</b>
<b>ATIVO</b>	<b>171.937</b>	<b>47.832</b>
Ativo circulante	10.544	8.277
Ativo não circulante	161.393	39.555
<b>PASSIVO</b>	<b>171.937</b>	<b>47.832</b>
Passivo circulante	17.955	2.344
Passivo não circulante	27.727	-
Patrimônio líquido	126.255	45.488
<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO</b>		
Receita operacional líquida	16.468	15.050
Custos e despesas operacionais	(10.223)	(2.990)
Resultado financeiro	(1.191)	50
Imposto de renda e contribuição social	(575)	(475)
<b>Lucro líquido do período</b>	<b>4.479</b>	<b>11.635</b>
Outros resultados abrangentes	-	-
<b>Resultado abrangente do período</b>	<b>4.479</b>	<b>11.635</b>
Participação na coligada - %	23,03	35,77
Valor contábil do investimento	29.075	16.270

Em 31.03.2023, a participação da Copel nos passivos contingentes das suas coligadas equivale a R\$ 2.924 (R\$ 2.581 em 31.12.2022).

## 16 Imobilizado

### 16.1 Imobilizado por classe de ativos

<b>Consolidado</b>	<b>31.03.2023</b>			<b>31.12.2022</b>		
	<b>Custo</b>	<b>Depreciação acumulada</b>		<b>Custo</b>	<b>Depreciação acumulada</b>	
<b>Em serviço</b>						
Reservatórios, barragens, adutoras	8.200.713	(4.961.888)	3.238.825	8.200.744	(4.925.970)	3.274.774
Máquinas e equipamentos	10.358.881	(3.180.603)	7.178.278	8.951.061	(3.060.695)	5.890.366
Edificações	2.015.245	(1.168.417)	846.828	2.001.801	(1.160.549)	841.252
Terrenos	512.531	(61.637)	450.894	510.681	(59.157)	451.524
Veículos e aeronaves	33.159	(30.942)	2.217	35.457	(33.115)	2.342
Móveis e utensílios	17.135	(11.007)	6.128	17.007	(10.871)	6.136
(-) Impairment (16.4)	(921.141)	-	(921.141)	(785.205)	-	(785.205)
(-) Obrigações especiais	(748)	359	(389)	(748)	330	(418)
	<b>20.215.775</b>	<b>(9.414.135)</b>	<b>10.801.640</b>	<b>18.930.798</b>	<b>(9.250.027)</b>	<b>9.680.771</b>
<b>Em curso</b>						
Custo	402.257	-	402.257	575.080	-	575.080
(-) Impairment (16.4)	(14.879)	-	(14.879)	(186.383)	-	(186.383)
	<b>387.378</b>	<b>-</b>	<b>387.378</b>	<b>388.697</b>	<b>-</b>	<b>388.697</b>
	<b>20.603.153</b>	<b>(9.414.135)</b>	<b>11.189.018</b>	<b>19.319.495</b>	<b>(9.250.027)</b>	<b>10.069.468</b>

Em 25.03.2023 foi encerrada a 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 de modo que essa unidade geradora permanecerá indisponível,

visando a realização de diagnóstico sobre a causa do ocorrido e as respectivas ações para seu reparo, quando então será atualizada a previsão de retorno dessa unidade geradora. Eventuais impactos financeiros relacionados a não geração ou qualquer redução na garantia física da usina somente poderão ser estimados após a conclusão desse trabalho.

## 16.2 Mutações do imobilizado

Consolidado	Saldo em 1º.01.2023	Aquisições/ Impairment	Depreciação	Baixas	Transfe- rências	Efeito de combinação de negócios (NE nº 1.2)	Saldo em 31.03.2023
<b>Em serviço</b>							
Reservatórios, barragens, adutoras	3.274.774	-	(35.935)	(14)	-	-	3.238.825
Máquinas e equipamentos	5.890.366	-	(95.542)	(91)	244.117	1.139.428	7.178.278
Edificações	841.252	-	(9.135)	(501)	15.212	-	846.828
Terrenos	451.524	-	(2.555)	(202)	2.127	-	450.894
Veículos e aeronaves	2.342	-	(125)	-	-	-	2.217
Móveis e utensílios	6.136	-	(148)	(1)	136	5	6.128
(-) Impairment (16.4)	(785.205)	35.568	-	-	(171.504)	-	(921.141)
(-) Obrigações especiais	(418)	-	29	-	-	-	(389)
	<b>9.680.771</b>	<b>35.568</b>	<b>(143.411)</b>	<b>(809)</b>	<b>90.088</b>	<b>1.139.433</b>	<b>10.801.640</b>
<b>Em curso</b>							
Custo	575.080	39.758	-	(2)	(260.254)	47.675	402.257
(-) Impairment (16.4)	(186.383)	-	-	-	171.504	-	(14.879)
	<b>388.697</b>	<b>39.758</b>	<b>-</b>	<b>(2)</b>	<b>(88.750)</b>	<b>47.675</b>	<b>387.378</b>
	<b>10.069.468</b>	<b>75.326</b>	<b>(143.411)</b>	<b>(811)</b>	<b>1.338</b>	<b>1.187.108</b>	<b>11.189.018</b>

Durante a fase de construção são capitalizados os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures. Nos primeiros 3 meses de 2023 estes custos totalizaram R\$ 362, à taxa média de 0,007% a.a. (R\$ 3.491, à taxa média de 0,09% a.a., no mesmo período de 2022).

## 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 (%)	31.03.2023	31.12.2022
<b>UHE Gov. Jayme Canet Júnior - Mauá</b>				
<b>Consórcio Energético Cruzeiro do Sul</b>	<b>51,0</b>			
Em serviço			859.882	859.882
(-) Depreciação Acumulada		2,90	(294.973)	(288.728)
Em curso			19.919	19.899
			<b>584.828</b>	<b>591.053</b>
<b>UHE Baixo Iguaçu</b>	<b>30,0</b>			
Em serviço			695.624	693.487
(-) Depreciação Acumulada		3,28	(92.976)	(87.278)
Em curso			5.711	55.863
			<b>608.359</b>	<b>662.072</b>
			<b>1.193.187</b>	<b>1.253.125</b>

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

Em 31.03.2023, os empreendimentos com saldos de *impairment* registrados são os seguintes:

Consolidado	Imobilizado			Valor em uso
	Custo	Depreciação	<i>Impairment</i>	
UHE Colíder	2.568.864	(336.496)	(603.988)	1.628.380
UEGA	687.240	(390.191)	(108.132)	188.917
Consórcio Tapajós (a)	14.879	-	(14.879)	-
Usinas no Paraná	1.034.055	(113.612)	(209.021)	711.422
	<b>4.305.038</b>	<b>(840.299)</b>	<b>(936.020)</b>	<b>2.528.719</b>

(a) Projeto em desenvolvimento

O quadro a seguir apresenta a movimentação do saldo de *impairment*:

Consolidado	<i>Impairment</i>			Saldo em 31.03.2023
	1º.01.2023	/ Reversão	Transferência	
<b>Em serviço</b>				
UHE Colíder	(632.559)	28.571	-	(603.988)
UEGA	(108.132)	-	-	(108.132)
Usinas no Paraná	(44.514)	6.997	(171.504)	(209.021)
	<b>(785.205)</b>	<b>35.568</b>	<b>(171.504)</b>	<b>(921.141)</b>
<b>Em curso</b>				
Consórcio Tapajós	(14.879)	-	-	(14.879)
Usinas no Paraná	(171.504)	-	171.504	-
	<b>(186.383)</b>	<b>-</b>	<b>171.504</b>	<b>(14.879)</b>
	<b>(971.588)</b>	<b>35.568</b>	<b>-</b>	<b>(936.020)</b>

Em março de 2023, o cálculo do valor em uso considerou premissas e orçamentos da Companhia, a taxa de desconto depois dos impostos se manteve em 5,71% a.a., que deriva da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica. A atualização da expectativa de receita com a venda da energia compensou aumentos com custos operacionais e com encargos regulatórios, e, a variação do valor contábil, possibilitaram a reversão parcial do saldo provisionado para perdas.

As transferências se referem ao saldo acumulado de *impairment* da UTE Figueira.

## 16.5 Empreendimentos em construção

### 16.5.1 PCH Bela Vista

Com um investimento estimado em R\$ 224.673, o empreendimento, com 29,81 MW de capacidade instalada e garantia física de 18,61 MW médios, foi construído no Rio Chopim, nos municípios de São João e Verê, localizados no sudoeste do estado do Paraná. A participação no leilão A-6 realizado em 31.08.2018 vendeu 14,7 MW médios em contratos regulados ao preço original de R\$ 195,70/MWh. O contrato de venda de energia tem início de suprimento em 1º.01.2024, prazo de 30 anos e reajuste anual pelo IPCA.

As obras tiveram seu início no mês de agosto de 2019 e a entrada em operação comercial de três unidades geradoras ocorreu em 2021. A central geradora (*Stream Diver*) foi liberada para início da operação comercial a partir de 07.06.2023.

## 17 Intangível

<b>Consolidado</b>	<b>31.03.2023</b>	<b>31.12.2022</b>
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (17.1)	7.510.408	7.257.827
Contratos de concessão/autorização de geração (17.2)	3.009.784	2.252.615
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (17.3)	713.270	726.107
Outros intangíveis (17.4)	41.255	41.178
	<b>11.274.717</b>	<b>10.277.727</b>

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

<b>Consolidado</b>	<b>Ativo intangível em serviço</b>	<b>Obrigações especiais em serviço</b>	<b>Total</b>
<b>Em 1º.01.2023</b>	<b>10.033.251</b>	<b>(2.775.424)</b>	<b>7.257.827</b>
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10.1)	426.493	(42.014)	384.479
Quotas de amortização - concessão (a)	(150.826)	39.795	(111.031)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(2.620)	-	(2.620)
Baixas	(18.247)	-	(18.247)
<b>Em 31.03.2023</b>	<b>10.288.051</b>	<b>(2.777.643)</b>	<b>7.510.408</b>

(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

<b>Consolidado</b>	<b>Contrato de concessão (a)</b>	<b>Direito de concessão e autorização/ágio técnico</b>	<b>Total</b>
<b>Em 1º.01.2023</b>	<b>1.530.777</b>	<b>721.838</b>	<b>2.252.615</b>
Mais valia na combinação de negócios (NE nº 1.2)	-	615.648	615.648
Ágio técnico oriundo da combinação de negócios (NE nº 1.2)	-	204.676	204.676
Quotas de amortização - concessão e autorização (b)	(57.125)	(6.030)	(63.155)
<b>Em 31.03.2023</b>	<b>1.473.652</b>	<b>1.536.132</b>	<b>3.009.784</b>

(a) Contempla o saldo de uso do bem público e de repactuação do risco hidrológico.

(b) 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

<b>Em 1º.01.2023</b>	<b>726.107</b>
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10.2)	2.092
Quotas de amortização - concessão	(14.929)
<b>Em 31.03.2023</b>	<b>713.270</b>

(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.

### 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			Total
	em serviço	em curso	
<b>Em 1º.01.2023</b>	<b>12.848</b>	<b>28.330</b>	<b>41.178</b>
Efeito de combinação de negócios (NE nº 1.2)	4	-	4
Aquisições	-	2.044	2.044
Capitalizações para intangível em serviço	6.161	(6.161)	-
Quotas de amortização (a)	(1.966)	-	(1.966)
Baixas	-	(5)	(5)
<b>Em 31.03.2023</b>	<b>17.047</b>	<b>24.208</b>	<b>41.255</b>

(a) Taxa anual de amortização: 20%.

## 18 Obrigações Sociais e Trabalhistas

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2023	31.12.2022	31.03.2023	31.12.2022
<b>Obrigações sociais</b>				
Impostos e contribuições sociais	1.024	1.262	33.043	42.829
Encargos sociais sobre férias e 13º salário	837	773	17.381	15.547
	<b>1.861</b>	<b>2.035</b>	<b>50.424</b>	<b>58.376</b>
<b>Obrigações trabalhistas</b>				
Folha de pagamento, líquida (a)	-	875	35	47.462
Férias e 13º Salário	2.483	2.543	93.745	95.930
Provisões por desempenho e participação nos lucros	2.170	688	102.664	47.726
Programa de desligamentos voluntários	56	458	497	2.895
Outros	8	6	466	400
	<b>4.717</b>	<b>4.570</b>	<b>197.407</b>	<b>194.413</b>
	<b>6.578</b>	<b>6.605</b>	<b>247.831</b>	<b>252.789</b>

(a) O saldo em 31.12.2022 refere-se a provisão do reajuste salarial referente ao Acordo Coletivo de Trabalho aprovado em janeiro de 2023, com efeitos retroativos a outubro de 2022 (data-base do acordo).

## 19 Fornecedores

<b>Consolidado</b>	<b>31.03.2023</b>	<b>31.12.2022</b>
Energia elétrica	1.039.114	1.208.733
Materiais e serviços	677.003	626.710
Gás para revenda	82.569	93.696
Encargos de uso da rede elétrica	289.033	286.331
	<b>2.087.719</b>	<b>2.215.470</b>
	<b>Circulante</b>	<b>2.090.022</b>
	<b>Não circulante</b>	<b>125.448</b>

## 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	31.03.2023	31.12.2022
<b>MOEDA NACIONAL</b> 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	752.092 <b>752.092</b>	751.673 <b>751.673</b>
<b>Itaú Unibanco S.A</b> 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	1.008.373 <b>1.008.373</b>	1.037.946 <b>1.037.946</b>
<b>Caixa Econômica Federal</b> 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	7.185 <b>7.185</b>	7.664 <b>7.664</b>
<b>Banco do Nordeste do Brasil</b> 35202166127989	Jandaíra I	Implantação do Complexo Eólico de Jandaíra.	Fiança bancária	31.05.2021	192	15.06.2038	Mensal	2,7086% + IPCA <sup>(1)</sup>	3,0107% + IPCA	21.687	17.720	17.969
35202164527986	Jandaíra II			31.05.2021	192	15.06.2038	Mensal	2,2161% + IPCA <sup>(1)</sup> e 2,7086% + IPCA <sup>(1)</sup>	3,0107% + IPCA	56.421	46.001	46.644
35202162927987	Jandaíra III			31.05.2021	192	15.06.2038	Mensal	2,7086% + IPCA <sup>(1)</sup>	3,0107% + IPCA	65.158	53.098	53.843
35202160027984	Jandaíra IV			31.05.2021	192	15.06.2038	Mensal	2,2161% + IPCA <sup>(1)</sup> e 2,7086% + IPCA <sup>(1)</sup>	3,0107% + IPCA	65.421	53.312	54.053
35201915725525	Potiguar B141	Implantação do Complexo Eólico de 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	88.969	89.685
35201922425522	Potiguar B142			04.04.2019	216	15.04.2039	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	92.213	88.993	89.709
35201926525533	Potiguar B143			11.04.2019	216	15.04.2039	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	92.138	88.662	89.376
35201910625534	Ventos de Vila Paraiba IV			18.04.2019	216	15.05.2039	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	92.138	90.162	91.004
352020148727169	Potiguar B61			11.08.2020	216	15.08.2040	Mensal	IPCA + 1,4865%	IPCA + 1,4865%	163.886	185.400	186.552
18120185433499	Aventura II	Implantação do Complexo Eólico de Aventura		28.12.2018	204	15.01.2039	Mensal	IPCA + 2,5707%	IPCA + 2,5707%	69.338	63.285	-
18120185473500	Aventura III			28.12.2018	204	15.01.2039	Mensal	IPCA + 2,5707%	IPCA + 2,5707%	82.490	75.557	-
18120185483501	Aventura IV			28.12.2018	204	15.01.2039	Mensal	IPCA + 2,5707%	IPCA + 2,5707%	97.887	89.030	-
18120185493502	Aventura V			28.12.2018	204	15.01.2039	Mensal	IPCA + 2,5707%	IPCA + 2,5707%	98.684	90.414	-
18720193955241	SRMN I	Implantação do Complexo Eólico de SRMN	Fiança bancária	30.04.2019	252	15.05.2043	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	110.922	119.797	-
18720193965240	SRMN II			30.04.2019	252	15.05.2043	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	97.057	104.159	-
18720193875242	SRMN III			30.04.2019	252	15.05.2043	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	110.922	120.905	-
18720193985243	SRMN IV			30.04.2019	252	15.05.2043	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	110.922	121.889	-
18720193995244	SRMN V			30.04.2019	252	15.05.2043	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	83.192	90.300 <b>1.587.653</b>	<b>718.835</b>
<b>Banco do Brasil - Repasse BNDES</b> 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	57.919 <b>57.919</b>	60.720 <b>60.720</b>

