

**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 Biazzetto, 158, Bloco A, Mossunguê - Curitiba - PR

CEP 81200-240

**DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS**  
**INTERMEDIÁRIAS**

**Março/2022**

## 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 .....	15
3 Base de Preparação .....	17
4 Principais Políticas Contábeis .....	19
5 Caixa e Equivalentes de Caixa .....	19
6 Títulos e Valores Mobiliários .....	20
7 Clientes .....	20
8 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos .....	23
9 Contas a Receber Vinculadas à Concessão .....	23
10 Ativos de contrato .....	25
11 Outros Créditos .....	26
12 Tributos .....	27
13 Despesas Antecipadas .....	32
14 Partes Relacionadas .....	32
15 Depósitos Judiciais .....	33
16 Investimentos .....	33
17 Imobilizado .....	36
18 Intangível .....	39
19 Obrigações Sociais e Trabalhistas .....	40
20 Fornecedores .....	40
21 Empréstimos e Financiamentos .....	41
22 Debêntures .....	45
23 Benefícios Pós-emprego .....	47
24 Encargos Setoriais a Recolher .....	48
25 Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética .....	49
26 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão .....	50
27 Direito de uso de ativos e Passivo de arrendamentos .....	50
28 Outras Contas a Pagar .....	52
29 Provisões para Litígios e Passivo Contingente .....	53
30 Patrimônio Líquido .....	57
31 Receita Operacional Líquida .....	58
32 Custos e Despesas Operacionais .....	62
33 Resultado Financeiro .....	65
34 Segmentos Operacionais .....	65
35 Instrumentos Financeiros .....	69
36 Transações com Partes Relacionadas .....	83
37 Compromissos .....	87
38 Seguros .....	88
39 Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa .....	88
40 Operações descontinuadas .....	89
41 Eventos subsequentes .....	89
<b>COMENTÁRIO DO DESEMPENHO .....</b>	<b>90</b>
1 Linhas de Distribuição .....	90
2 Mercado de Energia .....	91
3 Administração .....	95
4 Relações com o Mercado .....	96
5 Tarifas .....	96
6 Resultado Econômico-Financeiro .....	97
<b>COMPOSIÇÃO DOS GRUPOS RESPONSÁVEIS PELA GOVERNANÇA .....</b>	<b>101</b>
<b>RELATÓRIO SOBRE A REVISÃO DAS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS .....</b>	<b>102</b>
<b>PARECER DO CONSELHO FISCAL .....</b>	<b>104</b>
<b>DECLARAÇÃO .....</b>	<b>105</b>

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

em 31 de março de 2022 e 31 de dezembro de 2021

em milhares de reais

ATIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2022	31.12.2021	31.03.2022	31.12.2021
<b>CIRCULANTE</b>					
Caixa e equivalentes de caixa	5	441.957	626.052	3.970.974	3.472.845
Titulos e valores mobiliários	6	91	91	14.662	16.121
Cauções e depósitos vinculados		-	-	167	182
Clientes	7	-	-	4.462.212	4.433.193
Dividendos a receber		1.562.757	1.558.212	69.113	68.162
Ativos financeiros setoriais	8	-	-	648.561	383.740
Contas a receber vinculadas à concessão	9	-	-	6.022	5.121
Ativos de contrato	10	-	-	165.489	148.488
Outros créditos	11	1.511	1.150	695.540	749.816
Estoques		-	-	211.997	197.779
Imposto de renda e contribuição social		16.200	3.991	140.026	151.912
Outros tributos a recuperar	12.2	-	-	1.498.886	1.508.864
Despesas antecipadas	13	2.277	528	62.973	53.649
Partes relacionadas	14	102.515	5.374	-	-
		<b>2.127.308</b>	<b>2.195.398</b>	<b>11.946.622</b>	<b>11.189.872</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>					
<b>Realizável a Longo Prazo</b>					
Titulos e valores mobiliários	6	-	-	367.911	344.937
Outros investimentos temporários		24.735	19.985	24.735	19.985
Cauções e depósitos vinculados		-	-	-	142.764
Clientes	7	-	-	81.631	82.233
Depósitos judiciais	15	132.984	131.519	590.220	591.131
Ativos financeiros setoriais	8	-	-	216.187	383.740
Contas a receber vinculadas à concessão	9	-	-	2.343.393	2.261.684
Ativos de contrato	10	-	-	7.133.529	6.739.560
Outros créditos	11	7.658	7.658	829.409	916.606
Imposto de renda e contribuição social		25.000	30.000	149.055	153.850
Imposto de renda e contribuição social diferidos	12.1	179.943	165.484	1.002.027	963.259
Outros tributos a recuperar	12.2	38.888	38.659	2.872.082	3.143.546
Despesas antecipadas	13	-	-	27	27
Partes relacionadas	14	-	150.572	-	-
		<b>409.208</b>	<b>543.877</b>	<b>15.610.206</b>	<b>15.743.322</b>
<b>Investimentos</b>	16	<b>21.855.587</b>	<b>21.144.478</b>	<b>3.093.038</b>	<b>3.042.134</b>
<b>Imobilizado</b>	17	<b>4.766</b>	<b>4.112</b>	<b>10.192.666</b>	<b>10.142.591</b>
<b>Intangível</b>	18	<b>3.897</b>	<b>3.473</b>	<b>9.241.688</b>	<b>9.215.560</b>
<b>Direito de uso de ativos</b>	27	<b>4.410</b>	<b>3.165</b>	<b>226.380</b>	<b>204.056</b>
		<b>22.277.868</b>	<b>21.699.105</b>	<b>38.363.978</b>	<b>38.347.663</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>		<b>24.405.176</b>	<b>23.894.503</b>	<b>50.310.600</b>	<b>49.537.535</b>

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

## Balancos Patrimoniais

em 31 de março de 2022 e 31 de dezembro de 2021 (continuação)