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

(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	31.03.2023	31.12.2022	
<b>BNDES</b>													
820989.1	Copel GeT	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	57.919	60.719	
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	10.381	11.186	
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	30.896	32.012	
13211061		Implantação da UHE Colder.	Cessão fiduciária de direitos creditórios.	04.12.2013	192	15.10.2031	Mensal	0% e 1,49% acima da TJLP	6,43% e 7,68%	1.041.155	600.461	615.968	
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	7.194	7.502	
15206041		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	15.651	16.139	
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	9.231	9.542	
18205101		Implantação da UHE Baixo Iguaçu		22.11.2018	192	15.06.2035	Mensal	1,94% acima da TJLP	8,50%	194.000	157.247	159.948	
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	IPCA + 4,8165%	IPCA + 4,8570%	206.882	202.709	200.932	
19207901- C+D+H+J		Implantação das instalações de transmissão das linhas: Linha de Transmissão Curitiba Leste - Blumenal e Baixo Iguaçu - Realeza.		03.06.2020	267	15.12.2043	Mensal	IPCA + 4,8165%	IPCA + 4,8570%	225.230	190.535	188.869	
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	9.798	11.757
14.2.1271.1	Santa Maria	Construção e implantação de centrais geradoras eólicas		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	33.247	34.125
14.2.1272.1	Santa Helena			01.06.2015	192	15.08.2031	Mensal	1,66% acima da TJLP	8,26%	82.973	36.074	37.027	
11211521	GE Farol		19.03.2012	192	15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	54.100	28.996	29.888		
11211531	GE Boa Vista		19.03.2012	192	15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	40.050	21.436	22.096		
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	48.616	50.112		
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	51.922	53.519		
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	538.621	543.337	
13212221 - A	Costa Oeste	Implantação de linha de transmissão entre as subestações Cascavel Oeste e Umuarama Sul e implantação da subestação Umuarama Sul.	Cessão fiduciária de direitos creditórios; 100% das ações penhoradas.	03.12.2013	168	30.11.2028	Mensal	1,95% + TJLP	1,95% + TJLP	27.634	12.339	12.842	
13212221 - B		03.12.2013		106	30.09.2023	Mensal	3,5%	3,5%	9.086	399	598		
14205851 - A	Marumbi	Implantação de linha de transmissão entre as subestações Curitiba e Curitiba Leste e implantação da subestação Curitiba Leste.		08.07.2014	168	30.06.2029	Mensal	2,00% + TJLP	2,00% + TJLP	33.460	16.380	16.981	
14205851 - B		08.07.2014		106	30.04.2024	Mensal	6,0%	6,0%	21.577	2.454	3.020		
<b>Total moeda nacional</b>											<b>2.082.506</b>	<b>2.118.119</b>	
										<b>5.495.728</b>	<b>4.694.957</b>		
										<b>Dívida bruta</b>	<b>5.495.728</b>	<b>4.694.957</b>	
										<b>(-) Custo de transação</b>	<b>(45.686)</b>	<b>(44.594)</b>	
										<b>Dívida líquida</b>	<b>5.450.042</b>	<b>4.650.363</b>	
										<b>Circulante</b>	<b>336.274</b>	<b>278.838</b>	
										<b>Não Circulante</b>	<b>5.113.768</b>	<b>4.371.525</b>	

DI - Depósito interbancário

IPCA - Índice nacional de preços ao consumidor amplo

TJLP - Taxa de Juros de Longo Prazo

## 20.1 Composição dos empréstimos e financiamentos por tipo de moeda e indexador

Consolidado		31.03.2023	%	31.12.2022	%
	<b>indexadores ao final do período a.a. (%)</b>				
<b>Moeda nacional</b>					
TJLP	7,37	1.716.820	31,51	1.755.556	37,75
CDI	13,65	1.745.205	32,02	1.772.718	38,12
IPCA	4,65	1.968.181	36,11	1.099.050	23,63
Sem indexador (taxa fixa anual)	-	19.836	0,36	23.039	0,50
		<b>5.450.042</b>	<b>100,00</b>	<b>4.650.363</b>	<b>100,00</b>
		<b>5.450.042</b>	<b>100,00</b>	<b>4.650.363</b>	<b>100,00</b>

## 20.2 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.03.2023	Consolidado		
	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida
2024	568.385	(6.829)	561.556
2025	1.633.968	(5.845)	1.628.123
2026	262.278	(2.350)	259.928
2027	266.033	(2.351)	263.682
2028	251.782	(2.364)	249.418
Após 2028	2.167.938	(16.877)	2.151.061
	<b>5.150.384</b>	<b>(36.616)</b>	<b>5.113.768</b>

## 20.3 Mutações de empréstimos e financiamentos

Consolidado	Moeda nacional	Total
<b>Em 1º.01.2023</b>	<b>4.650.363</b>	<b>4.650.363</b>
Efeito de combinação de negócios (NE nº 1.2)	875.738	875.738
Encargos	136.563	136.563
Variação monetária e cambial	12.666	12.666
Amortização - principal	(59.216)	(59.216)
Pagamento - encargos	(166.072)	(166.072)
<b>Em 31.03.2023</b>	<b>5.450.042</b>	<b>5.450.042</b>

## 20.4 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 em multas ou na declaração de vencimento antecipado das dívidas.

Em 31.12.2022, todos os indicadores financeiros medidos anualmente foram integralmente atendidos. Em 31.03.2023, todos os demais indicadores e condições acordados foram integralmente atendidos. Abaixo estão apresentados os *covenants* financeiros presentes nos contratos de empréstimos e financiamentos:

<b>Empresa</b>	<b>Instrumento Contratual</b>	<b>Indicadores financeiros anuais</b>	<b>Limite</b>
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	Contrato de Cessão BNDES	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
GE Boa Vista S.A.	BNDES Finem nº 11211531		
GE Farol S.A.	BNDES Finem nº 11211521		
GE Olho D'Água S.A.	BNDES Finem nº 11211551		
GE São Bento do Norte S.A.	BNDES Finem nº 11211541		
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	31.03.2023	31.12.2022
Copel	8ª	(a)	Pagamento da 6ª emissão de debêntures e reforço da estrutura de capital.	Fidejussória	14.06.2019	1	14.06.2022	Semestral	106,0% da taxa DI	110,93% do DI	500.000	-	-
Copel GeT	3ª	(a)	Capital de giro e/ou realização de investimentos da emissora.	Fidejussória	20.10.2017	3	20.10.2022	Semestral	126,0% da taxa DI	131,21% da taxa DI	1.000.000	-	-
	4ª		Resgate antecipado total da 4ª emissão de notas promissórias e pagamento parcial da 1ª parcela de amortização da 2ª emissão de debêntures.		23.07.2018	3	23.07.2023	Semestral	126,0% da taxa DI	133,77% da taxa DI	1.000.000	343.509	357.573
	5ª	(b)	Reembolso de gastos da construção das Linhas de Transmissão Araraquara II - Taubaté, Assis - Londrina e Foz do Chopim.		25.09.2018	5	15.09.2025	Semestral	IPCA + 7,6475%	IPCA+ 8,3295%	290.000	226.542	225.643
	6ª (série 1)	(c)	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	823.357	852.816
	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	254.423	251.363
	7ª (série 1)		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	1.209.050	1.166.982
	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	412.287	397.825
	8ª (série 1)		Aquisição dos Complexos Eólicos Santa Rosa & Mundo Novo (SRMN) e Aventura (Complexos Eólicos e aquisição complexos eólicos, respectivamente), localizados no estado do Rio Grande do Norte, nos municípios de Touros e São Tomé, que totalizam 260,4 MW de capacidade instalada.		15.01.2023	2	15.01.2030	Semestral	DI + spread 1,40%	DI + spread 1,41%	1.100.000	1.126.951	-
8ª (série 2)	Reembolso de despesas de investimentos e/ou de aportes no âmbito dos Projetos das Centrais Geradoras Eólicas denominadas Jandairas I, II, III e IV.	15.01.2023	3	15.01.2035	Semestral	IPCA +6,8226%	IPCA +7,5817%	200.000	205.449	-			
Copel DIS	3ª	(a)	Capital de giro e/ou realização de investimentos da emissora.	Fidejussória	20.10.2017	2	20.10.2022	Semestral	126,0% da taxa DI	130,85% da taxa DI	500.000	-	-
	4ª		Capital de giro e pagamento da 1ª parcela de amortização da 2ª emissão de debêntures.		27.09.2018	3	27.09.2023	Semestral	DI + spread 2,70%	CDI + 3,96%	1.000.000	334.153	346.895
	5ª (série 1)	(c)	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.		15.11.2019	3	15.11.2027	Semestral	IPCA + 4,20%	IPCA + 4,61%	500.000	638.376	618.209
	5ª (série 2)		Reforço do capital de giro e recomposição de caixa pela amortização final da 2ª emissão de debêntures.		15.11.2019	2	15.11.2022	Semestral	DI + spread 1,45%	CDI + 1,65%	350.000	-	-
	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	5	15.06.2026	Semestral	CDI + 1,95%	CDI + 2,02%	1.000.000	1.044.193	1.006.449
	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 nº46/1999 da Aneel.	16.06.2021		3	15.06.2031	Semestral	IPCA + 4,7742%	IPCA + 5,1564%	500.000	578.954	559.894	
	7ª (série 1)	(e)	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	316.256	305.380
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 nº46/1999 da Aneel.		15.05.2022	2	15.05.2027	Semestral	CDI + 1,36%	CDI + 1,42%	901.450	950.828	917.789		
7ª (série 3)				15.05.2022	3	15.05.2032	Semestral	IPCA + 6,1732%	IPCA + 6,6587%	298.550	312.520	301.830	
Brisa Potiguar	2ª (série 1) 2ª (série 2)	(d)	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	89.368 125.508	91.468 126.067
Cutia	1ª	(b)	Construção e implantação de centrais geradoras eólicas.	Fidejussória	20.03.2019	26	15.12.2031	Semestral	IPCA + 5,8813%	IPCA+6,83%	360.000	374.161	360.894
											<b>Divida bruta</b>	<b>9.365.885</b>	<b>7.887.077</b>
											<b>(-) Custo de transação</b>	<b>(89.224)</b>	<b>(83.222)</b>
											<b>Divida líquida</b>	<b>9.276.661</b>	<b>7.803.855</b>
											<b>Circulante</b>	<b>1.468.414</b>	<b>1.346.347</b>
											<b>Não Circulante</b>	<b>7.808.247</b>	<b>6.457.508</b>

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

(b) Debêntures simples, série única, não conversíveis em ações, da espécie com garantia real 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.

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

(d) 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.

(e) Debêntures simples, três séries, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, 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

31.03.2023	<b>Consolidado</b>		
	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida
2024	667.583	(10.715)	656.868
2025	1.811.077	(12.551)	1.798.526
2026	1.795.557	(10.286)	1.785.271
2027	724.305	(8.704)	715.601
2028	64.063	(7.123)	56.940
Após 2028	2.817.003	(21.962)	2.795.041
	<b>7.879.588</b>	<b>(71.341)</b>	<b>7.808.247</b>

### 21.2 Mutações das debêntures

	<b>Consolidado</b>
<b>Em 1º.01.2023</b>	<b>7.803.855</b>
Ingressos	1.300.000
(-) Custos de transação	(11.325)
Encargos e variação monetária	332.388
Amortização - principal	(5.688)
Pagamento - encargos	(142.569)
<b>Em 31.03.2023</b>	<b>9.276.661</b>

### 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 solicitação de anuência aos debenturistas ou na declaração de vencimento antecipado das dívidas.

Em 31.12.2022, todos os indicadores financeiros medidos anualmente foram integralmente atendidos, exceto nas controladas Ventos de Santo Uriel e Nova Asa Branca III que não atenderam ao Índice de Cobertura do Serviço da Dívida - ICSD de 1,3. Contudo, a Companhia preventivamente solicitou e recebeu, em 30.12.2022, conforme carta do BNDES AE/DEENE2 nº 061/2022, o compromisso da instituição bancária de fomento de não declarar o vencimento antecipado das escrituras de debêntures, com base no desempenho desse índice no exercício de 2022. Em 31.03.2023, todos os demais indicadores e condições acordados foram integralmente atendidos.

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

<b>Empresa</b>	<b>Instrumento Contratual</b>	<b>Indicadores financeiros anuais</b>	<b>Limite</b>
Copel GeT	4ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado Índice de cobertura do serviço da dívida	≤ 3,5 ≥ 1,5
	5ª Emissão de Debêntures		
	6ª Emissão de Debêntures		
	7ª Emissão de Debêntures		
	8ª Emissão de Debêntures		
Copel DIS	4ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
	5ª Emissão de Debêntures		
	6ª Emissão de Debêntures		
	7ª 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

## 22 Benefícios Pós-emprego

A Companhia e suas controladas patrocinam 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	
	31.03.2023	31.12.2022	31.03.2023	31.12.2022
Planos previdenciários	1	8	685	949
Planos assistenciais	26.755	26.839	1.080.573	1.069.088
	<b>26.756</b>	<b>26.847</b>	<b>1.081.258</b>	<b>1.070.037</b>
<b>Circulante</b>	<b>3.827</b>	<b>2.957</b>	<b>86.404</b>	<b>73.814</b>
<b>Não circulante</b>	<b>22.929</b>	<b>23.890</b>	<b>994.854</b>	<b>996.223</b>

Os valores reconhecidos no resultado estão resumidos a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2023	31.03.2022	31.03.2023	31.03.2022
<b>Empregados</b>				
Planos previdenciários	565	662	14.245	14.509
Plano assistencial - pós-emprego	801	438	32.532	35.074
Plano assistencial - funcionários ativos	395	477	18.893	18.170
	<b>1.761</b>	<b>1.577</b>	<b>65.670</b>	<b>67.753</b>
<b>Administradores</b>				
Planos previdenciários	163	165	283	295
Plano assistencial	19	17	45	37
	<b>182</b>	<b>182</b>	<b>328</b>	<b>332</b>
	<b>1.943</b>	<b>1.759</b>	<b>65.998</b>	<b>68.085</b>

### 22.4 Mutações dos benefícios pós-emprego

	Controladora	Consolidado
<b>Em 1º.01.2023</b>	<b>26.847</b>	<b>1.070.037</b>
Apropriação do cálculo atuarial	801	32.532
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	1.211	35.950
Amortizações	(2.103)	(57.261)
<b>Em 31.03.2023</b>	<b>26.756</b>	<b>1.081.258</b>

## 23 Encargos Setoriais a Recolher

Consolidado	31.03.2023	31.12.2022
Conta de desenvolvimento energético - CDE	37.815	41.122
Reserva global de reversão - RGR	4.523	5.366
	<b>42.338</b>	<b>46.488</b>

## 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 31.03.2023	Saldo em 31.12.2022
<b>Pesquisa e desenvolvimento - P&amp;D</b>					
FNDCT	-	8.424	-	8.424	6.588
MME	-	4.213	-	4.213	3.314
P&D	232.225	3.348	28.559	264.132	260.243
	<b>232.225</b>	<b>15.985</b>	<b>28.559</b>	<b>276.769</b>	<b>270.145</b>
<b>Programa de eficiência energética - PEE</b>					
Procel	-	13.419	-	13.419	11.960
PEE	151.809	743	189.633	342.185	332.653
	<b>151.809</b>	<b>14.162</b>	<b>189.633</b>	<b>355.604</b>	<b>344.613</b>
	<b>384.034</b>	<b>30.147</b>	<b>218.192</b>	<b>632.373</b>	<b>614.758</b>
			<b>Circulante</b>	<b>376.147</b>	<b>370.244</b>
			<b>Não circulante</b>	<b>256.226</b>	<b>244.514</b>

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
<b>Em 1º.01.2023</b>	<b>6.588</b>	<b>3.314</b>	<b>260.243</b>	<b>11.960</b>	<b>332.653</b>	<b>614.758</b>
Constituições	12.685	6.342	12.688	1.444	5.776	38.935
Contrato de desempenho	-	-	-	-	1.268	1.268
Juros (NE nº 32)	-	-	1.249	15	6.042	7.306
Recolhimentos	(10.849)	(5.443)	(2.332)	-	(2.895)	(21.519)
Conclusões	-	-	(7.716)	-	(659)	(8.375)
<b>Em 31.03.2023</b>	<b>8.424</b>	<b>4.213</b>	<b>264.132</b>	<b>13.419</b>	<b>342.185</b>	<b>632.373</b>

## 25 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão

Consolidado	Empresa	Outorga	Assinatura	Final	Taxa de desconto	Correção Anual	31.03.2023	31.12.2022	
UHE Mauá	Copel GeT	29.06.2007	03.07.2007	05.2047	5,65% a.a.	IPCA	21.959	21.587	
UHE Colíder	Copel GeT	29.12.2010	17.01.2011	01.2046	7,74% a.a.	IPCA	31.180	30.518	
UHE Baixo Iguaçu	Copel GeT	19.07.2012	20.08.2012	01.2047	7,74% a.a.	IPCA	9.222	9.050	
UHE Guaricana	Copel GeT	03.03.2020	03.03.2020	03.2025	7,74% a.a.	IPCA	2.021	2.200	
UHEs Fundão e Santa Clara	Elejor	23.10.2001	25.10.2001	05.2037	11,00% a.a.	IGPM	871.561	874.187	
							<b>935.943</b>	<b>937.542</b>	
							<b>Circulante</b>	<b>105.228</b>	<b>105.003</b>
							<b>Não circulante</b>	<b>830.715</b>	<b>832.539</b>

### 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 Mutação de contas a pagar vinculadas à concessão

<b>Em 1º.01.2023</b>	<b>937.542</b>
Ajuste a valor presente	(3.034)
Variação monetária	30.484
Pagamentos	(29.049)
<b>Em 31.03.2023</b>	<b>935.943</b>

## 26 Direito de uso de ativos e Passivo de arrendamentos

### 26.1 Direito de uso de ativos

Consolidado	Saldo em	Adições	Ajuste por	Amortização	Baixas	Saldo em
	1º.01.2023		remensuração			31.03.2023
Imóveis	136.489	854	(1.361)	(2.580)	(89)	133.313
Veículos	113.018	8.301	4.606	(13.633)	-	112.292
Equipamentos	11.873	112	-	(2.556)	-	9.429
	<b>261.380</b>	<b>9.267</b>	<b>3.245</b>	<b>(18.769)</b>	<b>(89)</b>	<b>255.034</b>

## 26.2 Passivo de arrendamentos

### 26.2.1 Mutação do passivo de arrendamentos

	Controladora	Consolidado
<b>Em 1º.01.2023</b>	<b>4.809</b>	<b>273.756</b>
Adições	-	9.267
Ajuste por remensuração	21	3.245
Encargos	108	5.717
Pagamento - principal	(109)	(17.384)
Pagamento - encargos	(108)	(5.711)
Baixas	-	(93)
<b>Em 31.03.2023</b>	<b>4.721</b>	<b>268.797</b>
	<b>Circulante</b>	<b>456</b>
	<b>Não circulante</b>	<b>4.265</b>
		<b>66.254</b>
		<b>202.543</b>

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 15,05% a.a.

### 26.2.2 Vencimentos das parcelas de longo prazo

2024	38.646
2025	35.606
2026	36.666
2027	10.417
2028	9.864
Após 2028	169.194
<b>Valores não descontados</b>	<b>300.393</b>
Juros embutidos	(97.850)
<b>Saldo do passivo de arrendamento</b>	<b>202.543</b>

### 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	431.449	268.797
<b>Pis/Cofins potencial</b>	<b>32.812</b>	<b>21.339</b>

## 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	268.797	321.470	19,60%
Direito de uso de ativos	255.034	291.612	14,34%
Despesa Financeira	5.717	6.849	19,80%
Despesa de amortização	18.769	20.161	7,42%

#### 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 desenvolvimento de 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	31.03.2023
Compromissos de arrendamentos e aluguéis	12.328	57.898	297.243	367.469

#### 26.5 Recebíveis de arrendamentos

Consolidado	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total 31.03.2023
Compartilhamento de instalações	1.393	5.572	18.132	25.097

## 27 Outras Contas a Pagar

Consolidado	31.03.2023	31.12.2022
Valor justo na compra e venda de energia (NE nº 34.2.12)	1.179.010	738.703
Desvio de geração - empreendimentos eólicos (NE nº 34.2.11)	185.368	184.813
Taxa de iluminação pública arrecadada	61.488	52.520
Pagamentos/devoluções à consumidores	56.467	50.652
Provisão Despacho Aneel nº 084/2017	39.442	38.145
Obrigações junto a clientes nas operações de venda de gás (a)	34.783	33.223
Cauções em garantia	28.197	29.924
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	25.679	28.511
Outras obrigações	103.529	90.362
	<b>1.713.963</b>	<b>1.246.853</b>
	<b>Circulante</b>	<b>601.619</b>
	<b>Não circulante</b>	<b>645.234</b>

(a) Refere-se aos valores pagos pela aquisição de volumes de gás contratados e ainda não retirados pelos clientes.

## 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 os critérios de reconhecimento de provisão, descritos na NE nº 4.11 das demonstrações financeiras de 31.12.2022, são atendidos.

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.01.2023	Resultado		Saldo em 31.03.2023
		Adições	Reversões	
<b>Fiscais</b>				
Cofins	123.564	319	-	123.883
Outras	35.671	495	-	36.166
	<b>159.235</b>	<b>814</b>	-	<b>160.049</b>
<b>Trabalhistas</b>	<b>3.514</b>	<b>543</b>	-	<b>4.057</b>
<b>Benefícios a empregados</b>	<b>745</b>	-	<b>(516)</b>	<b>229</b>
<b>Cíveis</b>	<b>640.948</b>	<b>2.882</b>	-	<b>643.830</b>
	<b>804.442</b>	<b>4.239</b>	<b>(516)</b>	<b>808.165</b>

Consolidado	Saldo em 1º.01.2023	Resultado			Adições no ativo	Quitações	Transfe- rências/ Outros	Saldo em 31.03.2023
		Provisões para litígios		Custo de construção				
		Adições	Reversões	Adições/(Rev.)				
<b>Fiscais</b>								
Cofins	123.564	319	-	-	-	-	-	123.883
Outras	78.186	8.313	(5.731)	-	-	(7.731)	13.657	86.694
	<b>201.750</b>	<b>8.632</b>	<b>(5.731)</b>	-	-	<b>(7.731)</b>	<b>13.657</b>	<b>210.577</b>
<b>Trabalhistas</b>	<b>536.464</b>	<b>21.875</b>	-	-	-	<b>(32.233)</b>	-	<b>526.106</b>
<b>Benefícios a empregados</b>	<b>30.126</b>	<b>1.701</b>	<b>(516)</b>	-	-	<b>(93)</b>	-	<b>31.218</b>
<b>Cíveis</b>								
Cíveis e direito administrativo	958.111	22.345	(4.106)	-	-	(33.695)	-	942.655
Servidões de passagem	138.724	77	-	(15.744)	2.245	18	-	125.320
Desapropriações e patrimoniais	154.912	269	(41)	161	8.401	(3)	-	163.699
Consumidores	3.750	43	(1.675)	-	-	-	-	2.118
Ambientais	5.269	771	(811)	-	-	-	-	5.229
	<b>1.260.766</b>	<b>23.505</b>	<b>(6.633)</b>	<b>(15.583)</b>	<b>10.646</b>	<b>(33.680)</b>	-	<b>1.239.021</b>
<b>Regulatórias</b>	<b>8.493</b>	<b>88</b>	<b>(2.311)</b>	-	-	<b>(18)</b>	-	<b>6.252</b>
	<b>2.037.599</b>	<b>55.801</b>	<b>(15.191)</b>	<b>(15.583)</b>	<b>10.646</b>	<b>(73.755)</b>	<b>13.657</b>	<b>2.013.174</b>

## **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	
		31.03.2023	31.12.2022	31.03.2023	31.12.2022	31.03.2023	31.12.2022	31.03.2023	31.12.2022
<b>Fiscais</b>									
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.	123.883	123.564	8.596	9.550	123.883	123.564	8.596	9.550
INSS	Exigências fiscais relativas à contribuição previdenciária.	31.239	30.899	57.445	56.479	31.239	30.899	111.167	56.790
Impostos federais	Exigências e questionamentos administrativos da Receita Federal do Brasil.	-	-	41.562	47.843	2.157	2.100	42.094	53.682
ICMS	Exigências e questionamentos administrativos do Estado sobre recolhimento do ICMS nas faturas da Companhia	-	-	-	-	6.877	4.035	25.583	24.930
IPTU	Exigência de Imposto sobre Propriedade Territorial Urbana - IPTU sobre imóveis afetados ao serviço público de energia elétrica.	4.865	4.738	948	645	8.357	9.332	163.821	152.113
ISS	Exigência fiscal das prefeituras a título de ISS em serviços de construção civil prestado por terceiro.	-	-	-	-	215	181	58.789	56.731
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.	62	34	7.074	63.292	37.849	31.639	116.442	149.518
		<b>160.049</b>	<b>159.235</b>	<b>115.625</b>	<b>177.809</b>	<b>210.577</b>	<b>201.750</b>	<b>526.492</b>	<b>503.314</b>
<b>Trabalhistas</b>	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).	<b>4.057</b>	<b>3.514</b>	<b>2.523</b>	<b>2.479</b>	<b>526.106</b>	<b>536.374</b>	<b>376.477</b>	<b>378.737</b>
<b>Benefícios a empregados</b>	Reclamações 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.	<b>229</b>	<b>745</b>	<b>315</b>	<b>311</b>	<b>31.218</b>	<b>30.126</b>	<b>10.835</b>	<b>12.716</b>
<b>Regulatórias</b>									
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 incluí 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.	-	-	-	-	-	-	1.138.777	1.130.845
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 IGP.	-	-	-	-	-	-	343.033	320.044
Outras	Notificações do Órgão Regulador sobre eventuais descumprimentos de normas regulatórias	-	-	-	-	6.252	8.493	48.663	45.718
		-	-	-	-	<b>6.252</b>	<b>8.493</b>	<b>1.530.473</b>	<b>1.496.607</b>

(continua)

Natureza	Descrição	Controladora				Consolidado			
		Provisões para litígios		Passivo contingente		Provisões para litígios		Passivo contingente	
		31.03.2023	31.12.2022	31.03.2023	31.12.2022	31.03.2023	31.12.2022	31.03.2023	31.12.2022
<b>Cíveis</b>									
Fumicultores	Ações que têm como principal causa a falta de energia elétrica causando perda da produção.	-	-	-	-	60.620	73.366	61.305	71.237
Arbitragem	Litígio arbitral protegido por sigilo e confidencialidade, em fase de liquidação de sentença em fase inicial.	631.545	629.056	340.166 <sup>(a)</sup>	338.779	631.551	629.056	340.166 <sup>(a)</sup>	338.779
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.	12.221	11.831	5.931	5.681	147.509	154.550	532.237	549.115
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.	-	-	-	-	102.908	101.076	100.566	98.940
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.	64	61	-	-	125.385	138.841	32.203	31.063
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.	-	-	-	-	163.701	154.943	39.191	38.030
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.	-	-	-	-	2.118	3.758	1.979	1.911
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.	-	-	-	-	5.229	5.266	227.361	216.380
		<b>643.830</b>	<b>640.948</b>	<b>346.097</b>	<b>344.460</b>	<b>1.239.021</b>	<b>1.260.856</b>	<b>1.335.008</b>	<b>1.345.455</b>
		<b>808.165</b>	<b>804.442</b>	<b>464.560</b>	<b>525.059</b>	<b>2.013.174</b>	<b>2.037.599</b>	<b>3.779.285</b>	<b>3.736.829</b>

(a) refere-se a estimativa da perda possível de um total, atualizado monetariamente, de R\$ 2.978.999 do pedido do autor.

## 29 Patrimônio Líquido

### 29.1 Capital social

Em 31.03.2023, o capital social integralizado é de R\$ 10.800.000 (R\$ 10.800.000 em 31.12.2022). Sua composição por ações (sem valor nominal) e os principais acionistas estão demonstrados a seguir, já considerando a quantidade de ações atualizadas após o desdobramento e o período de conversão do Programa de UNITS homologado e aprovado pela Administração em 2021:

31.03.2023	Número de ações em unidades							
	Ordinárias		Preferenciais "A"		Preferenciais "B"		Total	
	nº ações	%	nº ações	%	nº ações	%	nº ações	%
Estado do Paraná	734.298.319	69,66	-	-	115.945.012	6,90	850.243.331	31,07
BNDESPAR	131.161.562	12,44	-	-	524.646.248	31,24	655.807.810	23,96
Custódias em bolsa:								
B3	138.212.290	13,11	681.680	21,79	909.513.430	54,16	1.048.407.400	38,31
NYSE	31.594.714	3,00	-	-	126.378.856	7,53	157.973.570	5,77
Latibex	221.967	0,02	-	-	1.851.143	0,11	2.073.110	0,08
Outros	18.601.608	1,77	2.446.320	78,21	1.000.601	0,06	22.048.529	0,81
	<b>1.054.090.460</b>	<b>100,00</b>	<b>3.128.000</b>	<b>100,00</b>	<b>1.679.335.290</b>	<b>100,00</b>	<b>2.736.553.750</b>	<b>100,00</b>

### 29.2 Ajustes de avaliação patrimonial

	Controladora	Consolidado
<b>Em 1º.01.2023</b>	<b>593.382</b>	<b>593.382</b>
<b>Realização dos ajustes de avaliação patrimonial</b>		
Custo atribuído do imobilizado	-	(12.422)
Tributos sobre a realização dos ajustes	-	4.223
Custo atribuído do imobilizado - equivalência patrimonial, líquida de tributos	(8.199)	-
<b>Outros ajustes</b>		
Ganhos com ativos financeiros - controladas	-	(282)
Tributos sobre os outros ajustes	-	96
Ganhos com ativos financeiros - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	(130)	-
<b>Atribuível aos acionistas não controladores</b>	<b>-</b>	<b>56</b>
<b>Em 31.03.2023</b>	<b>585.053</b>	<b>585.053</b>

### 29.3 Lucro por ação - básico e diluído

<b>Controladora</b>		<b>31.03.2023</b>	<b>31.03.2022</b>
<b>Numerador básico e diluído</b>			
Lucro líquido básico e diluído alocado por classes de ações, atribuído aos acionistas controladores:			
Ações ordinárias		227.376	241.075
Ações preferenciais classe "A"		742	787
Ações preferenciais classe "B"		398.472	422.479
		<b>626.590</b>	<b>664.341</b>
<b>Denominador básico e diluído</b>			
Média ponderada das ações (em milhares):			
Ações ordinárias		1.054.090.460	1.054.090.460
Ações preferenciais classe "A"		3.128.000	3.128.000
Ações preferenciais classe "B"		1.679.335.290	1.679.335.290
		<b>2.736.553.750</b>	<b>2.736.553.750</b>
<b>Lucro líquido básico e diluído por ação atribuído aos acionistas controladores</b>			
Ações ordinárias		0,21571	0,22870
Ações preferenciais classe "A"		0,23728	0,25158
Ações preferenciais classe "B"		0,23728	0,25158

## 30 Receita Operacional Líquida

<b>Consolidado</b>	<b>Receita bruta</b>	<b>PIS/Pasep e Cofins</b>	<b>ICMS</b>	<b>Encargos setoriais</b>	<b>ISSQN</b>	<b>Receita líquida</b>	
						<b>31.03.2023</b>	<b>31.03.2022</b>
Fornecimento de energia elétrica	2.459.196	(200.343)	(293.703)	(60.991)	-	<b>1.904.159</b>	<b>2.134.153</b>
Suprimento de energia elétrica	1.053.029	(140.014)	(3.796)	(16.555)	-	<b>892.664</b>	<b>1.001.675</b>
Disponibilidade da rede elétrica	2.530.819	(219.798)	(183.919)	(630.884)	-	<b>1.496.218</b>	<b>1.262.904</b>
Receita de construção	531.360	-	-	-	-	<b>531.360</b>	<b>487.063</b>
Valor justo do ativo indenizável da concessão	25.734	-	-	-	-	<b>25.734</b>	<b>42.549</b>
Distribuição de gás canalizado	349.069	(25.613)	(63.335)	-	(3)	<b>260.118</b>	<b>233.089</b>
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	269.120	(24.894)	-	-	-	<b>244.226</b>	<b>324.185</b>
Outras receitas operacionais	192.611	(15.325)	-	-	(1.099)	<b>176.187</b>	<b>102.131</b>
	<b>7.410.938</b>	<b>(625.987)</b>	<b>(544.753)</b>	<b>(708.430)</b>	<b>(1.102)</b>	<b>5.530.666</b>	<b>5.587.749</b>