em milhares de reais

PASSIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2022	31.12.2021	31.03.2022	31.12.2021
<b>CIRCULANTE</b>					
Obrigações sociais e trabalhistas	19	24.778	36.454	590.884	604.810
Partes relacionadas	14	850	2.292	-	-
Fornecedores	20	5.059	3.353	2.098.905	2.585.735
Imposto de renda e contribuição social		-	1.813	106.146	63.946
Outras obrigações fiscais	12.2	895	34.956	385.194	440.933
Empréstimos e financiamentos	21	640.199	321.157	873.669	579.770
Debêntures	22	515.012	501.716	2.229.937	2.144.485
Dividendos a pagar		264.128	260.995	338.460	330.947
Benefícios pós-emprego	23	238	229	74.303	68.836
Encargos setoriais a recolher	24	-	-	621.175	198.386
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	25	-	-	284.021	292.495
Contas a pagar vinculadas à concessão	26	-	-	106.926	104.963
Passivos financeiros setoriais	8	-	-	67.057	139.770
Passivo de arrendamentos	27	331	301	48.690	47.240
Outras contas a pagar	28	2.814	548	466.244	370.383
PIS e Cofins a restituir para consumidores	12.2.1	-	-	12.953	7.294
		<b>1.454.304</b>	<b>1.163.814</b>	<b>8.304.564</b>	<b>7.979.993</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>					
Partes relacionadas	14	5.851	5.851	-	-
Fornecedores	20	-	-	125.249	125.249
Imposto de renda e contribuição social diferidos	12.1	-	-	1.417.209	1.364.828
Outras obrigações fiscais	12.2	3.379	3.260	594.156	594.810
Empréstimos e financiamentos	21	-	468.970	2.666.173	3.098.674
Debêntures	22	-	-	6.061.691	6.003.132
Benefícios pós-emprego	23	14.283	13.922	1.237.254	1.226.338
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	25	-	-	337.229	334.602
Contas a pagar vinculadas à concessão	26	-	-	840.376	798.996
Passivos financeiros setoriais	8	-	-	161.912	153.409
Passivo de arrendamentos	27	4.197	2.957	186.781	165.494
Outras contas a pagar	28	63.969	50.943	558.150	599.909
PIS e Cofins a restituir para consumidores	12.2.1	-	-	3.372.676	3.319.501
Provisões para litígios	29	357.828	347.762	1.606.043	1.597.365
		<b>449.507</b>	<b>893.665</b>	<b>19.164.899</b>	<b>19.382.307</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>					
<b>Atribuível aos acionistas da empresa controladora</b>					
Capital social	30.1	10.800.000	10.800.000	10.800.000	10.800.000
Ajustes de avaliação patrimonial	30.2	415.034	426.170	415.034	426.170
Reserva legal		1.457.087	1.457.087	1.457.087	1.457.087
Reserva de retenção de lucros		7.785.092	7.785.092	7.785.092	7.785.092
Dividendo adicional proposto de reserva de lucros não capitalizadas	30.4	1.368.675	1.368.675	1.368.675	1.368.675
Lucros acumulados		675.477	-	675.477	-
		<b>22.501.365</b>	<b>21.837.024</b>	<b>22.501.365</b>	<b>21.837.024</b>
<b>Atribuível aos acionistas não controladores</b>					
	16.2.2	-	-	339.772	338.211
		<b>22.501.365</b>	<b>21.837.024</b>	<b>22.841.137</b>	<b>22.175.235</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO</b>		<b>24.405.176</b>	<b>23.894.503</b>	<b>50.310.600</b>	<b>49.537.535</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 2022 e de 2021  
em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2022	31.03.2021	31.03.2022	31.03.2021
<b>OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE</b>					
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	31	-	-	5.587.749	4.985.793
Custos Operacionais	32	-	-	(4.178.804)	(3.723.177)
<b>LUCRO OPERACIONAL BRUTO</b>		-	-	<b>1.408.945</b>	<b>1.262.616</b>
<b>Outras Receitas (Despesas) Operacionais</b>					
Despesas com vendas	32	-	-	(66.890)	(49.450)
Despesas gerais e administrativas	32	(23.595)	(16.948)	(196.405)	(197.990)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	32	(18.244)	(13.796)	(87.951)	(55.690)
Resultado da equivalência patrimonial	16	711.739	654.695	112.781	86.734
		<b>669.900</b>	<b>623.951</b>	<b>(238.465)</b>	<b>(216.396)</b>
<b>LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS</b>		<b>669.900</b>	<b>623.951</b>	<b>1.170.480</b>	<b>1.046.220</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	33				
Receitas financeiras		17.082	124.295	259.875	268.329
Despesas financeiras		(37.100)	(12.014)	(473.102)	(287.461)
		<b>(20.018)</b>	<b>112.281</b>	<b>(213.227)</b>	<b>(19.132)</b>
<b>LUCRO OPERACIONAL</b>		<b>649.882</b>	<b>736.232</b>	<b>957.253</b>	<b>1.027.088</b>
<b>IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL</b>	12.3				
Imposto de renda e contribuição social		-	-	(273.849)	(282.105)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		14.459	15.562	(13.613)	14.256
		<b>14.459</b>	<b>15.562</b>	<b>(287.462)</b>	<b>(267.849)</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO PROVENIENTE DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE</b>		<b>664.341</b>	<b>751.794</b>	<b>669.791</b>	<b>759.239</b>
<b>OPERAÇÕES DESCONTINUADAS</b>					
Lucro líquido proveniente de operações descontinuadas	40	-	34.051	-	35.935
<b>LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO</b>		<b>664.341</b>	<b>785.845</b>	<b>669.791</b>	<b>795.174</b>
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações em continuidade		-	-	664.341	751.794
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações descontinuadas		-	-	-	34.051
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações em continuidade	16.2.2	-	-	5.450	9.329
<b>LUCRO LÍQUIDO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - OPERAÇÕES CONTINUADAS - em reais</b>	30.3				
Ações ordinárias		0,22870	0,26239		
Ações preferenciais classe "A"		0,25158	0,28863		
Ações preferenciais classe "B"		0,25158	0,28863		
<b>LUCRO LÍQUIDO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - em reais</b>	30.3				
Ações ordinárias		0,22870	0,27427		
Ações preferenciais classe "A"		0,25158	0,30170		
Ações preferenciais classe "B"		0,25158	0,30170		

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 2022 e de 2021  
 em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2022	31.03.2021	31.03.2022	31.03.2021
<b>LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO</b>		<b>664.341</b>	<b>785.845</b>	<b>669.791</b>	<b>795.174</b>
Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos		-	-	-	-
<b>RESULTADO ABRANGENTE DO PERÍODO</b>		<b>664.341</b>	<b>785.845</b>	<b>669.791</b>	<b>795.174</b>
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações em continuidade				664.341	751.794
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações descontinuadas				-	34.051
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações em continuidade				5.450	9.329

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

**Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido**  
 dos períodos findos em 31 de março de 2022 e de 2021  
 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						
			Custo atribuído do imobilizado	Outros resultados abrangentes	Reserva legal	Reserva de retenção de lucros	Dividendo adicional proposto	Lucros acumulados			
<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	30.2	-	(11.136)	-	-	-	-	11.136	-	-	-
Juros sobre o capital próprio	16.2.2	-	-	-	-	-	-	-	-	(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>

	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						
			Custo atribuído do imobilizado	Outros resultados abrangentes	Reserva legal	Reserva de retenção de lucros	Dividendo adicional proposto	Lucros acumulados			
<b>Saldo em 1º de janeiro de 2021</b>		<b>10.800.000</b>	<b>680.364</b>	<b>(327.015)</b>	<b>1.209.458</b>	<b>6.088.855</b>	<b>1.507.449</b>	-	<b>19.959.111</b>	<b>291.407</b>	<b>20.250.518</b>
Lucro líquido do período		-	-	-	-	-	-	785.845	785.845	9.329	795.174
<b>Resultado abrangente total do período</b>		-	-	-	-	-	-	<b>785.845</b>	<b>785.845</b>	<b>9.329</b>	<b>795.174</b>
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos		-	(12.811)	-	-	-	-	12.811	-	-	-
Dividendos		-	-	-	-	-	(1.507.449)	-	(1.507.449)	-	(1.507.449)
<b>Saldo em 31 de março de 2021</b>		<b>10.800.000</b>	<b>667.553</b>	<b>(327.015)</b>	<b>1.209.458</b>	<b>6.088.855</b>	-	<b>798.656</b>	<b>19.237.507</b>	<b>300.736</b>	<b>19.538.243</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 2022 e de 2021

em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2022	31.03.2021	31.03.2022	31.03.2021
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>					
Lucro líquido do período proveniente de operações em continuidade		664.341	751.794	669.791	759.239
Lucro líquido do período proveniente de operações descontinuadas		-	34.051	-	35.935
<b>Lucro líquido do período</b>		<b>664.341</b>	<b>785.845</b>	<b>669.791</b>	<b>795.174</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		16.619	(99.496)	314.031	109.984
Juros efetivos - bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas	9.3	-	-	(41.919)	(30.795)
Remuneração de contratos de concessão de transmissão	10.3	-	-	(267.530)	(198.289)
Recuperação de PIS/Pasep e Cofins sobre ICMS	12.2.1	-	-	(8.331)	(3.400)
Imposto de renda e contribuição social	12.3	-	-	273.849	282.105
Imposto de renda e contribuição social diferidos	12.3	(14.459)	(15.562)	13.613	(14.256)
Resultado da equivalência patrimonial	16.1	(710.607)	(654.695)	(112.781)	(86.734)
Apropriação de obrigações de benefícios pós emprego	23.4	1.877	1.431	66.524	60.206
Constituição para programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	25.1	-	-	41.434	41.137
Reconhecimento do valor justo do ativo indenizável da concessão	31	-	-	(42.549)	(28.870)
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	31	-	-	(357.229)	(397.078)
Depreciação e amortização	32	601	547	320.378	256.976
Perdas estimadas, provisões e reversões operacionais líquidas	32.4	22.928	11.653	115.948	65.962
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios		-	-	(180)	(180)
Valor justo nas operações de compra e venda de energia no mercado ativo	31.1 e 32.1	-	-	21.834	(1.133)
Valor justo nas operações com derivativos	33	-	-	2.907	(3.899)
Baixas de contas a receber vinculadas à concessão	9.1	-	-	16	85
Baixas de ativos de contrato	10.1	-	-	3.636	902
Resultado das baixas de imobilizado	17.2	-	-	405	2.610
Resultado das baixas de intangíveis	18.1 e 18.4	-	-	12.943	8.258
Resultado das baixas de direito de uso de ativos e passivo de arrendamentos - líquido	27.1 e 27.2	-	-	(23)	(10)
		<b>(18.700)</b>	<b>29.723</b>	<b>1.026.767</b>	<b>858.755</b>
<b>Redução (aumento) dos ativos</b>					
Clientes		-	-	85.124	269.563
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos		14	285.013	4.127	341
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná		-	92.320	-	92.320
Depósitos judiciais		(212)	995	9.931	(2.419)
Ativos financeiros setoriais	8	-	-	224.089	131.903
Outros créditos		(361)	(254)	129.138	(29.112)
Estoques		-	-	(14.218)	3.774
Imposto de renda e contribuição social a recuperar		(6.063)	18.808	(23.502)	(6.995)
Outros tributos a recuperar		663	(358)	49.080	(111.465)
Despesas antecipadas		(1.749)	150	(9.324)	4.713
Partes relacionadas		155.820	(15.914)	-	(1.059)
		<b>148.112</b>	<b>380.760</b>	<b>454.445</b>	<b>351.564</b>
<b>Aumento (redução) dos passivos</b>					
Obrigações sociais e trabalhistas		(11.676)	1.825	42.191	59.332
Partes relacionadas		(1.442)	(354)	-	-
Fornecedores		1.706	1.950	(478.058)	(286.370)
Outras obrigações fiscais		(30.374)	(13.867)	196.852	(83.766)
Benefícios pós-emprego	23.4	(1.507)	(1.287)	(50.141)	(48.406)
Encargos setoriais a recolher		-	-	422.789	(2.710)
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	25.1	-	-	(55.326)	(24.622)
Contas a pagar vinculadas à concessão	26.1	-	-	(26.846)	(21.667)
Outras contas a pagar		550	(320)	40.232	1.255
Provisões para litígios quitadas	29.1	(10)	(27.219)	(65.962)	(57.232)
		<b>(42.753)</b>	<b>(39.272)</b>	<b>25.731</b>	<b>(464.186)</b>
<b>CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>		<b>86.659</b>	<b>371.211</b>	<b>1.506.943</b>	<b>746.133</b>
Imposto de renda e contribuição social pagos		(1.813)	-	(125.556)	(146.433)
Encargos de empréstimos e financiamentos pagos	21.3	(22.967)	(6.251)	(77.479)	(40.753)
Encargos de debêntures pagos	22.2	(40)	(3.474)	(115.772)	(67.877)
Encargos de passivo de arrendamentos pagos	27.2	(80)	(13)	(4.653)	(753)
<b>CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE</b>		<b>61.759</b>	<b>361.473</b>	<b>1.183.483</b>	<b>490.317</b>
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS		-	(34.051)	-	33.404
<b>CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>		<b>61.759</b>	<b>327.422</b>	<b>1.183.483</b>	<b>523.721</b>

(continua)

## Demonstrações dos Fluxos de Caixa

dos períodos de três meses findos em 31 de março de 2022 e de 2021 (continuação)  
em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2022	31.03.2021	31.03.2022	31.03.2021
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>					
Aplicações financeiras		(4.750)	1.847	116.514	(16.182)
Empréstimos concedidos a partes relacionadas		(100.000)	-	-	-
Recebimento de empréstimos concedidos a partes relacionadas		-	6.500	-	-
Aquisições de ativos de contrato		-	-	(534.968)	(339.305)
Aportes em investimentos	16.1	(4.830)	(2.270)	(4.830)	(100)
Redução de capital em investidas	16.1	-	53.000	61.536	-
Aquisições de imobilizado		(789)	(173)	(170.806)	(51.628)
Aquisições de intangível	18.4	(509)	(281)	(1.567)	(2.023)
<b>CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE</b>		<b>(110.878)</b>	<b>58.623</b>	<b>(534.121)</b>	<b>(409.238)</b>
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS		-	-	-	(23.474)
<b>CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>		<b>(110.878)</b>	<b>58.623</b>	<b>(534.121)</b>	<b>(432.712)</b>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>					
Ingressos de empréstimos e financiamentos	21.3	-	-	55.788	-
Amortizações de principal de empréstimos e financiamentos	21.3	(134.894)	-	(189.291)	(53.319)
Amortizações de principal de debêntures	22.2	-	(300.000)	(5.492)	(314.012)
Amortizações de principal de passivo de arrendamentos	27.2	(76)	(67)	(12.232)	(12.676)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos		(6)	-	(6)	(4.489)
<b>CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE</b>		<b>(134.976)</b>	<b>(300.067)</b>	<b>(151.233)</b>	<b>(384.496)</b>
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS		-	-	-	(754)
<b>CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>		<b>(134.976)</b>	<b>(300.067)</b>	<b>(151.233)</b>	<b>(385.250)</b>
<b>TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>		<b>(184.095)</b>	<b>85.978</b>	<b>498.129</b>	<b>(294.241)</b>
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	5	626.052	42.700	3.472.845	3.222.768
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	5	441.957	128.678	3.970.974	2.924.126
Variação de caixa e equivalentes de caixa proveniente de operações descontinuadas		-	-	-	4.401
<b>VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>		<b>(184.095)</b>	<b>85.978</b>	<b>498.129</b>	<b>(294.241)</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 2022 e de 2021**  
**em milhares de reais**

VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	Controladora		Consolidado	
	31.03.2022	31.03.2021	31.03.2022	31.03.2021
<b>Receitas</b>				
Venda de energia e outros serviços	-	-	8.285.165	6.511.311
Receita de construção	-	-	523.815	448.148
Valor justo do ativo indenizável da concessão	-	-	42.549	28.870
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	-	-	357.229	397.078
Outras receitas	4.789	-	14.369	5.657
Perdas de crédito esperadas	-	-	(51.437)	(41.891)
	<b>4.789</b>	-	<b>9.171.690</b>	<b>7.349.173</b>
<b>( - ) Insumos adquiridos de terceiros</b>				
Energia elétrica comprada para revenda	-	-	2.128.950	1.875.648
Encargos de uso da rede elétrica ( - ) ESS e EER	-	-	469.483	461.781
Material, insumos e serviços de terceiros	7.184	6.475	289.557	545.035
Gás natural e insumos para operações de gás	-	-	240.358	121.128
Custo de construção	-	-	460.483	407.687
Perda de valores ativos	-	17	30.144	18.486
Reversão de perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos - <i>Impairment</i>	-	-	1.629	(1.394)
Outros insumos	25.867	17.044	92.961	71.930
	<b>33.051</b>	<b>23.536</b>	<b>3.713.565</b>	<b>3.500.301</b>
<b>( = ) VALOR ADICIONADO BRUTO</b>	<b>(28.262)</b>	<b>(23.536)</b>	<b>5.458.125</b>	<b>3.848.872</b>
<b>( - ) Depreciação e amortização</b>	<b>601</b>	<b>547</b>	<b>320.378</b>	<b>256.976</b>
<b>( + ) Valor adicionado transferido</b>				
Resultado da equivalência patrimonial	711.739	654.695	112.781	86.734
Receitas financeiras	17.082	124.295	259.875	268.329
Outras receitas	182	4	82.871	52.404
	<b>729.003</b>	<b>778.994</b>	<b>455.527</b>	<b>407.467</b>
<b>Valor adicionado proveniente de operações descontinuadas</b>	-	<b>34.051</b>	-	<b>114.028</b>
	<b>700.140</b>	<b>788.962</b>	<b>5.593.274</b>	<b>4.113.391</b>