### 30.1 Detalhamento da receita por tipo e/ ou classe de consumidores

<b>Consolidado</b>	<b>31.03.2023</b>	<b>31.03.2022</b>
<b>Fornecimento de energia elétrica</b>	<b>2.459.196</b>	<b>3.948.480</b>
Residencial	699.253	1.337.295
Industrial	162.574	332.698
Comercial, serviços e outras atividades	384.085	765.115
Rural	169.952	318.936
Poder público	52.975	100.067
Iluminação pública	42.388	105.404
Serviço público	67.632	129.657
Consumidores livres	689.505	665.612
Doações e subvenções	190.832	193.696
<b>Suprimento de energia elétrica</b>	<b>1.053.029</b>	<b>1.189.609</b>
Contratos bilaterais	598.384	727.779
Contratos regulados	296.339	253.423
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	121.362	166.488
Juros efetivos - bonificação de outorga (NE nº 9.2)	36.944	41.919
<b>Disponibilidade da rede elétrica</b>	<b>2.530.819</b>	<b>2.801.864</b>
Residencial	742.262	847.873
Industrial	167.110	373.638
Comercial, serviços e outras atividades	414.726	530.741
Rural	194.530	191.036
Poder público	60.578	63.597
Iluminação pública	47.375	52.190
Serviço público	54.299	59.390
Consumidores livres	580.225	384.746
Concessionárias e geradoras	22.761	21.369
Receita de operação e manutenção - O&M e juros efetivos	246.953	277.284
<b>Receita de construção</b>	<b>531.360</b>	<b>487.063</b>
Concessão de distribuição de energia	489.977	439.969
Concessão de distribuição de gás canalizado	2.991	3.413
Concessão de transmissão de energia (a)	38.392	43.681
<b>Valor justo do ativo indenizável da concessão</b>	<b>25.734</b>	<b>42.549</b>
<b>Distribuição de gás canalizado</b>	<b>349.069</b>	<b>310.061</b>
<b>Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais</b>	<b>269.120</b>	<b>357.229</b>
<b>Outras receitas operacionais</b>	<b>192.611</b>	<b>117.843</b>
Arrendamentos e aluguéis (30.2)	114.576	82.691
Valor justo na compra e venda de energia	50.291	-
Renda da prestação de serviços	10.019	22.486
Outras receitas	17.725	12.666
<b>RECEITA OPERACIONAL BRUTA</b>	<b>7.410.938</b>	<b>9.254.698</b>
(-) Pts/Pasep e Cofins	(625.987)	(720.425)
(-) ICMS	(544.753)	(1.549.414)
(-) ISSQN	(1.102)	(2.410)
(-) Encargos setoriais (30.3)	(708.430)	(1.394.700)
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>5.530.666</b>	<b>5.587.749</b>

(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

<b>Consolidado</b>	<b>31.03.2023</b>	<b>31.03.2022</b>
Equipamentos e estruturas	114.098	82.304
Compartilhamento de instalações	415	333
Imóveis	63	54
	<b>114.576</b>	<b>82.691</b>

## 30.3 Encargos setoriais

<b>Consolidado</b>	<b>31.03.2023</b>	<b>31.03.2022</b>
Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de distribuição de energia (30.3.1)	639.590	681.471
Outros encargos do consumidor - bandeira tarifária (30.3.2)	330	638.575
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética - P&D e PEE	38.935	40.779
Quota para reserva global de reversão - RGR	12.431	12.035
Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de transmissão de energia	13.399	18.620
Taxa de fiscalização	3.745	3.220
	<b>708.430</b>	<b>1.394.700</b>

### 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, que tem o objetivo de promoção do desenvolvimento energético no território nacional, tem como uma de suas fontes de recursos o encargo tarifário atribuído ao consumidor final nos processos tarifários e recolhido periodicamente pela distribuidora. As quotas anuais do encargo são definidas pela Aneel por meio das resoluções homologatórias e os montantes são geridos pela CCEE.

A partir de junho de 2021, a Companhia passou a recolher a quota relativa à CDE Conta Covid prevista no Despacho 939/2021, no montante mensal de R\$ 29.032, para amortização da operação de crédito contratado pela CCEE, destinada para cobrir déficits ou antecipar receitas das distribuidoras. Esta amortização será feita em 54 meses, de junho de 2021 até dezembro de 2025.

Em 24.02.2023, a Aneel publicou o Despacho nº 510 que homologou os valores da quota específica da CDE escassez hídrica (NE 8.1) para pagamento de operação financeira contratada para cobertura dos custos adicionais demandados no período de crise hídrica, conforme Resolução Normativa nº 1.008/2022. O valor determinado para a Copel DIS é de R\$ 6.454 mensais, a ser recolhido mensalmente à CCEE a partir de junho de 2023.

O saldo é composto da seguinte forma:

	Período	31.03.2023	31.03.2022
<b>CDE USO</b>	Cotas (a)	552.493	594.374
	Conta Covid (b)	45.861	45.861
		<b>598.354</b>	<b>640.235</b>
<b>CDE ENERGIA</b>	Conta Covid (b)	41.236	41.236
		<b>639.590</b>	<b>681.471</b>

(a) CDE Uso: Res. Homologatória nº 3.165/2022 (a partir de jan/23); Res. Homologatória nº 3.034/2022 (mai a dez/22); Res. Homologatória nº 3.004/2021 (jan-abr/22).

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

### 30.3.2 Bandeira tarifária

O sistema de bandeiras tarifárias foi instituído pela Resolução Normativa Aneel nº 547/2013, com vigência a partir de 2015, para indicar 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. A partir de maio de 2022, após melhora das condições hídricas, vem prevalecendo a aplicação da bandeira verde, sem acréscimo nas faturas de energia.

### 30.4 Reajuste Tarifário Anual - Copel DIS

A Aneel homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2022 da Copel Distribuição por meio da Resolução Homologatória nº 3.049/2022, autorizando o reajuste médio de 4,90% percebido pelos consumidores (9,89% no reajuste de junho de 2021), e cuja aplicação ocorreu integralmente às tarifas a partir de 24.06.2022, sendo que para os consumidores da alta tensão o reajuste médio ficou em 9,32% e em 2,68% para os da baixa tensão (respectivamente, 9,57% e 10,04% em 2021).

## 31 Custos e Despesas Operacionais

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	31.03.2023	31.03.2022
<b>Custos e despesas gerenciáveis</b>				
Pessoal e administradores (31.2)	(15.222)	-	(15.222)	(10.376)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 22.3)	(1.943)	-	(1.943)	(1.759)
Material	(321)	-	(321)	(239)
Serviços de terceiros	(10.671)	-	(10.671)	(6.944)
Perdas de créditos, provisões e reversões (31.4)	-	(3.120)	(3.120)	(22.928)
Outras receitas (despesas) operacionais	(3.388)	1.215	(2.173)	1.008
	<b>(31.545)</b>	<b>(1.905)</b>	<b>(33.450)</b>	<b>(41.238)</b>
<b>Outros custos e despesas</b>				
Depreciação e amortização	(448)	(281)	(729)	(601)
	<b>(31.993)</b>	<b>(2.186)</b>	<b>(34.179)</b>	<b>(41.839)</b>

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	31.03.2023	31.03.2022
<b>Custos e despesas não gerenciáveis</b>						
Energia elétrica comprada para revenda (31.1)	(1.820.975)	-	-	-	(1.820.975)	(1.939.498)
Encargos de uso da rede elétrica	(687.571)	-	-	-	(687.571)	(774.975)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(6.750)	-	-	-	(6.750)	(85.431)
Gás natural e insumos para operação de gás	(181.782)	-	-	-	(181.782)	(187.412)
	<b>(2.697.078)</b>	-	-	-	<b>(2.697.078)</b>	<b>(2.987.316)</b>
<b>Custos e despesas gerenciáveis</b>						
Pessoal e administradores (31.2)	(292.099)	(1.808)	(131.263)	-	(425.170)	(282.325)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 22.3)	(44.081)	(183)	(21.734)	-	(65.998)	(68.085)
Material	(18.356)	(7)	(2.560)	-	(20.923)	(18.236)
Serviços de terceiros (31.3)	(171.172)	(594)	(65.791)	-	(237.557)	(167.930)
Perdas de créditos, provisões e reversões (31.4)	36.926	13.841	-	(40.044)	10.723	(115.948)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (31.6)	(57.835)	(12.030)	(18.126)	(14.889)	(102.880)	(93.115)
	<b>(546.617)</b>	<b>(781)</b>	<b>(239.474)</b>	<b>(54.933)</b>	<b>(841.805)</b>	<b>(745.639)</b>
<b>Outros custos e despesas</b>						
Depreciação e amortização	(329.926)	-	(16.605)	(6.119)	(352.650)	(320.378)
Custo de construção (31.5)	(528.981)	-	-	-	(528.981)	(476.717)
	<b>(858.907)</b>	-	<b>(16.605)</b>	<b>(6.119)</b>	<b>(881.631)</b>	<b>(797.095)</b>
	<b>(4.102.602)</b>	<b>(781)</b>	<b>(256.079)</b>	<b>(61.052)</b>	<b>(4.420.514)</b>	<b>(4.530.050)</b>

### 31.1 Energia elétrica comprada para revenda

Consolidado	31.03.2023	31.03.2022
Compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	925.465	870.197
Itaipu Binacional	212.917	350.166
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	99.546	69.949
Contratos bilaterais	451.943	573.826
Programa de incentivo a novas fontes de energia alternativa - Proinfa	91.413	110.487
Micro e mini geradores	249.169	179.481
Valor justo na compra e venda de energia	-	21.834
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre energia elétrica comprada para revenda	(209.478)	(236.442)
	<b>1.820.975</b>	<b>1.939.498</b>

### 31.2 Pessoal e administradores

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2023	31.03.2022	31.03.2023	31.03.2022
<b>Pessoal</b>				
Remunerações (a)	8.925	5.756	277.699	150.102
Encargos sociais	2.082	1.709	59.254	54.562
Auxílio alimentação e educação	429	645	29.056	25.723
Programa de desligamentos voluntários	-	(2.087)	2	(7.880)
	<b>11.436</b>	<b>6.023</b>	<b>366.011</b>	<b>222.507</b>
<b>Administradores</b>				
Honorários	1.833	1.817	4.542	4.509
Encargos sociais	446	445	945	936
Outros gastos	25	25	72	68
	<b>2.304</b>	<b>2.287</b>	<b>5.559</b>	<b>5.513</b>
<b>Provisões por desempenho e participação nos lucros de empregados e administradores</b>	<b>1.482</b>	<b>2.066</b>	<b>53.600</b>	<b>54.305</b>
	<b>15.222</b>	<b>10.376</b>	<b>425.170</b>	<b>282.325</b>

(a) Em 2023 foi registrado o valor de 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	31.03.2023	31.03.2022
Manutenção do sistema elétrico	91.014	64.287
Manutenção de instalações	32.641	20.186
Comunicação, processamento e transmissão de dados	29.152	24.118
Atendimento ao consumidor / call center	25.234	17.557
Consultoria e auditoria	16.716	9.042
Leitura e entrega de faturas	14.514	12.955
Outros serviços	28.286	19.785
	<b>237.557</b>	<b>167.930</b>

### 31.4 Perdas de crédito, provisões e reversões

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2023	31.03.2022	31.03.2023	31.03.2022
Provisão para litígios (NE nº 28)	3.404	8.186	40.291	64.167
Perdas (reversão de perdas) estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos				
Contrato de concessão de geração de energia elétrica (NE nº 9.3)	-	-	(1.358)	-
Operações de gás	-	-	-	1.629
Imobilizado - segmento de geração (NE nº 16.4)	-	-	(35.568)	-
Perdas (reversão de perdas) de créditos esperadas (Clientes e Outros créditos)	-	-	(13.841)	51.437
Perdas estimadas em créditos tributários	-	-	(247)	(1.285)
Provisão (reversão) para perdas em participações societárias	(284)	14.742	-	-
	<b>3.120</b>	<b>22.928</b>	<b>(10.723)</b>	<b>115.948</b>

### 31.5 Custo de construção

<b>Consolidado</b>	<b>31.03.2023</b>	<b>31.03.2022</b>
Material	311.887	270.208
Serviços de terceiros	158.870	150.964
Pessoal	51.356	43.256
Outros	6.868	12.289
	<b>528.981</b>	<b>476.717</b>

### 31.6 Outros custos e despesas operacionais, líquidos

<b>Consolidado</b>	<b>31.03.2023</b>	<b>31.03.2022</b>
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	38.499	20.820
Taxa de arrecadação	11.935	11.912
Perdas (ganho) na desativação e alienação de bens, líquidas	10.784	18.309
Arrendamentos e aluguéis	9.772	8.172
Seguros	9.329	9.737
Tributos	5.535	12.733
Taxa de fiscalização da Aneel	4.427	4.433
Indenizações	4.083	2.865
Doações, contribuições, subvenções, incentivos fiscais (a)	784	234
Comunicação corporativa		
Associação das Emissoras de Radiodifusão do Paraná - AERP	3.194	2.853
Publicidade	559	613
Patrocínio	497	525
Talentos Olímpicos Paranaense - TOP	-	122
Outras receitas, custos e despesas, líquidos	3.482	(213)
	<b>102.880</b>	<b>93.115</b>

(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	
	31.03.2023	31.03.2022	31.03.2023	31.03.2022
<b>Receitas financeiras</b>				
Acréscimos moratórios sobre faturas	-	-	55.569	76.417
Renda de aplicações financeiras	3.714	12.164	97.604	87.944
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 8)	-	-	25.195	32.129
Rendimentos e atualização monetária de depósitos judiciais	2.101	1.255	16.142	10.378
Juros sobre impostos a compensar	3.568	1.055	17.691	15.007
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 25.1)	-	-	7.375	1.286
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	3.338	29.507
Outras receitas financeiras	6.168	3.380	26.303	17.434
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre receitas financeiras	(627)	(772)	(8.578)	(10.227)
	<b>14.924</b>	<b>17.082</b>	<b>240.639</b>	<b>259.875</b>
<b>(-) Despesas financeiras</b>				
Variação monetária, cambial e encargos da dívida	-	34.694	466.949	347.730
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 25.1)	-	-	34.825	71.475
Juros sobre parcelamento de tributos	-	-	10.561	7.749
Juros sobre P&D e PEE (NE nº 24.1)	-	-	7.306	8.045
Juros sobre passivo de arrendamentos (NE nº 26.2)	108	80	5.717	3.865
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 8)	-	-	1.605	3.791
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	813	4.600
Outras despesas financeiras	433	2.326	46.002	25.847
	<b>541</b>	<b>37.100</b>	<b>573.778</b>	<b>473.102</b>
<b>Líquido</b>	<b>14.383</b>	<b>(20.018)</b>	<b>(333.139)</b>	<b>(213.227)</b>

## 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 31.03.2023, 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 31.03.2023.

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 31.12.2022.

### 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;

**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 e participação em outras empresas.

### 33.3 Ativo por segmento reportável

ATIVO	Energia elétrica			GÁS	Holding e Serviços	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET	DIS	COM				
<b>31.03.2023</b>							
<b>ATIVO TOTAL</b>	<b>26.656.292</b>	<b>20.881.942</b>	<b>2.265.570</b>	<b>1.082.586</b>	<b>2.241.268</b>	<b>(63.195)</b>	<b>53.064.463</b>
<b>ATIVO CIRCULANTE</b>	<b>3.647.697</b>	<b>5.139.426</b>	<b>1.024.669</b>	<b>281.751</b>	<b>1.250.492</b>	<b>(1.381.513)</b>	<b>9.962.522</b>
<b>ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>23.008.595</b>	<b>15.742.516</b>	<b>1.240.901</b>	<b>800.835</b>	<b>990.776</b>	<b>1.318.318</b>	<b>43.101.941</b>
Realizável a Longo Prazo	6.974.213	8.093.276	1.232.525	74.405	790.887	(217.814)	16.947.492
Investimentos	3.273.244	532	-	-	161.904	-	3.435.680
Imobilizado	11.174.627	-	568	-	13.823	-	11.189.018
Intangível	1.502.555	7.510.408	5.974	713.270	6.378	1.536.132	11.274.717
Direito de uso de ativos	83.956	138.300	1.834	13.160	17.784	-	255.034

ATIVO	Energia elétrica			GÁS	Holding e Serviços	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET	DIS	COM				
<b>31.12.2022</b>							
<b>ATIVO TOTAL</b>	<b>24.917.856</b>	<b>20.538.815</b>	<b>1.808.971</b>	<b>1.083.713</b>	<b>2.244.405</b>	<b>(890.060)</b>	<b>49.703.700</b>
<b>ATIVO CIRCULANTE</b>	<b>3.237.725</b>	<b>4.937.240</b>	<b>990.867</b>	<b>282.714</b>	<b>1.311.618</b>	<b>(1.432.915)</b>	<b>9.327.249</b>
<b>ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>21.680.131</b>	<b>15.601.575</b>	<b>818.104</b>	<b>800.999</b>	<b>932.787</b>	<b>542.855</b>	<b>40.376.451</b>
Realizável a Longo Prazo	6.819.202	8.200.557	809.498	59.505	732.365	(178.982)	16.442.145
Investimentos	3.163.152	534	-	-	162.045	-	3.325.731
Imobilizado	10.054.763	-	541	-	14.164	-	10.069.468
Intangível	1.559.776	7.257.827	6.193	726.107	5.987	721.837	10.277.727
Direito de uso de ativos	83.238	142.657	1.872	15.387	18.226	-	261.380