(continua)

## Demonstrações do Valor Adicionado

dos períodos de três meses findos em 31 de março de 2022 e de 2021 (continuação)  
 em milhares de reais

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO	Controladora				Consolidado			
	31.03.2022	%	31.03.2021	%	31.03.2022	%	31.03.2021	%
<b>Pessoal</b>								
Remunerações e honorários	7.643		2.472		201.515		196.077	
Planos previdenciário e assistencial	1.759		707		68.085		61.838	
Auxílio alimentação e educação	645		402		25.723		25.754	
Encargos sociais - FGTS	494		144		13.674		13.316	
Programa de desligamentos voluntários	(2.087)		-		(7.880)		-	
Provisões por desempenho e participação nos lucros	2.066		2.219		54.305		70.276	
	<b>10.520</b>	<b>1,5</b>	<b>5.944</b>	<b>0,8</b>	<b>355.422</b>	<b>6,4</b>	<b>367.261</b>	<b>8,9</b>
<b>Governo</b>								
Federal								
Tributos	(12.431)		(13.923)		700.400		578.085	
Encargos setoriais	-		-		1.858.746		864.470	
Estadual	7		10		1.526.186		1.134.296	
Municipal	881		2		4.779		5.513	
	<b>(11.543)</b>	<b>(1,6)</b>	<b>(13.911)</b>	<b>(1,8)</b>	<b>4.090.111</b>	<b>73,1</b>	<b>2.582.364</b>	<b>62,8</b>
<b>Terceiros</b>								
Juros	36.726		10.956		468.900		286.234	
Arrendamentos e aluguéis	96		128		8.816		4.234	
Doações, subvenções e contribuições	-		-		234		31	
	<b>36.822</b>	<b>5,3</b>	<b>11.084</b>	<b>1,4</b>	<b>477.950</b>	<b>8,5</b>	<b>290.499</b>	<b>7,1</b>
<b>Acionistas</b>								
Lucros retidos	664.341		751.794		664.341		749.910	
Participações de acionistas não controladores	-		-		5.450		9.329	
	<b>664.341</b>	<b>94,8</b>	<b>751.794</b>	<b>95,3</b>	<b>669.791</b>	<b>12,0</b>	<b>759.239</b>	<b>18,5</b>
<b>Valor adicionado distribuído proveniente de operações descontinuadas</b>	-	-	<b>34.051</b>	<b>4,3</b>	-	-	<b>114.028</b>	<b>2,7</b>
	<b>700.140</b>	<b>100,0</b>	<b>788.962</b>	<b>100,0</b>	<b>5.593.274</b>	<b>100,0</b>	<b>4.113.391</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 2022**

**em milhares de reais**

### **1 Contexto Operacional**

A Companhia Paranaense de Energia (Copel, Companhia ou Controladora), com sede na Rua José Izidoro Biazzetto, 158, Bloco A, Curitiba - PR, é 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 também negociadas 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.

#### **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). Não ocorreram alterações, aquisições e alienações em relação às participações societárias de 31.12.2021.

### 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
Elejor - 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/RN	Controle e gestão de participações	68,84	Copel GeT
			31,16	Brow nfield
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 Paraíba IV SPE S.A.	Serra do Mel/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Serra do Mel

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

(a) Holding de 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)

Consórcio	Consorticiados	Participação %
Consórcio Energético Cruzeiro do Sul (NE nº 17.3)	Copel GeT	51,0
	Eletrosul Centrais Elétricas S.A.	49,0
Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu (NE nº 17.3)	Copel GeT	30,0
	Geração Céu Azul S.A. (controlada da Neoenergia S.A.)	70,0
Consórcio Copel Energia a Gás Natural (a)	Copel	49,0
	Shell Brasil Petróleo Ltda.	51,0

#### a) **Consórcio Copel Energia a Gás Natural**

Constituído em julho de 2020 com a finalidade de desenvolver estudos de viabilidade técnica, econômico-financeira e socioambiental de projetos de geração termelétrica a gás natural. O objeto previsto para o consórcio se encontra em desenvolvimento.

## 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
Eleur	Contrato de concessão nº 125/2001 - UHE Fundão	70	11.06.2040
	Contrato de concessão nº 125/2001 - UHE Santa Clara	70	10.05.2040
	Autorização - Resoluções nºs 753 e 757/2002 - PCHs Fundão I e Santa Clara I	70	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	06.07.2024
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 Eólioelétrica - EOL

#### 2.1.1 Compagas

A Compagas tem contrato de concessão firmado com o Poder Concedente, o Estado do Paraná, que determina vigência de 30 anos a partir de 06.07.1994.

Em 07.12.2017, o Estado do Paraná publicou a Lei Complementar nº 205, trazendo nova interpretação quanto ao término de vencimento da concessão que ocorria em 20.01.2019. Houve um entendimento entre os acionistas de que a lei poderia ser questionada e a Compagas entrou com ação judicial, pela inconstitucionalidade da Lei. Foi deferida tutela provisória à Compagas reconhecendo a validade da cláusula de vencimento prevista em contrato. Em 1º.12.2020, foi emitida a Lei Complementar nº 227 que revogou o artigo 15 da Lei Complementar nº 205/17, mantendo o vencimento da concessão em 06.07.2024.

Em 23.07.2021, a Secretaria do Planejamento e Projetos Estruturantes do Estado do Paraná submeteu para consulta pública o Plano Estadual para o Setor de Distribuição de Gás Canalizado, abrangendo a proposta de prorrogação da concessão da Compagas por 30 anos, contados a partir de 06.07.2024. A proposta contempla a celebração de novo contrato de concessão, com alteração da estrutura tarifária da concessão de preço por custo para tarifa teto. Em 22.02.2022 foi realizada Audiência Pública por meio de videoconferência para coletar sugestões e contribuições ao Plano Estadual do Gás e Prorrogação da Concessão. O Relatório Final da audiência não foi divulgado até a autorização para emissão destas demonstrações financeiras intermediárias.

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

Copel GeT	Participação %	Vencimento	
<b>CONCESSÕES ONEROSAS PELO DIREITO DE USO DO BEM PÚBLICO - UBP</b>			
<b>Contrato de Concessão de geração nº 001/2007</b> - UHE Gov. Jayme Canet Júnior (Mauá)	51	27.05.2047	
<b>Contrato de Concessão nº 001/2011</b> - UHE Colíder	100	30.01.2046	
<b>Autorização - Portaria nº 133/2011</b> - PCH Cavernoso II	100	06.12.2050	
<b>Contrato de Concessão nº 002/2012</b> - UHE Baixo Iguçu	30	03.12.2049	
<b>Contrato de Concessão nº 007/2013</b>			
UHE Apucarantina	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>			
<b>Contrato de Concessão nº 045/1999</b>			
UTE Figueira (NE nº 35.2.6)	100	27.03.2019	
UHE São Jorge (NE nº 35.2.6)	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	
<b>Contrato de Concessão nº 001/2020</b>			
UHE Guaricana	100	21.07.2028	
<b>Autorização - Resolução nº 278/1999</b> - EOL Palmas	100	29.09.2029	
<b>Despacho nº 182/2002</b> - Central Geradora Hidrelétrica - CGH Melissa, CGH Pitangui e CGH Salto do Vau (apenas registro na Aneel)	100	-	
<b>Contrato de Concessão nº 003/2016</b> - UHE Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (GPS)	100	03.01.2053	
<b>UHE Marumbi - Declaração de registro de central geradora: CGH.PHPR.001501-6.02</b>	100	-	
<b>Resolução Autorizativa Aneel nº 5373/2015</b> - 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 17.5.1)	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 35.2.6)	Contrato de Concessão de Geração nº 002/2020	100	21.12.2024
Jandaíra I Energias Renováveis (a)	Portaria nº 140/2020 - EOL Jandaíra I	100	02.04.2055
Jandaíra II Energias Renováveis (a)	Portaria nº 141/2020 - EOL Jandaíra II	100	02.04.2055
Jandaíra III Energias Renováveis (a)	Portaria nº 142/2020 - EOL Jandaíra III	100	02.04.2055
Jandaíra IV Energias Renováveis (a)	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

(a) Empreendimentos em construção. Em abril de 2022 iniciaram as operações em teste na Jandaíra III (NE nº 17.5.2).