### 33.4 Demonstração do resultado por segmento reportável

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica				GÁS	Holding e Serviços	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET		DIS	COM				
	GER	TRA						
<b>31.03.2023</b>								
<b>OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE</b>								
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>1.057.632</b>	<b>339.034</b>	<b>3.531.641</b>	<b>1.116.652</b>	<b>263.251</b>	<b>-</b>	<b>(777.544)</b>	<b>5.530.666</b>
Receita operacional líquida com terceiros	381.030	247.392	3.522.483	1.116.652	263.109	-	-	5.530.666
Receita operacional líquida entre segmentos	676.602	91.642	9.158	-	142	-	(777.544)	-
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>	<b>(565.888)</b>	<b>(122.653)</b>	<b>(3.238.770)</b>	<b>(1.018.224)</b>	<b>(219.345)</b>	<b>(33.178)</b>	<b>777.544</b>	<b>(4.420.514)</b>
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)	-	-	-	96.998	(687.571)
Pessoal e administradores	(79.813)	(52.976)	(260.812)	(5.471)	(10.863)	(15.235)	-	(425.170)
Planos previdenciário e assistencial	(12.291)	(8.208)	(41.545)	(510)	(1.500)	(1.944)	-	(65.998)
Material	(3.050)	(1.370)	(15.960)	(9)	(213)	(321)	-	(20.923)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(6.878)	-	-	-	-	-	128	(6.750)
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)	853	(237.557)
Depreciação e amortização	(206.664)	(3.888)	(124.363)	(714)	(15.775)	(1.246)	-	(352.650)
Provisão para litígios	(4.028)	(2.569)	(33.051)	(9)	(15)	(619)	-	(40.291)
Reversão de perdas estimadas p/ redução valor recuperável de ativos	36.926	-	-	-	-	-	-	36.926
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	(819)	270	15.441	(456)	(350)	2	-	14.088
Custo de construção	-	(36.013)	(489.977)	-	(2.991)	-	-	(528.981)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(50.498)	(2.989)	(43.442)	(1.772)	(2.783)	(2.533)	1.137	(102.880)
<b>RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>	<b>4.162</b>	<b>100.023</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(97)</b>	<b>-</b>	<b>104.088</b>
<b>LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO</b>								
<b>FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS</b>	<b>495.906</b>	<b>316.404</b>	<b>292.871</b>	<b>98.428</b>	<b>43.906</b>	<b>(33.275)</b>	<b>-</b>	<b>1.214.240</b>
Receitas financeiras	73.980	16.239	115.620	8.631	6.153	23.590	(3.574)	240.639
Despesas financeiras	(194.812)	(116.539)	(228.155)	(84)	(10.656)	(27.106)	3.574	(573.778)
<b>LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL</b>	<b>375.074</b>	<b>216.104</b>	<b>180.336</b>	<b>106.975</b>	<b>39.403</b>	<b>(36.791)</b>	<b>-</b>	<b>881.101</b>
Imposto de renda e contribuição social	(127.468)	(32.803)	(40.646)	(36.471)	(13.480)	5.257	-	(245.611)
<b>LUCRO (PREJUÍZO) DO PERÍODO</b>	<b>247.606</b>	<b>183.301</b>	<b>139.690</b>	<b>70.504</b>	<b>25.923</b>	<b>(31.534)</b>	<b>-</b>	<b>635.490</b>

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica				GÁS	Holding e Serviços	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET		DIS	COM				
	GER	TRA						
<b>31.03.2022</b>								
<b>OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE</b>								
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>1.092.719</b>	<b>367.586</b>	<b>3.521.968</b>	<b>1.184.042</b>	<b>253.647</b>	<b>8.014</b>	<b>(840.227)</b>	<b>5.587.749</b>
Receita operacional líquida com terceiros	380.437	279.595	3.512.572	1.156.511	250.620	8.014	-	5.587.749
Receita operacional líquida entre segmentos	712.282	87.991	9.396	27.531	3.027	-	(840.227)	-
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>	<b>(642.667)</b>	<b>(95.396)</b>	<b>(3.195.367)</b>	<b>(1.183.305)</b>	<b>(219.506)</b>	<b>(48.778)</b>	<b>854.969</b>	<b>(4.530.050)</b>
Energia elétrica comprada para revenda	(60.646)	-	(1.442.253)	(1.176.409)	-	-	739.810	(1.939.498)
Encargos de uso da rede elétrica	(141.715)	-	(729.815)	-	-	-	96.555	(774.975)
Pessoal e administradores	(55.382)	(34.092)	(165.461)	(3.445)	(9.766)	(14.179)	-	(282.325)
Planos previdenciário e assistencial	(12.275)	(7.968)	(42.945)	(463)	(1.392)	(3.042)	-	(68.085)
Material	(2.535)	(1.105)	(14.068)	(12)	(241)	(275)	-	(18.236)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(88.177)	-	-	-	-	-	2.746	(85.431)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	(187.412)	-	-	(187.412)
Serviços de terceiros	(39.512)	(9.535)	(108.720)	(960)	(3.417)	(7.811)	2.025	(167.930)
Depreciação e amortização	(197.143)	(3.008)	(108.525)	(77)	(10.550)	(1.075)	-	(320.378)
Provisão (reversão) para litígios	(3.542)	(2.003)	(50.338)	(25)	33	(8.292)	-	(64.167)
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos	-	-	-	-	(1.629)	-	-	(1.629)
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	(1.025)	324	(48.572)	(720)	(159)	(14.742)	14.742	(50.152)
Custo de construção	-	(33.335)	(439.969)	-	(3.413)	-	-	(476.717)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(40.715)	(4.674)	(44.701)	(1.194)	(1.560)	638	(909)	(93.115)
<b>RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>	<b>4.596</b>	<b>109.093</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(908)</b>	<b>-</b>	<b>112.781</b>
<b>LUCRO (PREJÚIZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS</b>	<b>454.648</b>	<b>381.283</b>	<b>326.601</b>	<b>737</b>	<b>34.141</b>	<b>(41.672)</b>	<b>14.742</b>	<b>1.170.480</b>
Receitas financeiras	57.432	14.806	162.138	6.355	10.769	23.348	(14.973)	259.875
Despesas financeiras	(205.873)	(69.942)	(140.087)	(86)	(7.701)	(64.386)	14.973	(473.102)
<b>LUCRO (PREJÚIZO) OPERACIONAL</b>	<b>306.207</b>	<b>326.147</b>	<b>348.652</b>	<b>7.006</b>	<b>37.209</b>	<b>(82.710)</b>	<b>14.742</b>	<b>957.253</b>
Imposto de renda e contribuição social	(102.555)	(64.747)	(120.615)	(2.364)	(9.960)	12.779	-	(287.462)
<b>LUCRO (PREJÚIZO) DO PERÍODO</b>	<b>203.652</b>	<b>261.400</b>	<b>228.037</b>	<b>4.642</b>	<b>27.249</b>	<b>(69.931)</b>	<b>14.742</b>	<b>669.791</b>

### 33.5 Adições no ativo não circulante por segmento reportável

31.03.2023	Energia elétrica			GÁS	Holding e Serviços	Consolidado
	GET	DIS	COM			
Ativos de contrato	-	477.097	-	2.810	-	<b>479.907</b>
Imobilizado	75.252	-	45	-	29	<b>75.326</b>
Intangível	1.052	-	435	-	557	<b>2.044</b>
Direito de uso de ativos	234	9.033	-	-	-	<b>9.267</b>

## 34 Instrumentos Financeiros

### 34.1 Categorias e apuração do valor justo dos instrumentos financeiros

Consolidado	NE nº	Nível	31.03.2023		31.12.2022	
			Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
<b>Ativos Financeiros</b>						
<b>Valor justo por meio do resultado</b>						
Caixa e equivalentes de caixa (a)	5	1	2.911.274	2.911.274	2.678.457	2.678.457
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2	501.792	501.792	431.056	431.056
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (c)	9.1	3	1.560.022	1.560.022	1.442.819	1.442.819
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (c)	9.3	3	70.001	70.001	68.642	68.642
Valor justo na compra e venda de energia (d)	11	3	1.572.356	1.572.356	1.081.758	1.081.758
Outros investimentos temporários (e)		1	13.422	13.422	15.372	15.372
Outros investimentos temporários (e)		2	13.380	13.380	10.247	10.247
			<b>6.642.247</b>	<b>6.642.247</b>	<b>5.728.351</b>	<b>5.728.351</b>
<b>Custo amortizado</b>						
Cauções e depósitos vinculados (a)			178	178	157	157
Clientes (a)	7		3.577.994	3.577.994	3.451.869	3.451.869
Ativos financeiros setoriais (a)	8		436.180	436.180	381.398	381.398
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (g)	9.2		782.005	883.199	766.832	866.653
			<b>4.796.357</b>	<b>4.897.551</b>	<b>4.600.256</b>	<b>4.700.077</b>
<b>Valor justo por meio do resultado abrangente</b>						
Reduções Certificadas de Emissões - RECs (j)			10.399	10.399	10.295	10.295
			<b>10.399</b>	<b>10.399</b>	<b>10.295</b>	<b>10.295</b>
<b>Total dos ativos financeiros</b>			<b>11.449.003</b>	<b>11.550.197</b>	<b>10.338.902</b>	<b>10.438.723</b>
<b>Passivos Financeiros</b>						
<b>Valor justo por meio do resultado</b>						
Valor justo na compra e venda de energia (d)	27	3	1.179.010	1.179.010	738.703	738.703
			<b>1.179.010</b>	<b>1.179.010</b>	<b>738.703</b>	<b>738.703</b>
<b>Custo amortizado</b>						
Passivos financeiros setoriais (a)	8		259.123	259.123	483.255	483.255
Parcelamento ICMS (f)	12.2.4		46.744	42.265	48.320	43.419
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert (f)	12.2		399.068	338.001	404.075	340.025
PIS e Cofins a restituir para consumidores (a)	12.2.1		2.046.612	2.046.612	1.995.158	1.995.158
Fornecedores (a)	19		2.087.719	2.087.719	2.215.470	2.215.470
Empréstimos e financiamentos (f)	20		5.495.728	5.239.038	4.694.957	4.171.789
Debêntures (h)	21		9.365.885	9.092.840	7.887.077	7.688.396
Contas a pagar vinculadas à concessão (i)	25		935.943	1.051.992	937.542	1.051.710
			<b>20.636.822</b>	<b>20.157.590</b>	<b>18.665.854</b>	<b>17.989.222</b>
<b>Total dos passivos financeiros</b>			<b>21.815.832</b>	<b>21.336.600</b>	<b>19.404.557</b>	<b>18.727.925</b>

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.
- Ativos financeiros com valores justos similares aos valores contábeis (NE nº 4.4 das demonstrações financeiras de 31.12.2022).
- Os ativos e passivos equivalem ao seu respectivo valor contábil (NE nº 4.15 das demonstrações financeiras de 31.12.2022).

- e) Investimentos em outras empresas, avaliados ao valor justo, o qual é 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.
- f) Utilizado como premissa básica o custo do maior valor da última captação realizada pela Companhia, CDI + *spread* de 1,40%, 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 31.03.2023, 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 8,65% 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 31.12.2022).

### 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.

<b>Consolidado</b>		
<b>Exposição ao risco de crédito</b>	<b>31.03.2023</b>	<b>31.12.2022</b>
Caixa e equivalentes de caixa (a)	2.911.274	2.678.457
Títulos e valores mobiliários (a)	501.792	431.056
Cauções e depósitos vinculados (a)	178	157
Clientes (b)	3.577.994	3.451.869
Ativos financeiros setoriais (c)	436.180	381.398
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (c)	1.560.022	1.442.819
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (d)	782.005	766.832
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (e)	70.001	68.642
Outros investimentos temporários (f)	26.802	25.619
	<b>9.866.248</b>	<b>9.246.849</b>

- a) A Companhia administra o risco de crédito sobre esses ativos, considerando sua política em aplicar praticamente todos os recursos em instituições bancárias federais. Excepcionalmente, por força legal e/ou regulatória, a Companhia aplica recursos em bancos privados considerados de primeira linha.

- 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 de 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.
- 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 2027, repetem-se os indicadores de 2026 até o horizonte da projeção.

<b>Consolidado</b>	<b>Juros (a)</b>	<b>Menos de 1 mês</b>	<b>1 a 3 meses</b>	<b>3 meses a 1 ano</b>	<b>1 a 5 anos</b>	<b>Mais de 5 anos</b>	<b>Total</b>
<b>31.03.2023</b>							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 20	52.825	121.861	610.528	3.830.773	3.543.526	8.159.513
Debêntures	NE nº 21	97.845	246.457	1.822.359	7.221.381	4.045.759	13.433.801
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	9.690	19.381	87.925	505.839	2.201.398	2.824.233
Fornecedores	-	1.793.309	205.504	22.703	66.203	-	2.087.719
PIS e Cofins a restituir para consumidores	NE 12.2.1	-	-	825.000	1.237.005	-	2.062.005
Pert	Selic	4.909	9.928	46.477	287.122	149.387	497.823
Parcelamento ICMS	Selic	896	1.812	8.464	43.942	-	55.114
Passivos financeiros setoriais	Selic	17.529	35.598	169.377	60.733	-	283.237
Passivo de arrendamentos	NE nº 26	2.524	5.074	21.502	64.255	261.794	355.149
		<b>1.979.527</b>	<b>645.615</b>	<b>3.614.335</b>	<b>13.317.253</b>	<b>10.201.864</b>	<b>29.758.594</b>

(a) Taxa de juros efetiva - média ponderada.

Conforme divulgado nas NEs nºs 20.4 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 no próximo reajuste tarifário da Copel DIS. O risco cambial na compra de gás, pela Compagas, é mitigado pelo monitoramento e repasse da variação de preços aos clientes via tarifa, quando possível. 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 intermediárias, 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 intermediárias e para o cenário provável a Companhia considera o saldo atualizado com a variação da taxa de câmbio - fim de período (R\$/US\$ 5,20) prevista na mediana das expectativas de mercado para 2023 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.

<b>Risco cambial</b>	<b>Risco</b>	<b>Base</b>	<b>Cenários projetados</b>		
		<b>31.03.2023</b>	<b>Provável</b>	<b>Cenário 1</b>	<b>Cenário 2</b>
<b>Passivos financeiros</b>					
Fornecedores					
Itaipu	Alta do dólar	(143.285)	(3.373)	(40.038)	(76.702)
Aquisição de gás	Alta do dólar	(82.569)	(1.944)	(23.072)	(44.200)
		<b>(225.854)</b>	<b>(5.317)</b>	<b>(63.110)</b>	<b>(120.902)</b>

#### **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 intermediárias 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 intermediárias e para o cenário provável a Companhia considera os saldos atualizados com a variação dos indicadores (CDI/Selic - 12,50%, IPCA - 6,04%, IGP-M - 3,03% e TJLP - 7,12%) previstos na mediana das expectativas de mercado para 2023 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	Cenários projetados		
		31.03.2023	Provável	Cenário 1	Cenário 2
<b>Ativos financeiros</b>					
Títulos e valores mobiliários	Baixa CDI/Selic	501.792	47.258	35.565	23.825
Cauções e depósitos vinculados	Baixa CDI/Selic	178	16	12	8
Ativos financeiros setoriais	Baixa Selic	436.180	40.284	30.323	20.290
Contas a receber vinculadas à concessão	Baixa IPCA	2.342.027	105.312	79.128	52.849
Contas a receber vinculadas à concessão de geração	Indefinido (a)	70.001	-	-	-
		<b>3.350.178</b>	<b>192.870</b>	<b>145.028</b>	<b>96.972</b>
<b>Passivos financeiros</b>					
Empréstimos e financiamentos					
Banco do Brasil	Alta CDI	(752.092)	(69.461)	(86.518)	(103.460)
Banco Itaú	Alta CDI	(1.008.373)	(93.130)	(115.999)	(138.714)
BNDES	Alta TJLP	(1.676.611)	(88.787)	(110.750)	(132.623)
BNDES	Alta IPCA	(393.244)	(17.683)	(22.064)	(26.429)
Banco do Nordeste	Alta IPCA	(1.587.653)	(71.391)	(89.078)	(106.703)
Banco do Brasil - Repasse de recursos do BNDES	Alta TJLP	(57.919)	(3.067)	(3.826)	(4.582)
Outros	Sem Risco	(19.836)	-	-	-
Debêntures	Alta CDI/Selic	(6.148.297)	(567.835)	(707.274)	(845.774)
Debêntures	Alta IPCA	(3.128.220)	(140.665)	(175.514)	(210.242)
Debêntures	Alta TJLP	(89.368)	(4.733)	(5.903)	(7.069)
Passivos financeiros setoriais	Alta Selic	(259.123)	(23.932)	(29.808)	(35.646)
Parcelamento ICMS	Alta Selic	(46.744)	(4.317)	(5.377)	(6.430)
Pert	Alta Selic	(399.068)	(36.857)	(45.907)	(54.897)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IGP-M	(871.561)	(19.732)	(24.642)	(29.544)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IPCA	(64.382)	(2.895)	(3.612)	(4.327)
		<b>(16.502.491)</b>	<b>(1.144.485)</b>	<b>(1.426.272)</b>	<b>(1.706.440)</b>

(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 o ano de 2022, estima-se que o risco de falta de energia em 2023 e 2024 estejam minimizados.