Copel GeT	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 - Jaguaraiá	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>	100	12.01.2042
	LT 230 kV Cascavel Oeste - Umuarama		
	SE Umuarama 230/138 kV		
<b>Caiuá Transmissora</b>	<b>Contrato nº 007/2012:</b>	49	10.05.2042
	LT 230 kV Umuarama - Guaíra		
	LT 230 kV Cascavel Oeste - Cascavel Norte		
	SE Santa Quitéria 230/138/13,8 kV		
	SE Cascavel Norte 230/138/13,8 kV		
<b>Marumbi Transmissora</b>	<b>Contrato nº 008/2012:</b>	100	10.05.2042
	LT 525 kV Curitiba - Curitiba Leste		
	SE Curitiba Leste 525/230 kV		
<b>Integração Maranhense</b>	<b>Contrato nº 011/2012:</b> LT 500 kV Açailândia - Miranda II	49	10.05.2042
<b>Matrinchá Transmissora</b>	<b>Contrato nº 012/2012:</b>	49	10.05.2042
	LT 500 kV Paranaíba - Cláudia		
	LT 500 kV Cláudia - Paranatinga		
	LT 500 kV Paranatinga - Ribeirãozinho		
	SE Paranaíba 500 kV		
	SE Cláudia 500 kV		
	SE Paranatinga 500 kV		
<b>Guaraciaba Transmissora</b>	<b>Contrato nº 013/2012:</b>	49	10.05.2042
	LT 500 kV Ribeirãozinho - Rio Verde Norte		
	LT 500 kV Rio Verde Norte - Marimbondo II		
	SE Marimbondo II 500 kV		
<b>Paranaíba Transmissora</b>	<b>Contrato nº 007/2013:</b>	24,5	02.05.2043
	LT 500 kV Barreiras II - Rio das Éguas		
	LT 500 kV Rio das Éguas - Luziânia		
	LT 500 kV Luziânia - Pirapora 2		
<b>Mata de Santa Genebra</b>	<b>Contrato nº 001/2014:</b>	50,1	14.05.2044
	LT 500 kV Itatiba - Bateias		
	LT 500 kV Araraquara 2 - Itatiba		
	LT 500 kV Araraquara 2 - Fernão Dias		
	SE Santa Bárbara D'Oeste 440 kV		
	SE Itatiba 500 kV		
	SE Fernão Dias 500/440 kV		
<b>Cantareira Transmissora</b>	<b>Contrato nº 019/2014:</b> LT Estreito - Fernão Dias	49	05.09.2044
<b>Uirapuru Transmissora</b>	<b>Contrato nº 002/2005:</b> LT 525 kV Ivaiporã - Londrina	100	04.03.2035

(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 Administração declara que todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras intermediárias individuais e consolidadas estão sendo evidenciadas e que correspondem às utilizadas na gestão.

A emissão destas demonstrações financeiras intermediárias individuais e consolidadas foi aprovada pelo Conselho de Administração em 11.05.2022.

### **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 estimativas e premissas são revisadas de forma contínua e estas revisões 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 3.4 das demonstrações financeiras de 31.12.2021.

### **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.

## 4 Principais Políticas Contábeis

As políticas contábeis da Companhia são consistentes com aquelas apresentadas nas demonstrações financeiras de 31.12.2021.

### 4.1 Pronunciamentos aplicáveis à Companhia a partir de 1º.01.2022

A partir de 1º.01.2022 estão vigentes as alterações a seguir, sem impactos significativos nas demonstrações contábeis da Companhia:

- (i) CPC 25 / IAS 37: especificação sobre custos para cumprir contrato oneroso;
- (ii) CPC 27 / IAS 16: definições sobre recursos antes do uso pretendido;
- (iii) CPC 15 / IFRS 3: atualização da norma, tendo em vista as modificações da Estrutura Conceitual;
- (iv) Melhorias Anuais ao Ciclo de IFRSs 2018 - 2020: compreendem modificações no CPC 37 / IFRS 1, CPC 48 / IFRS 9, IFRS 16/ CPC 06 e CPC 29 / IAS 41.

## 5 Caixa e Equivalentes de Caixa

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2022	31.12.2021	31.03.2022	31.12.2021
Caixa e bancos conta movimento	265	163	323.130	231.372
Aplicações financeiras de liquidez imediata	441.692	625.889	3.647.844	3.241.473
	<b>441.957</b>	<b>626.052</b>	<b>3.970.974</b>	<b>3.472.845</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 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 são remuneradas entre 78,0% e 101,5% da taxa de variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

## 6 Títulos e Valores Mobiliários

A Companhia e suas controladas possuem títulos e valores mobiliários que rendem taxas de juros variáveis. O prazo desses títulos varia de 4 a 58 meses a partir do final do período de relatório.

Categoria	Indexador	Controladora		Consolidado	
		31.03.2022	31.12.2021	31.03.2022	31.12.2021
Cotas de fundos de investimentos (a)	CDI	91	91	313.632	284.852
Certificados de Depósitos Bancários - CDB	96% a 101% do CDI	-	-	54.370	61.635
Letras do Tesouro Nacional - LTN	10,92% a.a.	-	-	14.571	14.571
		<b>91</b>	<b>91</b>	<b>382.573</b>	<b>361.058</b>
	<b>Circulante</b>	<b>91</b>	<b>91</b>	<b>14.662</b>	<b>16.121</b>
	<b>Não circulante</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>367.911</b>	<b>344.937</b>

Certificado de Depósito Interbancário - CDI

Taxa de juros equivalente à taxa referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - Selic

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

## 7 Clientes

Consolidado	Saldos vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Saldo	Saldo
				31.03.2022	31.12.2021
<b>Consumidores</b>					
Residencial	536.158	324.128	42.234	902.520	858.070
Industrial	230.639	28.306	58.329	317.274	329.910
Comercial	353.799	78.255	32.026	464.080	442.902
Rural	128.220	35.413	3.707	167.340	151.459
Poder público	59.052	2.742	267	62.061	58.532
Iluminação pública	53.332	176	9	53.517	55.943
Serviço público	62.199	985	415	63.599	62.350
Fornecimento não faturado - cativos	874.109	-	-	874.109	948.418
Parcelamento de débitos - cativos (7.1)	269.586	36.416	68.913	374.915	343.667
Subsídio baixa renda - Eletrobras	25.688	-	-	25.688	17.712
Consumidores livres	226.742	1.520	1.731	229.993	174.495
Outros créditos	70.113	25.262	82.900	178.275	157.526
Bônus por redução voluntária de consumo (7.4)	(10.729)	-	-	(10.729)	(134.890)
	<b>2.878.908</b>	<b>533.203</b>	<b>290.531</b>	<b>3.702.642</b>	<b>3.466.094</b>
<b>Concessionárias, permissionárias e comercializadoras</b>					
Contratos bilaterais	262.531	44	1.367	263.942	210.632
Contratos regulados	214.536	936	5.318	220.790	223.237
CCEE (7.2)	76.295	-	119.665	195.960	467.529
<b>Suprimento de energia elétrica</b>	<b>553.362</b>	<b>980</b>	<b>126.350</b>	<b>680.692</b>	<b>901.398</b>
<b>Encargos de uso da rede elétrica</b>	<b>343.867</b>	<b>2.442</b>	<b>13.425</b>	<b>359.734</b>	<b>362.070</b>
<b>Distribuição de gás</b>	<b>114.063</b>	<b>15</b>	<b>11.043</b>	<b>125.121</b>	<b>90.465</b>
<b>(-) Perdas de créditos esperadas (7.3)</b>	<b>(13.496)</b>	<b>(26.908)</b>	<b>(283.942)</b>	<b>(324.346)</b>	<b>(304.601)</b>
	<b>3.876.704</b>	<b>509.732</b>	<b>157.407</b>	<b>4.543.843</b>	<b>4.515.426</b>
	<b>Circulante</b>			<b>4.462.212</b>	<b>4.433.193</b>
	<b>Não circulante</b>			<b>81.631</b>	<b>82.233</b>

### 7.1 Parcelamento de débitos - cativos

Os saldos de parcelamento de débitos estão a valor presente, em 31.03.2022, considerando o montante a ser descontado, as datas de realização, as datas de liquidação e a taxa de desconto de 1,13% a.m.

## **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. A ação principal aguarda seu julgamento de mérito.

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

<b>Consolidado</b>	<b>Saldo em 1º.01.2022</b>	<b>Adições / (reversões)</b>	<b>Perdas</b>	<b>Saldo em 31.03.2022</b>
<b>Consumidores</b>				
Residencial	50.268	32.636	(21.723)	61.181
Industrial	42.431	11.799	(2.003)	52.227
Comercial	58.294	10.220	(4.857)	63.657
Rural	2.960	1.353	(754)	3.559
Poder público	381	306	(23)	664
Iluminação pública	11	2	-	13
Serviço público	(27)	1.441	(34)	1.380
Não faturado - cativos	2.474	(703)	-	1.771
Ajuste a valor presente	(1.504)	(365)	-	(1.869)
	<b>155.288</b>	<b>56.689</b>	<b>(29.394)</b>	<b>182.583</b>
<b>Concessionárias, permissionárias e comercializadoras</b>				
CCEE (7.2)	119.665	-	-	119.665
Concessionárias e permissionárias	19.763	(7.720)	11	12.054
	<b>139.428</b>	<b>(7.720)</b>	<b>11</b>	<b>131.719</b>
<b>Distribuição de gás</b>	<b>9.885</b>	<b>159</b>	<b>-</b>	<b>10.044</b>
	<b>304.601</b>	<b>49.128</b>	<b>(29.383)</b>	<b>324.346</b>

### 7.4 Programa de incentivo à redução voluntária do consumo de energia elétrica

Em função do cenário de escassez hídrica vivenciado ao longo dos últimos anos, o Governo Federal propôs a criação do Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica, no âmbito da Câmara de Regras Excepcionais para a Gestão Hidroenergética (CREG), com o propósito de incentivar os consumidores a reduzirem seu consumo de energia e, desta forma, evitar a contratação de usinas mais caras.

Para ter direito ao bônus, o consumidor deveria reduzir seu consumo de energia nos meses de setembro a dezembro de 2021, de tal forma que a soma dos consumos neste período fosse, ao menos, 10% menor em relação à soma verificada no mesmo período de 2020. Os consumidores que atingiram a meta de redução receberam um bônus de R\$ 0,50 por quilowatt-hora (kWh) do total da energia economizada entre setembro e dezembro de 2021, em relação ao mesmo período de 2020 limitado a 20% da energia economizada.

O programa vem sendo custeado pelos Encargos de Serviço do Sistema - ESS. O bônus creditado nas faturas dos consumidores elegíveis de janeiro, fevereiro e março de 2022 está sendo reembolsado às distribuidoras pela CCEE. Tendo em vista que o valor do bônus deixou de ser um conta a receber dos consumidores e passou a ser um crédito junto à CCEE, o montante inicialmente registrado na rubrica de Clientes foi reclassificado para a rubrica de Outros Créditos (NE nº 11.1).

## 8 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos

O saldo é constituído por valores homologados pela Aneel no reajuste tarifário 2021 e por valores que serão homologados nos próximos eventos tarifários.

Consolidado	Saldo em 1º.01.2022	Receita Operacional		Resultado financeiro	Bandeiras tarifárias	Balço Patrimonial	Saldo em 31.03.2022
		Constituição	Amortização	Atualização		Constituição	
<b>Parcela A</b>							
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu	1.286.966	58.078	(167.873)	26.918	-	-	1.204.089
Energia elétrica comprada p/ revenda - CVA Energ	(475.842)	(204.935)	66.521	(5.085)	40.107	-	(579.234)
Transporte de energia pela rede básica	180.521	(27.509)	(81.787)	4.176	-	-	75.401
Transporte de energia comprada de Itaipu	14.018	(5.770)	(8.439)	341	-	-	150
ESS	531.280	313.164	(12.914)	12.558	(259.483)	-	584.605
CDE	(18.786)	209.501	(19.890)	2.456	-	-	173.281
Proinfa	10.501	38.212	(5.669)	1.037	-	-	44.081
<b>Outros componentes financeiros</b>							
Devolução Pts e Cofins (NE nº 12.2.1)	(337.350)	-	175.500	-	-	-	(161.850)
Neutralidade	81.177	(14.980)	(17.569)	1.171	-	-	49.799
Compensação acordos bilaterais CCEAR	(184)	-	96	-	-	-	(88)
Risco hidrológico	(604.152)	(154.066)	123.125	(11.537)	-	-	(646.630)
Devoluções tarifárias	(198.997)	(27.050)	28.673	(4.085)	-	-	(201.459)
Sobrecontratação	(78.596)	22.076	(24.173)	(2.989)	-	-	(83.682)
Bônus Itaipu	(26.451)	25.743	-	(476)	-	(4.713)	(5.897)
Outros	110.196	57.156	12.008	3.853	-	-	183.213
	<b>474.301</b>	<b>289.620</b>	<b>67.609</b>	<b>28.338</b>	<b>(219.376)</b>	<b>(4.713)</b>	<b>635.779</b>
Ativo circulante	<b>383.740</b>						<b>648.561</b>
Ativo não circulante	<b>383.740</b>						<b>216.187</b>
Passivo circulante	<b>(139.770)</b>						<b>(67.057)</b>
Passivo não circulante	<b>(153.409)</b>						<b>(161.912)</b>

## 9 Contas a Receber Vinculadas à Concessão

Consolidado	31.03.2022	31.12.2021
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (9.1)	1.238.639	1.200.708
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (9.2)	253.356	233.026
Bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas (9.3)	753.312	730.851
Contrato de concessão de geração de energia elétrica (9.4)	104.108	102.220
	<b>2.349.415</b>	<b>2.266.805</b>
	<b>Circulante</b>	<b>6.022</b>
	<b>Não circulante</b>	<b>5.121</b>
	<b>2.343.393</b>	<b>2.261.684</b>

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

Em 1º.01.2022	1.200.708
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10.1)	9.477
Reconhecimento do valor justo	28.470
Baixas	(16)
<b>Em 31.03.2022</b>	<b>1.238.639</b>

O saldo do contrato de concessão da distribuidora é mensurado a valor justo e seu recebimento é assegurado pelo Poder Concedente por meio de indenização quando da reversão desses ativos ao término da concessão.

## 9.2 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

<b>Em 1º.01.2022</b>	<b>233.026</b>
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10.2)	607
Transferência de ativo intangível (NE nº 18.3)	5.644
Reconhecimento do valor justo	14.079
<b>Em 31.03.2022</b>	<b>253.356</b>

## 9.3 Bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas

<b>Em 1º.01.2022</b>	<b>730.851</b>
Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes	(19.458)
Juros efetivos (NE nº 31.1)	41.919
<b>Em 31.03.2022</b>	<b>753.312</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.