Os critérios de garantia de suprimento de energia estão atualmente estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE através da Resolução 29/2019. 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, restringido 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.

Para o segmento de distribuição, os efeitos do GSF são percebidos nos custos associados às cotas de Itaipu, de Angra, das usinas cujas concessões foram renovadas de acordo com a Lei 12.783/2013 e das usinas que repactuaram o risco hidrológico no ACR, de acordo com a Lei 13.203/2015. Trata-se, contudo, de um risco financeiro, uma vez que é garantida a neutralidade das despesas com a compra de energia, por meio de repasse tarifário.

Os riscos com o GSF estão bastante reduzidos devido à melhora do cenário hidrológico em 2022 concomitante com o baixo crescimento da carga.

#### 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.

Para a Usina Hidrelétrica Governador Bento Munhoz da Rocha Netto - UHE GBM (1.676 MW), que terá sua concessão vencida em 2024, a Companhia não manifestou interesse pela prorrogação da concessão tendo em vista que estudos internos demonstraram que a prorrogação mediante alteração do regime de exploração antecipado seria desvantajosa econômica e financeiramente em relação a exploração da usina no atual regime, até o seu vencimento. Em 03.03.2020, a Copel GeT transferiu a concessão da UHE GBM para a subsidiária F.D.A. Geração de Energia Elétrica S.A. com o objetivo de alienar o controle desta concessionária e, desta forma, possibilitar uma nova outorga pelo prazo de 30 anos, conforme prevê o Decreto nº 9.271/2018. No entanto, está em andamento o processo de transformação da Copel em "Corporação", conforme descrito na NE nº 1, o que possibilitará a manutenção de 100% de participação da Companhia na UHE GBM. Se concretizada essa transformação societária da Copel, também serão renovadas as concessões das UHEs Governador Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo) e Governador José Richa (Salto Caxias).

Em 25.11.2022 a Copel manifestou junto ao poder concedente o interesse na obtenção de outorga por trinta anos para estas três usinas. A análise a respeito das premissas vinculadas na definição do valor do bônus de outorga destas três usinas, apresentado na NE nº 1, está em andamento buscando aferir a vantajosidade da operação.

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 Companhia aguarda a conclusão do processo, que se encontra em trâmite na Aneel e no MME. 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.

Conforme a Lei nº 14.052/2020, a Companhia poderá se manifestar sobre a intenção em prorrogar a concessão da UHE Apucarantina até janeiro de 2024 e 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 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 na extinção da concessão, respeitadas as disposições do contrato, particularmente o direito à ampla defesa e ao contraditório. Em 17.11.2020, a Aneel homologou a Resolução Normativa nº 896, 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
2022	{Dívida Líquida / [Lajida (-) QRR ≥ 0]} ≤ 1 / (1,11 * Selic)	Atingido	9,19	6,80	7,98	5,29
2023	{Dívida Líquida / [Lajida (-) QRR ≥ 0]} ≤ 1 / (1,11 * Selic)	-	8,69	6,39	-	-

**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.

#### 34.2.8 Risco de não prorrogação da concessão de distribuição de gás

Extinta a concessão, por advento do termo contratual, os ativos vinculados à prestação de serviço de distribuição de gás serão revertidos ao Poder Concedente, o Estado do Paraná, e a Companhia será indenizada pelos bens vinculados à concessão ainda não amortizados, avaliados pelo seu valor contábil atualizado monetariamente até aquela data.

#### 34.2.9 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 10.484/2014 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 117,5%, 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.

#### 34.2.10 Risco quanto à escassez de gás

O mercado de gás natural no Paraná, composto pelos consumidores da Compagas (mercado não termelétrico) e pela Usina Termelétrica de Araucária (UEG Araucária), é suprido por contratos com a Petrobras que utiliza a infraestrutura de transporte do gasoduto Brasil-Bolívia (Gasbol). A Compagas assinou contrato com a Petrobras para suprimento de gás natural, com vigência de 2022 a 2025, que possibilitará atender a demanda que estava descontratada para 2022, bem como parte da demanda estimada entre 2023 e 2025. Já a UEG Araucária negocia e celebra contratos de gás natural de curta duração em função do seu regime de operação *merchant*.

Na atual conjuntura do setor de gás natural no Brasil, o programa Novo Mercado de Gás, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia, tem a finalidade de abertura do mercado de gás natural de forma a torná-lo dinâmico, competitivo, integrado com o setor elétrico e industrial. A oferta de gás natural é crescente e proveniente de fontes diversificadas e o grande desafio do setor ainda se concentra na viabilização do acesso de novos produtores e comercializadores à infraestrutura e ao mercado consumidor, atualmente atendido majoritariamente pela Petrobras. Por fim, a nova lei do gás, lei nº 14.134/2021, representa mais um passo importante na abertura do mercado de gás brasileiro, de forma a torná-lo mais competitivo e com maior potencial de expansão.

Uma eventual escassez no fornecimento de gás poderia implicar em prejuízos à Copel em razão de redução de receita com o serviço de distribuição de gás natural pela Compagas ou penalização por descumprimento das obrigações constantes no contrato de concessão. Além disso, neste cenário a UEG Araucária provavelmente seria mantida fora de operação. No entanto, a Companhia considera baixo este risco tendo em vista a conjuntura do Novo Mercado de Gás e a promulgação da Lei nº 14.134/2021.

#### 34.2.11 Risco de não performance dos empreendimentos eólicos

Os contratos de compra e venda de energia por fonte eólica estão sujeitos às cláusulas de performance, as quais preveem uma geração mínima anual e quadrienal da garantia física comprometida no leilão. Os empreendimentos estão sujeitos a fatores climáticos associados às incertezas da velocidade de vento. O não atendimento do que está disposto no contrato pode comprometer receitas futuras da Companhia. O saldo registrado no passivo referente a não *performance* está demonstrado na NE nº 27.

#### 34.2.12 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 nominais dos contratos de comercialização de energia elétrica na data destas demonstrações financeiras intermediárias, os quais tem prazo médio de vencimento de 125 meses para contratos de compra e 24 meses para contratos de venda:

	<b>Compra</b>	<b>Venda</b>
2023	485.210	491.274
2024	709.159	826.362
2025	698.514	810.863
2026	694.343	748.766
2027	628.018	633.293
2028 a 2040	3.621.647	4.669.632
	<b>6.836.891</b>	<b>8.180.190</b>

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 31.03.2023, sem inflação, ajustada pelo risco de crédito e pelo risco adicional de projeto.

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

<b>Consolidado</b>	<b>Ativo</b>	<b>Passivo</b>	<b>Saldo líquido</b>
Circulante	356.361	(322.821)	33.540
Não circulante	1.215.995	(856.189)	359.806
	<b>1.572.356</b>	<b>(1.179.010)</b>	<b>393.346</b>

### **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 o cenário base foram considerados os saldos contábeis registrados na data destas demonstrações financeiras intermediárias e para o cenário provável a Companhia considera os saldos atualizados com a curva de preços de mercado e taxa NTN-B em 31.03.2023. 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.

<b>Consolidado</b>	<b>Variação no preço</b>	<b>Base 31.03.2023</b>	<b>Cenários projetados</b>		
			<b>Provável</b>	<b>Cenário 1</b>	<b>Cenário 2</b>
Ganhos (perdas) não realizados em operações de compra e venda de energia	Elevação	393.346	393.346	324.471	255.597
	Queda	393.346	393.346	462.219	531.093

#### **34.2.13 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 um 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 ajustado dos 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.

#### 34.3.1 Endividamento em relação ao patrimônio líquido:

Endividamento	Controladora		Consolidado	
	31.03.2023	31.12.2022	31.03.2023	31.12.2022
Empréstimos e financiamentos	-	791.779	5.495.728	3.738.269
Debêntures	-	502.400	9.365.885	8.240.769
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(23.675)	(199.877)	(2.911.274)	(2.678.457)
(-) Títulos e valores mobiliários	(92)	(93)	(501.792)	(431.056)
<b>Dívida líquida</b>	<b>(23.767)</b>	<b>1.094.209</b>	<b>11.448.547</b>	<b>8.869.525</b>
Patrimônio líquido	21.443.824	20.817.364	21.766.529	21.131.225
<b>Endividamento em relação ao patrimônio líquido</b>	<b>-</b>	<b>0,05</b>	<b>0,53</b>	<b>0,42</b>

## 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	
	31.03.2023	31.12.2022	31.03.2023	31.12.2022
<b>Ativo circulante</b>				
<b>Controladas</b>				
Compartilhamento de estrutura (35.1.1)	4.751	-	1.430	1.135
Copel DIS - mútuo (35.1.2)	213.331	-	-	-
Complexo eólico Jandaíra - mútuo (35.1.3)	52.133	47.404	-	-
<b>Passivo circulante</b>				
<b>Controladas</b>				
Compartilhamento de estrutura (35.1.1)	2.349	1.838	-	-
<b>Passivo não circulante</b>				
<b>Controladas</b>				
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 - Copel DIS

Em 27.02.2023, foi assinado contrato de mútuo entre a Copel e a Copel DIS, 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 27.02.2025. Do valor global aprovado, de R\$ 400.000, foi transferido o montante de R\$ 211.000 e a receita financeira para o período findo em 31.03.2023 é de R\$ 1.741.

### 35.1.3 Contrato de Mútuo - Complexo Jandaíra

Em 17.05.2022, foi assinado contrato de mútuo entre a Copel e as empresas do Complexo Eólico Jandaíra, com aprovação de limites acrescidos de IOF e juros remuneratórios de CDI + 1,38% ao ano, a fim de proporcionar recursos para o financiamento das atividades e negócios da empresa. Os contratos têm vigência até 17.05.2024. Do valor global aprovado, de R\$ 49.400, foi transferido o montante de R\$ 49.087, e a receita financeira para o período findo em 31.03.2023 é de R\$ 1.833.

## **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 Parte Relacionada / Natureza da operação	Ativo		Passivo		Receita		Custo / Despesa	
	31.03.2023	31.12.2022	31.03.2023	31.12.2022	31.03.2023	31.03.2022	31.03.2023	31.03.2022
<b>Controlador</b>								
Estado do Paraná - dividendos	-	-	109.777	109.777	-	-	-	-
Programa Energia Solidária (a)	-	9.735	-	-	-	-	-	-
Programa Tarifa Rural Noturna (a)	2.547	8.353	-	-	-	-	-	-
Empregados cedidos (b)	429	305	-	-	-	-	-	-
Sistema Meteorológico do Paraná - Simepar (c)	-	-	1.140	298	-	-	(2.480)	(1.901)
<b>Entidades com influência significativa (d)</b>								
<b>BNDES e BNDESPAR - dividendos</b>			76.684	76.684	-	-	-	-
Financiamentos (NE nº 20)	-	-	2.062.421	2.097.606	-	-	(49.570)	(47.612)
Debêntures - Compagás	-	-	-	-	-	-	-	-
Debêntures - eólicas (NE nº 21)	-	-	214.173	216.811	-	-	(7.726)	(8.423)
<b>Entidade controlada pelo Estado do Paraná</b>								
<b>Sanepar (e)</b>			147	448	-	-	(545)	(1.903)
Utilização de água retirada de reservatórios de usinas	-	-	-	-	485	234	-	-
<b>Empreendimentos controlados em conjunto</b>								
<b>Voltaia São Miguel do Gostoso (f)</b>					29	27	-	-
Dividendos	1.032	1.032	-	-	-	-	-	-
<b>Caiuá Transmissora de Energia (g) (h) (i)</b>			1.968	1.400	939	837	(7.122)	(4.538)
Dividendos	5.486	5.486	-	-	-	-	-	-
<b>Integração Maranhense Transmissora (h) (i)</b>			239	120	-	-	(720)	(605)
Dividendos	6.885	6.885	-	-	-	-	-	-
<b>Matrinchã Transmissora de Energia (h) (i)</b>			1.337	1.355	-	-	(5.488)	(3.722)
Dividendos	41.577	41.577	-	-	-	-	-	-
<b>Guaraciaba Transmissora de Energia (h) (i)</b>			671	671	-	-	(2.748)	(1.618)
Dividendos	49.966	50.137	-	-	-	-	-	-
<b>Paranaíba Transmissora de Energia (h) (i)</b>			855	869	-	-	(3.531)	(2.402)
Dividendos	9.644	5.400	-	-	-	-	-	-
<b>Cantareira Transmissora de Energia (h) (i)</b>			654	660	-	-	(2.694)	(1.913)
Dividendos	9.254	9.254	-	-	-	-	-	-
<b>Mata de Santa Genebra Transmissão (h) (i) (j)</b>			1.436	1.401	3.770	4.715	(5.893)	(4.121)
Dividendos	13.333	13.333	-	-	-	-	-	-
<b>Coligadas</b>								
<b>Dona Francisca Energética S.A. (k)</b>			1.356	1.356	45	14	(4.062)	(3.936)
Dividendos	14	15	-	-	-	-	-	-
<b>Foz do Chopim Energética Ltda. (l)</b>			-	-	906	810	-	-
Dividendos	56	852	-	-	-	-	-	-
<b>Pessoal chave da administração</b>								
Honorários e encargos sociais (NE nº 31.2)	-	-	-	-	-	-	(5.559)	(5.513)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 22.3)	-	-	-	-	-	-	(328)	(332)
<b>Outras partes relacionadas</b>								
<b>Fundação Copel</b>								
Aluguel de imóveis administrativos	-	-	100.982	102.410	-	-	(2.894)	(2.908)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 22.3)	-	-	1.081.258	1.070.037	-	-	-	-
<b>Lactec (m)</b>			1.633	1.131	116	152	(784)	(562)
<b>Tecpar (n)</b>			-	-	513	323	-	-
<b>Celepar (n)</b>			-	-	278	-	-	-
<b>Assembleia Legislativa do Paraná (n)</b>			-	-	80	78	-	-
<b>Portos do Paraná (n)</b>			-	-	1.041	368	-	-

- 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 esses encargos, incidentes sobre as faturas de consumo de energia elétrica do período de setembro de 2010 a junho de 2015, foi ajuizada, em 05.11.2018, ação monitória em face do Estado do Paraná, responsável pelo pagamento das faturas nos termos da Lei Estadual nº 14.087/2003. Ressaltamos que apesar das tratativas mantidas pela Administração, buscando o equacionamento desta 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 Copel e o Estado do Paraná recorreram da decisão. Aguarda-se o processamento e a remessa dos autos ao Tribunal de Justiça do Paraná, para julgamento em grau de apelação. 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 ampacidade, 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 acionista 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.
- 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, UEG Araucária 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 1º.02.2028, 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, UEG Araucária 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\$ 43.999 (R\$ 47.935 em 31.12.2022), e a Copel COM possui compromissos de venda de energia firmados com órgãos e/ou entidades vinculadas ao Governo do Estado do Paraná, no total de R\$ 23.207 (R\$ 25.050 em 31.12.2022).

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\$ 4.449 (R\$ 4.449 em 31.12.2022) e efetuados pela Copel COM (Copel Mercado Livre), no total de R\$ 550.565 (R\$ 329.725 em 31.12.2022).

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:

<b>Empresa</b>	<b>Operação</b>	<b>Vencimento final</b>	<b>Valor aprovado</b>	<b>Saldo (a)</b>	<b>% participação</b>	<b>Valor da fiança</b>
(1) Caiuá Transmissora	Financiamento BNDES	15.02.2029	84.600	25.012	49,0	(b)
(2) Cantareira Transmissora	Debêntures	15.08.2032	100.000	87.056	49,0	(b)
(3) Cantareira Transmissora	Financiamento	15.09.2032	426.834	362.867		(b)
(4) Guaraciaba Transmissora	Financiamento BNDES	15.01.2031	440.000	285.179	49,0	(b)
(5) Guaraciaba Transmissora	Debêntures	15.12.2030	118.000	123.654		(b)
(6) Matrinhã Transmissora	Financiamento BNDES	15.06.2029	691.440	285.517		(b)
(7) Matrinhã Transmissora	Debêntures (2ª)	15.06.2029	180.000	214.431	49,0	(b)
(8) Matrinhã Transmissora	Debêntures (3ª)	15.12.2038	135.000	155.966		(c)
(9) IMTE Transmissora	Financiamento	12.02.2029	142.150	45.298	49,0	(b)
(10) Mata de Santa Genebra	Debêntures (2ª)	15.11.2030	210.000			
(11) Mata de Santa Genebra	Debêntures (3ª)	15.11.2041	1.500.000	1.716.857	50,1	860.145
(12) Paranaíba Transmissora	Financiamento	15.10.2030	606.241	401.985		(b)
(13) Paranaíba Transmissora	Debêntures	15.03.2028	120.000	90.096	24,5	(b)
						<b>860.145</b>

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

(b) Para estes contratos a fiança corporativa e/ou a carta fiança foram exoneradas permanecendo somente a garantia de penhor de ações da Copel GeT.