## 9.4 Contrato de concessão de geração de energia elétrica

<b>Em 1º.01.2022</b>	<b>102.220</b>
Remuneração	1.888
<b>Em 31.03.2022</b>	<b>104.108</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.

Apesar de o Poder Concedente ainda não ter divulgado a forma do pagamento da remuneração dos ativos, a expectativa da Administração sobre a indenização desses ativos indica a recuperabilidade do saldo registrado, baseada na metodologia de compensação determinada pela Aneel.

A Copel GeT manifestou tempestivamente à Aneel o interesse no recebimento do valor indenizável. A formalização da comprovação de realização dos respectivos investimentos àquela agência reguladora ocorreu em 17.12.2015.

## 10 Ativos de contrato

<b>Consolidado</b>	<b>31.03.2022</b>	<b>31.12.2021</b>
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (10.1)	2.058.379	1.798.195
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (10.2)	24.902	29.815
Contratos de concessão de transmissão (10.3)	5.215.737	5.060.038
	<b>7.299.018</b>	<b>6.888.048</b>
	<b>Circulante</b>	<b>165.489</b>
	<b>Não circulante</b>	<b>7.133.529</b>
		<b>148.488</b>
		<b>6.739.560</b>

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

<b>Consolidado</b>	<b>Ativo</b>	<b>Obrigações especiais</b>	<b>Total</b>
<b>Em 1º.01.2022</b>	<b>1.851.866</b>	<b>(53.671)</b>	<b>1.798.195</b>
Adições	530.443	-	530.443
Participação financeira do consumidor	-	(44.002)	(44.002)
Provisão para litígios adicionada ao custo das obras	(419)	-	(419)
Transferências para o intangível (NE nº 18.1)	(245.492)	32.767	(212.725)
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 9.1)	(13.781)	4.304	(9.477)
Baixas	(3.636)	-	(3.636)
<b>Em 31.03.2022</b>	<b>2.118.981</b>	<b>(60.602)</b>	<b>2.058.379</b>

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

<b>Em 1º.01.2022</b>	<b>29.815</b>
Aquisições	2.033
Transferências para o intangível (NE nº 18.3)	(6.339)
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 9.2)	(607)
<b>Em 31.03.2022</b>	<b>24.902</b>

### 10.3 Contratos de concessão de transmissão

	<b>Ativo concessões</b>	<b>Ativo RBSE</b>	<b>Total</b>
<b>Em 1º.01.2022</b>	<b>3.632.386</b>	<b>1.427.652</b>	<b>5.060.038</b>
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	180	-	180
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(96.064)	(47.147)	(143.211)
Transferências para o imobilizado	(368)	-	(368)
Transferência de litígios	(1.767)	-	(1.767)
Remuneração	180.441	76.743	257.184
Receita de construção	33.335	-	33.335
Margem de construção	550	-	550
Ganho por eficiência (10.3.1)	9.796	-	9.796
<b>Em 31.03.2022</b>	<b>3.758.489</b>	<b>1.457.248</b>	<b>5.215.737</b>

### 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

	31.03.2022		31.12.2021	
	Ativo concessões	Ativo RBSE	Ativo concessões	Ativo RBSE
Margem de construção	1,65%	N/A	1,65%	N/A
Margem de operação e manutenção	1,65%	N/A	1,65%	N/A
Taxa de remuneração (a)	9,57% a.a.	9,47% a.a.	9,56% a.a.	9,54% a.a.
Índice de correção dos contratos	IPCA (b)	IPCA	IPCA (b)	IPCA
RAP anual, conforme Resolução Homologatória	456.499	192.288	456.499	192.288

(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	
	31.03.2022	31.12.2021	31.03.2022	31.12.2021
Valor justo na compra e venda de energia (NE nº 35.2.12)	-	-	849.501	855.775
Serviços em curso (a)	7.658	7.658	320.018	319.179
Repasse CDE (11.2)	-	-	82.474	68.999
Créditos nas operações de aquisição de gás (11.1)	-	-	63.825	73.229
Alienações e desativações em curso	-	-	35.864	42.509
Adiantamento a empregados	978	645	33.182	20.141
Ressarcimento de valores de consumo de carvão pela CDE	-	-	42.121	33.107
Adiantamento a fornecedores (b)	-	-	16.692	15.528
Bônus por redução voluntária de consumo (NE nº 7.4)	-	-	2.917	134.892
Valor justos dos derivativos - contrato a termo	-	-	-	2.907
Outros créditos	533	505	78.355	100.156
	<b>9.169</b>	<b>8.808</b>	<b>1.524.949</b>	<b>1.666.422</b>
	<b>Circulante</b>	<b>1.511</b>	<b>1.150</b>	<b>695.540</b>
	<b>Não circulante</b>	<b>7.658</b>	<b>829.409</b>	<b>916.606</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.

(b) Adiantamento previsto em cláusula contratual.

### 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 2023. Os contratos com a Petrobras preveem o direito de cessão deste ativo. A Companhia efetuou uma revisão da estimativa do valor recuperável do crédito de *ship or pay* a compensar e registrou *impairment*, conforme demonstrado na NE nº 32.4.

### 11.2 Repasse CDE

Valores da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE a serem repassados à Companhia, para cobertura dos descontos tarifários incidentes sobre as tarifas, definidos na Lei nº 10.438/2002 e Decreto nº 7.891/2013. O valor repassado referente ao período de junho de 2020 a maio de 2021, de acordo com Resolução Homologatória Aneel nº 2.704/2020, foi de R\$ 47.005 mensais, alterado para R\$ 47.661 mensais a partir de junho de 2021, pela Resolução Homologatória Aneel nº 2.886/2021 de 22.06.2021, a qual homologou o resultado do último Reajuste Tarifário Anual da Copel DIS.

## 12 Tributos

### 12.1 Imposto de renda e contribuição social diferidos

Controladora	Saldo em 1º.01.2022	Reconhecido no resultado	Saldo em 31.03.2022
<b>Ativo não circulante</b>			
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	-	15.360	15.360
Provisões para litígios	119.434	3.426	122.860
Perdas de créditos esperadas	49.443		49.443
Programa de desligamentos voluntários	5.140	(3.613)	1.527
Amortização do direito de concessão	4.851	95	4.946
Benefícios pós-emprego	4.808	129	4.937
Outros	8.536	862	9.398
	<b>192.212</b>	<b>16.259</b>	<b>208.471</b>
<b>(-) Passivo não circulante</b>			
Atualização de depósitos judiciais	22.989	425	23.414
Custo de transação sobre empréstimos e debêntures	796	(240)	556
Instrumentos financeiros	2.943	1.615	4.558
	<b>26.728</b>	<b>1.800</b>	<b>28.528</b>
<b>Líquido</b>	<b>165.484</b>	<b>14.459</b>	<b>179.943</b>

<b>Consolidado</b>	<b>Saldo em 1º.01.2022</b>	<b>Reconhecido no resultado</b>	<b>Saldo em 31.03.2022</b>
<b>Ativo não circulante</b>			
Provisões para litígios	504.461	(188)	504.273
Benefícios pós-emprego	429.260	5.611	434.871
<i>Impairment</i>	302.397	(2.215)	300.182
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	123.010	23.516	146.526
Provisão para P&D e PEE	138.849	2.541	141.390
Provisões por desempenho e participação nos lucros	114.593	17.554	132.147
Perdas de créditos esperadas	98.712	7.333	106.045
INSS - liminar sobre depósito judicial	74.743	1.803	76.546
Amortização do direito de concessão	52.429	1.305	53.734
Contratos de concessão	19.769	(267)	19.502
Programa de desligamentos voluntários	24.308	(15.667)	8.641
Outros	158.086	89	158.175
	<b>2.040.617</b>	<b>41.415</b>	<b>2.082.032</b>
<b>(-) Passivo não circulante</b>			
Contratos de concessão	1.803.098	71.897	1.874.995
Custo atribuído ao imobilizado	326.497	(5.737)	320.760
Depreciação acelerada	102.324	6.592	108.916
Instrumentos financeiros derivativos	105.504	(7.424)	98.080
Atualização de depósitos judiciais	65.119	(347)	64.772
Custo de transação - empréstimos e debêntures	28.036	(2.089)	25.947
Outros	11.608	(7.864)	3.744
	<b>2.442.186</b>	<b>55.028</b>	<b>2.497.214</b>
<b>Líquido</b>	<b>(401.569)</b>	<b>(13.613)</b>	<b>(415.182)</b>
Ativo apresentado no Balanço Patrimonial	963.259		1.002.027
Passivo apresentado no Balanço Patrimonial	(1.364.828)		(1.417.209)