(c) 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.

**Fiança corporativa prestado pela Copel:** (10) (11)

**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 intermediárias, estão demonstrados a seguir:

<b>Consolidado</b>	<b>31.03.2023</b>	<b>31.12.2022</b>
Contratos de compra e transporte de energia	116.914.978	108.768.267
Aquisição de ativo para obras de distribuição de energia elétrica	1.474.426	1.187.336
Obrigações de compra de gás	3.659.906	3.875.135

## 37 Seguros

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

<b>Consolidado</b>	<b>Término</b>	<b>Importância</b>
<b>Apólice</b>	<b>da vigência</b>	<b>segurada</b>
Riscos Operacionais - Cutia e Bento Miguel	29.03.2024	2.209.803
Riscos Nomeados	24.08.2023	2.130.270
Riscos Operacionais - UHE Baixo Iguaçu	31.05.2023	2.042.375
Riscos Operacionais - UHE Colíder	01.12.2023	1.892.320
Riscos Operacionais - UHE Governador Jayme Canet Junior	21.01.2024	1.594.472
Riscos Operacionais - Ventos de Serra do Mel II e IV	28.11.2023	1.075.284
Incêndio - imóveis próprios e locados	24.08.2023	854.464
Riscos Operacionais - Brisa Potiguar	27.06.2023	766.454
Riscos Operacionais - UEG Araucária (a)	31.05.2024	744.222
Riscos Operacionais - Elejor	07.09.2023	728.426

(a) O valor da importância segurada de Riscos Operacionais - UEG Araucária foi convertido de dólar para real com a taxa do dia 31.03.2023, de R\$ 5,0804.

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, seguro aeronáutico 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\$ 146.540 (R\$ 194.224 em 31.03.2022) e R\$ 3.555 (R\$ 31.321 em 31.03.2022), 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 e ajustes por remuneração ocorridos no direito de uso de ativos totalizaram R\$ 12.512 (R\$ 35.819 em 31.03.2022), 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 Eventos subsequentes**

### **39.1 Consulta pública 016/2023 - Aneel**

Em 24.05.2023 foi publicado o aviso de abertura da consulta pública 016/2023 pela Aneel, para contribuições até 15.06.2023, para obter subsídios para o aprimoramento da minuta do contrato de concessão que regulará, nos termos do Decreto nº 9.271/2018 e após a potencial transformação da Copel em “Corporação”, conforme descrito na NE nº 1, a nova concessão de exploração da UHE Governador Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo) e da UHE Governador José Richa (Salto Caxias), bem como para aprovar as alterações na minuta do contrato de concessão que regulará a outorga da UHE Governador Bento Munhoz (Foz do Areia), aprovada pelo Despacho nº 600/2022, de forma que passe a refletir o disposto na Portaria Interministerial MME/ME nº 01/2023 e na Portaria MME nº 726/2023.

### **39.2 Lei nº 14.592/2023**

Em 30.05.2023 foi publicada a Lei nº 14.592 que regulamenta a exclusão do valor do ICMS na base de cálculo do PIS e da Cofins na aquisição de mercadorias, com eficácia prospectiva. No entanto, a Companhia informa que adotou a norma a partir de 1º.05.2023, por força da vigência da Medida Provisória nº 1.159/2023, que regulamentou a mesma matéria.

O impacto gerado por essa mudança é a redução do valor da tomada de crédito de PIS e Cofins na aquisição de mercadorias elegíveis pela norma tributária. Foi avaliado que o maior impacto se reflete na Copel DIS, porém tem o seu efeito anulado pelo ajuste da alíquota efetiva na modicidade tarifária.

### **39.3 Oferta pública de distribuição de debêntures**

Em 06.06.2023 a Copel DIS comunicou que se encontra a mercado a oferta pública de distribuição de 1.600.000 debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, com garantia adicional fidejussória, em 3 séries, da 8ª emissão da Emissora, com valor nominal unitário de R\$ 1, perfazendo, na data de emissão das Debêntures, qual seja, 15.06.2023, o montante total de R\$ 1.600.000. A liquidação financeira está prevista para 20.06.2023.

Curitiba, 7 de junho de 2023

Daniel Pimentel Slaviero  
Diretor Presidente

Ana Letícia Feller  
Diretora de 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 Regulatório

Vicente Loiácono Neto  
Diretor de Governança, Risco e  
Compliance

Ronaldo Bosco Soares  
Contador - CRC PR-043819/O-0

## COMENTÁRIO DO DESEMPENHO

em 31 de março de 2023

em milhares de reais

### 1 Novos projetos

#### 1.1 Segmento de geração

Em 30.01.2023, foi concluída a aquisição dos Complexos Eólicos Santa Rosa & Mundo Novo (SRMN) e Aventura, com 260,4 MW de capacidade instalada, da EDP Renováveis Brasil S/A, pelo valor de R\$ 1.005 milhões. O empreendimento possui financiamentos de longo prazo (vencimentos até 2043) contratados junto ao Banco do Nordeste (BNB), com taxas de IPCA + 2,19% a.a. (Complexo Aventura) e IPCA + 1,98% a.a. (Complexo Santa Rosa & Mundo Novo).

Complexos Eólicos	Capacidade Instalada (1) (MW)	Garantia Física (MW med)	Operação Comercial	Energia Comercializada - ACR					Fim da Autorização
				Leilão	Montante (Mwmed)	Preço (2) (R\$/Mwh)	Início Suprimento	Fim Suprimento	
Aventura II Aventura III Aventura IV Aventura V	105,0	65,0	em operação desde jul/21	A-6/2017	53,6	130,98	jan/23	dez/42	2053
SRMN I SRMN II SRMN III SRMN IV SRMN V	155,4	92,8	em operação comercial desde dez/21 <sup>3</sup> e fev/22 <sup>4</sup>	A-6/2017	67,1	133,68	jan/23	dez/42	2052 <sup>3</sup> 2053 <sup>4</sup>
<b>Total</b>	<b>260,4</b>	<b>157,8</b>			<b>120,7</b>	<b>132,48</b>			

<sup>1</sup> Total de 62 turbinas eólicas Vestas, modelo V150

<sup>2</sup> Data-base Mar/23

<sup>3</sup> SRMN IV e V

<sup>4</sup> SRMN I, SRMN II e SRMN III

#### 1.2 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 2023, já eram beneficiados 185 mil clientes rurais, ao longo de 11.667 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 2023 já estavam instalados 458 mil medidores inteligentes.
- 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 2023, o projeto concluiu 78,9% 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 2023, a extensão das redes compactas e protegidas instaladas era de 24.463 km (19.767 km em março de 2022), um acréscimo de 4.696 km, ou 23,76%, 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 2023, a extensão das redes de distribuição secundárias isoladas instaladas era de 22.104 km (21.119 km em março de 2022), um acréscimo de 985 km, ou 4,66%, 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 no 1T23 foi de 6.430 GWh (3.626 GWh no 1T22). O aumento deve-se, para as usinas hidrelétricas, à melhoria das condições meteorológicas da Região Sul e, para as usinas eólicas, à entrada em operação comercial de Jandaíra e à aquisição dos Complexos eólicos Aventura e SRMN.

## Fluxo de energia do grupo Copel

Fluxo de energia (GWh)		janeiro a março de 2023	
<b>Geração própria</b>			
6.430	43,3%		
<b>Energia comprada</b>			
8.408	56,7%		
CCEAR	3.358		
Itaipu	1.174		
Dona Francisca	33		
CCEE (MCP)	-		
Angra	215		
CCGF	1.216		
MRE	14		
Elejor	10		
Proinfa	101		
Outros <sup>1</sup>	2.287		
<b>Disponibilidade</b>			
14.838			
		<b>Mercado Cativo</b>	5.150 34,7%
		<b>Concessionárias<sup>2</sup></b>	22 0,1%
		<b>Suprimento concessionária CCEE<sup>3</sup></b>	47 0,3%
		<b>Cessões MCSD EN<sup>4</sup></b>	48 0,3%
		<b>CCEE (MVE)</b>	- 0,0%
		<b>Consumidores livres</b>	2.927 19,7%
		<b>Energia suprida</b>	6.310 42,5%
		Contratos bilaterais	2.964
		CCEAR	1.129
		CER	226
		CCEE(MCP)	1.006
		MRE	985
		<b>Perdas e diferenças</b>	334 2,3%
		Perdas rede básica	135
		Perdas distribuição <sup>5</sup>	281
		Alocação de contratos no CG	66
		Contratos Parques Eólicos <sup>6</sup>	(148)

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).

<sup>1</sup>Outros: Energia comprada pela Copel Comercialização e Copel Distribuição.

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

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

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

<sup>5</sup>Considera os efeitos da Mini e Microgeração Distribuída (MMGD).

<sup>6</sup>Considera perdas e o volume de energia não entregue, referente aos contratos por disponibilidade, que preveem posterior ressarcimento.

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 2023	jan a mar 2022	Varição
<b>Copel Distribuição</b>			
<b>Mercado cativo<sup>1</sup></b>	5.150	5.319	-3,2%
Residencial	2.254	2.267	-0,6%
Industrial	474	516	-8,1%
Comercial	1.167	1.207	-3,3%
Rural	640	712	-10,1%
Outras	614	618	-0,6%
<b>Concessionárias e permissionária</b>	22	23	-4,3%
<b>CCEE (Cessões MCSD EN)</b>	48	52	-7,7%
<b>CCEE (MVE)</b>	-	173	-
<b>CCEE (MCP)</b>	435	120	262,5%
<b>Total da Copel Distribuição</b>	<b>5.655</b>	<b>5.687</b>	<b>-0,6%</b>
<b>Copel Geração e Transmissão (com FDA)</b>			
CCEAR (Copel Distribuição)	33	31	6,5%
CCEAR (outras concessionárias)	569	567	0,4%
Consumidores livres	-	-	-
Contratos bilaterais (Copel Comercialização)	3.492	3.692	-5,4%
Contratos bilaterais <sup>2</sup>	153	150	2,0%
CCEE (MCP) <sup>3</sup>	313	56	458,9%
<b>Total da Copel Geração e Transmissão</b>	<b>4.560</b>	<b>4.496</b>	<b>1,4%</b>
<b>Parques Eólicos</b>			
CCEAR (Copel DIS)	22	8	175,0%
CCEAR (outras concessionárias)	560	318	76,1%
CER	226	226	-
Contratos bilaterais (Copel Comercialização)	122	79	54,4%
Contratos bilaterais <sup>2</sup>	144	102	41,2%
CCEE (MCP) <sup>3</sup>	112	72	55,6%
<b>Total dos Parques Eólicos</b>	<b>1.186</b>	<b>805</b>	<b>47,3%</b>
<b>Copel Comercialização</b>			
Consumidores Livres	2.927	2.922	0,2%
Contratos Bilaterais (empresas do grupo)	-	97	-
Contratos bilaterais <sup>2</sup>	2.820	3.080	-8,4%
CCEE (MCP) <sup>3</sup>	146	66	121,2%
<b>Total Copel Comercialização</b>	<b>5.893</b>	<b>6.165</b>	<b>-4,4%</b>
<b>Total</b>	<b>17.294</b>	<b>17.153</b>	<b>0,8%</b>

**Observação:** Não considera a energia disponibilizada através do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia) e a energia da UTE Araucária vendida no Mercado de Curto Prazo da CCEE.

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

<sup>2</sup> Inclui Contratos de Venda de Curto Prazo.

<sup>3</sup> 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):**

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 uma redução de 1,1% no consumo de energia elétrica no 1T23. O mercado fio faturado, que considera a energia compensada de Mini e Micro Geração Distribuída - MMGD, reduziu 3,0% no trimestre, considerando o Custo de Disponibilidade. O volume de energia compensada, que é o excedente de geração de MMGD compensado no faturamento, cresceu 57,9% no trimestre, com destaque para o crescimento nas classes Residencial (59,7%), Industrial (44,2%) e Rural (82,4%). O número de consumidores com adesão à MMGD atingiu 249.709 em março de 2023, montante 93,2% superior a março de 2022. O resultado do 1T23 é decorrente do consumo de energia elétrica das classes:

- i. Rural, com redução de 8,6%, devido, principalmente, da redução do consumo com Agricultura, Pecuária e Serviços Relacionados em 8,3%, justificado pela redução no número de consumidores e pelo aumento significativo do índice pluviométrico no estado no período, o que reduz a necessidade de bombeamento de água para irrigar as plantações;
- ii. Residencial com redução de 0,6%, devido principalmente à redução no consumo médio no período, de 186,4 kWh/mês para 181,5 kWh/mês, em razão das temperaturas mais amenas no em comparação com o ano anterior, especialmente no mês de janeiro, apesar do aumento de 2,1% no número de unidades consumidoras;
- iii. Comercial, com redução de 0,5%, em função, principalmente, da redução do consumo do Comércio Varejista em 2,0%, com representatividade de 31,7% do consumo da classe, e redução do consumo em Atividades de Atenção à Saúde em 4,6%, com representatividade de 4% da classe, parcialmente compensado pelo aumento de 4,9% do consumo de Comércio por Atacado, exceto veículos, com representatividade de 14,7% da classe; e
- iv. Industrial, com aumento de 0,1%, em virtude, principalmente, do crescimento do consumo de Fabricação de Produtos Alimentícios em 4,8%, com representatividade de 38,0% do consumo da classe, parcialmente compensada pela redução do consumo de Fabricação de Produtos de Madeira em 23,0%, com representatividade de 6,9% do consumo da classe.

**Mercado cativo da Copel Distribuição:** redução de 3,2% no consumo de energia elétrica no primeiro trimestre de 2023. O mercado cativo faturado, que considera a energia compensada de MMGD, apresentou redução de 6,5% em comparação com o período anterior.

**Número de consumidores:** o número de 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) faturados em março de 2023 foi de 5.035.748, representando um crescimento de 1,7% em relação ao mesmo período do ano anterior.

Classe	mar 2023	mar 2022	Varição
Residencial	4.149.386	4.064.683	2,1%
Industrial	68.411	70.230	-2,6%
Comercial	431.819	423.646	1,9%
Rural	329.257	338.366	-2,7%
Outras	54.146	52.878	2,4%
<b>Total cativo</b>	<b>5.033.019</b>	<b>4.949.803</b>	<b>1,7%</b>
Suprimento Fio (a)	7	7	-
Consumidores livres (b)	2.722	2.394	13,7%
<b>Total geral</b>	<b>5.035.748</b>	<b>4.952.204</b>	<b>1,7%</b>

(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 2023	mar 2022
<b>Copel e subsidiárias integrais</b>		
Copel Holding	84	89
Copel Geração e Transmissão	1.490	1.528
Copel Distribuição	4.246	4.323
Copel Telecomunicações	-	-
Copel Comercialização	43	49
	<b>5.863</b>	<b>5.989</b>
<b>Controladas</b>		
Compagás	132	133
Elejor	7	7
UEG Araucária	14	15
	<b>153</b>	<b>155</b>

### 4 Relações com o Mercado

Em 2023 na [B]3, as ações ON (CPLE3) estiveram presentes em 100% dos pregões, fechando o período cotadas a R\$6,24 com variação negativa de 9,17%; as ações PNB (CPLE6) estiveram presentes em 100% dos pregões, fechando o período cotadas a R\$6,94 com variação negativa de 12,26%. No mesmo período o IBOVSPA teve variação negativa de 7,16%. As UNITS (CPLE11) estiveram presentes em 85% dos pregões fechando o período cotadas a R\$34,11 com variação negativa de 11,38%.

Na Bolsa de Valores de Nova Iorque (NYSE), as UNITS (ELP) estiveram presentes em 100% dos pregões fechando o período cotadas a US\$6,72 com variação negativa de 7,05%. O índice DOW JONES teve variação positiva de 0,16% 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 47% dos pregões, fechando o período cotadas a €1,22 com variação negativa de 10,29%. No mesmo período o índice LATIBEX teve variação negativa de 3,24%. As UNITS sob o código XCOPU, neste período estiveram presentes em 2% dos pregões fechando o período cotadas a €6,45, sem variação.

A tabela a seguir sintetiza o comportamento das ações da Copel no primeiro trimestre de 2023:

Negociação das ações (jan a mar 2023)	ON		PNB		UNIT	
	Total	Média diária	Total	Média diária	Total	Média diária
<b>B3</b>						
Negócios	860.153	13.440	5.478.784	85.606	855.679	13.370
Quantidade	377.635.000	5.900.547	3.930.775.600	61.418.369	126.033.300	1.969.270
Volume (R\$ mil)	2.468.790	38.575	28.462.611	444.728	4.473.292	69.895
Presença nos pregões	64	100%	64	100%	64	100%
<b>Nyse</b>						
Quantidade	-	-	-	-	221.407.731	3.459.496
Volume (US\$ mil)	-	-	-	-	1.528.508	23.883
Presença nos pregões	-	-	-	-	64	100%
<b>Latibex</b>						
Quantidade	-	-	535.658	17.855	6.701	6.701
Volume (€ mil)	-	-	709	24	52	52
Presença nos pregões	-	-	30	47%	1	2%

## 5 Tarifas

### Tarifas de fornecimento de energia

Tarifas médias de fornecimento (a) - R\$/MWh	mar 2023	mar 2022	Varição
Industrial	503,86	533,92	-5,6%
Residencial	529,50	535,12	-1,1%
Comercial	607,35	634,04	-4,2%
Rural	571,89	590,01	-3,1%
Outros	410,91	405,30	1,4%
<b>Tarifa Média de Fornecimento e Disponibilidade (R\$/MWh)</b>	<b>586,37</b>	<b>592,33</b>	<b>-1,0%</b>
<b>Tarifa Média de Demanda (R\$/KW)</b>	<b>30,08</b>	<b>29,70</b>	<b>1,3%</b>

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

## Tarifas de compra de energia

Tarifas de Compra de Energia* - R\$/MWh	mar 2023	mar 2022	Varição
Itaipu (a)	189,58	274,54	-30,9%
Leilão 2010 - H30	290,05	259,53	11,8%
Leilão 2010 - T15 (b)	185,46	405,65	-54,3%
Leilão 2011 - H30	298,96	267,57	11,7%
Leilão 2011 - T15 (b)	237,59	205,88	15,4%
Leilão 2012 - T15 (b)	171,88	161,44	6,5%
Leilão 2016 - T20 (b)	219,77	207,68	5,8%
Angra	328,91	335,41	-1,9%
Contrato de cotas de garantia física - CCGF (c)	146,89	114,83	27,9%
Santo Antonio	185,53	166,05	11,7%
Jirau	163,25	146,11	11,7%
Demais Leilões (d)	207,59	208,42	-0,4%
<b>Média</b>	<b>194,14</b>	<b>200,43</b>	<b>-3,1%</b>

(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 2023	mar 2022	Varição
Leilão - CCEAR 2011-2040 (UHE Mauá)	278,00	252,48	10,1%
Leilão - CCEAR 2013-2042 (Cavernoso II)	302,00	275,87	9,5%
Leilão - CCEAR 2015 - 2044 (Colíder)	212,00	192,29	10,3%
Leilão - CCEAR 2018 - 2048 (Baixo Iguaçu)	221,00	202,37	9,2%
Concessionárias dentro do Estado do Paraná	263,00	235,12	11,9%

(a) Com PIS/COFINS. Líquida de ICMS.

## 6 Resultado Econômico-Financeiro

### Receitas (NE nº 30)

A Receita operacional líquida acumulada até março de 2023, de R\$ 5.530.666, foi 1,0% inferior aos R\$ 5.587.749 registrados no mesmo período de 2022.

Essa variação decorreu, principalmente, dos seguintes fatos:

- redução de 10,8% na Receita de fornecimento de energia elétrica, em virtude principalmente do Reajuste Tarifário Periódico - RTP 2022, que reduziu a tarifa de energia em 9,58% (11,32% em 2021), da redução do consumo de energia (carga), tendo em vista que o mercado fio da Copel Distribuição está sendo afetado pela Mini e Microgeração Distribuída - MMGD;
- redução de 10,9% na Receita de suprimento de energia elétrica, devido, principalmente, o menor volume de energia vendida em contratos bilaterais pela Copel Mercado Livre, a ausência de despacho

da UTE Araucária no 1T23, ante 238 GWh despachados no 1T22, e a menor margem da Elejor com venda de energia no comparativo entre períodos;;

- c) aumento de 18,5% na Receita de disponibilidade da rede elétrica, devido principalmente ao reajuste de 16,55% na tarifa de uso em 2022, parcialmente compensado pela redução de 3,0% do mercado fio faturado da Copel Distribuição e pela redução dos índices de inflação que corrigem os ativos de contrato de transmissão;
- d) aumento de 9,1% na receita de construção decorrente, principalmente, dos investimentos no segmento de distribuição de energia;
- e) aumento de 11,6% nas receitas de Distribuição de gás canalizado devido, basicamente, ao reajuste tarifário aprovado em janeiro de 2023 que melhorou a margem de distribuição no mercado cativo;
- f) redução de 24,7% no resultado de ativos e passivos financeiros setoriais, devido a menor constituição de ativo de parcela A;
- g) aumento de 72,5% em outras receitas operacionais principalmente pelo acréscimo de receita de arrendamentos e aluguéis de equipamentos e infraestruturas e da marcação a mercado dos contratos da Copel Comercialização.

#### **Custos e Despesas Operacionais (NE nº 31)**

O total de custos e despesas operacionais, de R\$ 4.420.514 até março de 2023, 2,4% inferior aos R\$ 4.530.050 registrados no mesmo período de 2022. Os principais destaques foram:

- a) redução de 6,1% em Energia elétrica comprada para revenda decorrente principalmente da redução das compras de energia devido a melhora no cenário hidrológico e menor variação do dólar sobre as compras de Itaipu, compensado pelo aumento da compra de energia de micro e mini geradores.
- b) redução de 11,3% em Encargos de uso da rede elétrica principalmente pela diminuição de Encargos de Serviços do Sistema – ESS em razão da redução do despacho térmico no comparativo entre períodos, compensado pelo reajuste dos contratos de uso da rede e pelo maior valor de Encargo de Energia de Reserva - EER;
- c) aumento de 50,6% na remuneração de Pessoal e administradores em virtude, principalmente, da indenização do segundo terço adicional de férias aprovado em Acordo Coletivo de Trabalho;
- d) aumento de 14,7% em material e de 41,5% em serviços de terceiros, principalmente, pela elevação dos custos com manutenção do sistema elétrico e instalações, reflexo parcial de novos ativos, e aumento de gastos com atendimento ao consumidor/call center e consultoria para o processo de aquisição dos complexos eólicos Aventura e Santa Rosa & Mundo Novo;
- e) redução de 92,1% em matéria prima e insumos para produção de energia devido a UTE Araucária não ter sido despachada, em decorrência do bom cenário hidrológico;

- f) aumento de 10,1% de depreciação e amortização em virtude, principalmente, da entrada em operação do Complexo Eólico Jandaíra, da UTE Figueira, da aquisição dos Complexos Eólicos Aventura e Santa Rosa & Mundo Novo e do aumento nos investimentos da Copel Distribuição;
- g) variação de R\$ 126.671 em Perdas de crédito, provisões e reversões decorrente principalmente da reversão de *impairment* e da diminuição das perdas de crédito esperadas em função do aumento de recuperação de faturas e dos cortes pela Copel Distribuição;
- h) aumento de 11,0% nos custos de construção decorrente, principalmente, dos investimentos no segmento de distribuição de energia;
- i) aumento de 10,5% em outros custos e despesas operacionais, em virtude de maior valor de compensação financeira pela utilização de recursos hídricos, compensando parcialmente pela diminuição de tributos e de perdas na desativação e alienação de bens.

### **Resultado da Equivalência Patrimonial**

O Resultado da Equivalência Patrimonial até março de 2023 foi 7,7% inferior ao valor registrado no mesmo período de 2022, decorrente do resultado negativo da equivalência patrimonial nas controladas em conjunto de transmissão de energia elétrica, devido a redução dos índices de inflação que corrigem os ativos de contrato de transmissão.

### **Resultado Financeiro (NE nº 32)**

A variação de 56,2% no resultado financeiro de março de 2023 comparado com o mesmo período de 2022 se deve principalmente à maior despesa de variação monetária e encargos da dívida.

### **Lucro Líquido**

O lucro líquido do período foi de R\$ 635.490, inferior em 5,1% ao apurado no mesmo período do ano anterior, de R\$ 669.791, devido principalmente ao impacto dos menores índices de inflação sobre os ativos de transmissão, ausência de despacho da UTE Araucária, menor preço de venda de energia na Elejor, aumento da despesa financeira, maior depreciação pelos novos ativos, compensado parcialmente pela menor compra de energia, melhora da Parcela B da Copel Distribuição, performance dos parques eólicos e entrada em operação de novos ativos (complexos eólicos Jandaíra, Aventura e SRMN).

### **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 o seu desempenho.

<b>Consolidado</b>				
	<b>31.03.2023</b>	<b>31.03.2022</b>	<b>Variação</b>	<b>31.12.2022</b>
<b>Cálculo do Lajida/Ebitda - operações em continuidade</b>				
Lucro líquido do período	635.490	669.791	-5,12%	1.149.321
IRPJ e CSLL diferidos	83.788	13.613	515,50%	(628.389)
Provisão para IRPJ e CSLL	161.823	273.849	-40,91%	429.267
Despesas (receitas) financeiras, líquidas	333.139	213.227	56,24%	1.966.037
<b>Lajir/Ebit</b>	<b>1.214.240</b>	<b>1.170.480</b>	<b>3,74%</b>	<b>2.916.236</b>
Depreciação e Amortização	352.650	320.378	10,07%	1.300.982
<b>Lajida/Ebitda</b>	<b>1.566.890</b>	<b>1.490.858</b>	<b>5,10%</b>	<b>4.217.218</b>
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	1.532.519	1.457.343	5,16%	4.091.473
Atribuído aos acionistas não controladores	34.371	33.515	2,55%	125.745
<b>Cálculo da Margem do Ebitda</b>				
Ebitda	1.566.890	1.490.858	5,10%	4.217.218
Receita Operacional Líquida - ROL	5.530.666	5.587.749	-1,02%	21.927.721
<b>Margem do Ebitda% (Ebitda ÷ ROL)</b>	<b>28,3%</b>	<b>26,7%</b>	<b>6,0%</b>	<b>19,2%</b>

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.

## COMPOSIÇÃO DOS GRUPOS RESPONSÁVEIS PELA GOVERNANÇA

### CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Presidente	MARCEL MARTINS MALCZEWSKI
Secretário Executivo	MARCO ANTÔNIO BARBOSA CÂNDIDO
Membros	CARLOS BIEDERMANN FERNANDO TADEU PEREZ LUCIA MARIA MARTINS CASASANTA MARCO ANTONIO BOLOGNA JORGE EDUARDO MARTINS MORAES MARIA CARMEN WESTERLUND MONTERA FAUSTO AUGUSTO DE SOUZA

### COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

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

### CONSELHO FISCAL

Presidente	DEMETRIUS NICHELE MACEI
Membros Titulares	HARRY FRANÇÓIA JÚNIOR JOSÉ PAULO DA SILVA FILHO VICTOR PINA DIAS MARCO AURELIO SANTOS CARDOSO

Membros Suplentes	ROBERTO ZANINELLI COVELO TIZON OTAMIR CESAR MARTINS VERÔNICA PEIXOTO COELHO MARCOS AURÉLIO DO NASCIMENTO DE LIMA ALEXANDRE MACHADO DE SOUZA
-------------------	---

### DIRETORIA

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

### CONTADOR

CRC-PR-043819/O-0	RONALDO BOSCO SOARES
-------------------	----------------------

### Informações sobre este relatório:

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

## RELATÓRIO SOBRE A REVISÃO DE INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS

Aos Administradores e Acionistas da  
Companhia Paranaense de Energia – COPEL

### **Introdução**

Revisamos as informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas da Companhia Paranaense de Energia - Copel (“Companhia”), contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR referente ao trimestre findo em 31 de março de 2023, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de março de 2023 e as respectivas demonstrações de resultados, de resultados abrangentes, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de três meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A Diretoria é responsável pela elaboração das informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas de acordo com o pronunciamento técnico CPC 21 (R1) - Demonstração Intermediária e com a norma internacional IAS 34 - “Interim Financial Reporting”, emitida pelo “International Accounting Standards Board - IASB”, assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais - ITR. Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações 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 sobre as informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas**

Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que as informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas incluídas nas informações trimestrais referidas anteriormente não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com o pronunciamento técnico CPC 21 (R1) e com a norma internacional IAS 34, aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais - ITR, e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela CVM.

## **Ênfase - Reapresentação das Demonstrações dos Fluxos de Caixa**

Em 10 de maio de 2023, emitimos relatório sobre a revisão das informações financeiras intermediárias da Companhia, sem modificação, que ora estão sendo reapresentadas de acordo com o CPC 23 Práticas Contábeis, Mudanças de Estimativa e Retificação de Erro. Conforme descrito na nota explicativa nº 3.5 às demonstrações financeiras intermediárias, parte dos valores de pagamentos de aquisições de imobilizado e ativo de contrato realizadas no 1º trimestre de 2023 foram apresentados como Fluxo de caixa das atividades operacionais quando deveriam ter sido apresentados como Fluxo de caixa das atividades de investimento. Nossa opinião não contém ressalva relacionada a esse assunto.

## **Outros assuntos**

### *Demonstrações do valor adicionado*

As informações financeiras intermediárias anteriormente referidas incluem as demonstrações do valor adicionado - DVA, individuais e consolidadas, referentes ao período de três meses findo em 31 de março de 2023, elaboradas sob a responsabilidade da Diretoria da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins da norma internacional IAS 34. Essas demonstrações foram submetidas a procedimentos de revisão executados em conjunto com a revisão das Informações Trimestrais - ITR, com o objetivo de concluir se elas estão conciliadas com as informações financeiras intermediárias e os registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e o seu 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 informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Curitiba, 7 de junho de 2023

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU  
Auditores Independentes Ltda.  
CRC nº 2 SP 011609/O-8 "F" PR

Jonas Dal Ponte  
Contador  
CRC nº RS 058908/O-1

**PARECER DO CONSELHO FISCAL**  
**SOBRE O REARQUIVAMENTO DO FORMULÁRIO DE INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS (ITR)**  
**ELABORADO COM BASE NAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS RELATIVAS AO**  
**PRIMEIRO TRIMESTRE DO EXERCÍCIO DE 2023**

Os membros do Conselho Fiscal da Companhia Paranaense de Energia - Copel, abaixo assinados, dentro de suas atribuições e responsabilidades legais e estatutárias, procederam ao exame do rearquivamento do formulário de informações trimestrais (ITR) elaborado com base nas Demonstrações Financeiras Intermediárias relativas ao 1º trimestre de 2023, aprovadas pelo Conselho de Administração da Companhia em reunião realizada nesta data. As minutas foram recebidas e analisadas individualmente pelos conselheiros antecipadamente à reunião e discutidas previamente com a Administração, com a auditoria independente e com o Comitê de Auditoria Estatutário da Companhia. Com base nos trabalhos desenvolvidos ao longo do respectivo trimestre, nas análises efetuadas, no acompanhamento das discussões sobre os motivos da reapresentação e nos esclarecimentos prestados pela Administração e a auditoria independente, e, considerando ainda o relatório dos Auditores Independentes Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda., emitido sem ressalvas para tal demonstração intermediária, 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 31.03.2023, conforme reapresentadas, e opinam que o formulário de informações trimestrais (ITR) elaborado com base nas referidas demonstrações podem ser divulgadas.

Curitiba, 07 de junho de 2023

**DEMETRIUS NICHELE MACEI**  
Presidente

**HARRY FRANÇÓIA JÚNIOR**

**JOSÉ PAULO DA SILVA FILHO**

**MARCO AURELIO SANTOS CARDOSO**

**VICTOR PINA DIAS**

## DECLARAÇÃO

Pelo presente instrumento, como membros da Diretoria Executiva da Companhia Paranaense de Energia - Copel, sociedade de economia mista por ações, de capital aberto, com sede na Rua José Izidoro Biazzetto, 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 Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda. relativamente às demonstrações financeiras intermediárias da Copel de 31.03.2023; e
- (II) revimos, discutimos e concordamos com as demonstrações financeiras intermediárias da Copel de 31.03.2023.

E, por ser verdade, firmamos a presente.

Curitiba, 07 de junho de 2023

Daniel Pimentel Slaviero  
Diretor Presidente

Ana Letícia Feller  
Diretora de 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 Regulatório

Vicente Loíacono Neto  
Diretor de Governança, Risco e  
Compliance