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

	<b>Controladora</b>		<b>Consolidado</b>	
	<b>Ativo</b>	<b>Passivo</b>	<b>Ativo</b>	<b>Passivo</b>
2022	27.233	(1.064)	371.561	(156.043)
2023	8.298	(1.129)	167.300	(266.247)
2024	7.831	(937)	143.643	(283.778)
2025	7.830	(937)	112.606	(200.117)
2026	7.831	(937)	102.844	(172.517)
2027 a 2029	23.026	(2.810)	229.288	(435.060)
2030 a 2031	126.422	(20.714)	954.790	(983.452)
	<b>208.471</b>	<b>(28.528)</b>	<b>2.082.032</b>	<b>(2.497.214)</b>

#### 12.1.2 Créditos fiscais não reconhecidos

Em 31.03.2022, a Companhia não reconheceu créditos de imposto de renda e contribuição social sobre prejuízos fiscais e bases negativas no montante de R\$ 79.333 (R\$ 68.826 em 31.12.2021) 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	
	31.03.2022	31.12.2021	31.03.2022	31.12.2021
<b>Ativo circulante</b>				
ICMS a recuperar	-	-	121.689	111.101
PIS/Pasep e Cofins a compensar (a)	-	-	1.376.354	1.396.645
Outros tributos a compensar	-	-	843	1.118
	-	-	<b>1.498.886</b>	<b>1.508.864</b>
<b>Ativo não circulante</b>				
ICMS a recuperar	-	-	155.410	141.951
PIS/Pasep e Cofins a compensar (a)	38.888	38.659	2.682.638	2.967.756
Outros tributos a compensar	-	-	34.034	33.839
	<b>38.888</b>	<b>38.659</b>	<b>2.872.082</b>	<b>3.143.546</b>
<b>Passivo circulante</b>				
ICMS a recolher	-	-	274.146	290.627
PIS/Pasep e Cofins a recolher	661	34.726	39.202	42.340
IRRF sobre JSCP	-	-	-	33.592
Programa Especial de Regularização Tributária	-	-	53.137	52.168
Outros tributos	234	230	18.709	22.206
	<b>895</b>	<b>34.956</b>	<b>385.194</b>	<b>440.933</b>
<b>Passivo não circulante</b>				
INSS a recolher - liminar sobre depósito judicial	3.379	3.260	225.484	220.108
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert	-	-	363.103	369.526
Outros tributos	-	-	5.569	5.176
	<b>3.379</b>	<b>3.260</b>	<b>594.156</b>	<b>594.810</b>

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

### 12.2.1 Crédito de Pis e Cofins sobre ICMS - Copel Distribuição

Em 12.08.2009, a Copel DIS impetrou mandado de segurança nº 5032406-35.2013.404.7000 perante a 3ª Vara Federal de Curitiba requerendo a concessão de ordem para deixar de incluir o ICMS na base de cálculo do PIS e da COFINS, bem como para autorizá-la a proceder a compensação administrativa dos valores recolhidos a maior de tais contribuições sociais, dos últimos cinco anos.

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 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 à partir dos cinco anos anteriores ao ajuizamento do mandado de segurança até a data da decisão transitada em julgado.

Considerando o trânsito em julgado da ação, com decisão favorável para a Companhia, a entrada de benefícios econômicos se tornou praticamente certa e, portanto, o ativo passou a ser realizável. Diante disso a Copel DIS reconheceu o crédito tributário atualizado no ativo, que deverá ser recuperado utilizando dos seguintes expedientes: pela compensação com tributos a recolher dentro do prazo prescricional de 5 anos, e, se necessário, com recebimento de precatórios do Governo Federal.

Adicionalmente, com a assistência de seus assessores legais, a Companhia decidiu pela contabilização do passivo a restituir para os consumidores dos últimos 10 anos do crédito, a contar da data do trânsito em

julgado, considerando a legislação vigente, o prazo prescricional definido no código civil e a jurisprudência dos tribunais. A restituição dos créditos de PIS e Cofins aos consumidores aguarda uma conclusão das discussões junto à Aneel a respeito dos mecanismos e critérios de compensação, a partir da efetiva compensação dos créditos fiscais, que se iniciou em junho de 2021 com a habilitação junto à Receita Federal do crédito originário da Cofins. O crédito do PIS encontra-se atualmente em processo de habilitação, sob análise da Receita Federal do Brasil.

Em 09.02.2021, a Aneel abriu consulta pública voltada a discutir a forma de devolução dos créditos tributários para os consumidores, conforme descrito na NE nº 29.2. A proposta da Aneel é de 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) serão abatidos na fatura de energia elétrica, por meio de seu rateio pelo conjunto de consumidores, sendo definidas cotas-partes de cada um deles a cada ciclo de faturamento, de modo que se considere sua participação no faturamento mensal, também não houve manifestação da Aneel em relação ao período prescricional de devolução do crédito ao consumidor. Até a presente data a Aneel não publicou o resultado da consulta pública.

Ainda, em 09.02.2021, a ANEEL publicou o Despacho Aneel nº 361, estabelecendo que, diante de situações excepcionais, nas quais haja possibilidade de aumento tarifário expressivo, poderá, antecipadamente à conclusão da Consulta Pública nº 005/2021, ser utilizada parte dos créditos do PIS e da Cofins, limitada a 20% (vinte por cento) do total envolvido nas ações judiciais impetradas pelas distribuidoras.

Considerando o Despacho Aneel nº 361/2021, nas tarifas reajustadas a partir de 24.06.2021, por meio da Resolução Homologatória nº 2.886, foram utilizados, como item financeiro, reduzindo a tarifa dos consumidores nos próximos doze meses, R\$ 702.000. Contudo, a Companhia manifestou no processo tarifário o direito de pleitear, caso necessário, ajustes tarifários futuros que equalizem eventuais diferenças financeiras observadas entre os valores ora considerados e os valores efetivamente recuperados de créditos tributários, bem como outros direitos que julgue necessário.

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 das contribuições PIS/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 Companhia, mantendo o tratamento e valores registrados.

Os quadros a seguir apresentam os impactos no balanço patrimonial e na demonstração do resultado da Copel:

	31.03.2022	31.12.2021
Crédito tributário - principal	2.764.121	2.949.943
Crédito tributário - atualização monetária	1.322.600	1.405.322
<b>Efeito no ativo</b>	<b>4.086.721</b>	<b>4.355.265</b>
PIS/Pasep e Cofins a restituir para consumidores	(3.964.232)	(3.905.398)
(-) Transferência para Passivos Financeiros Setoriais	578.603	578.603
<b>Efeito no passivo</b>	<b>(3.385.629)</b>	<b>(3.326.795)</b>
<b>EFETO NO BALANÇO PATRIMONIAL</b>	<b>701.092</b>	<b>1.028.470</b>

	31.03.2022	31.03.2021
Receita financeira, líquida de pis e cofins	8.331	3.400
Imposto de renda e contribuição social	(2.833)	(1.156)
<b>EFETO NA DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO</b>	<b>5.498</b>	<b>2.244</b>

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

No saldo está contido o registro 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. Parte destes créditos já foi recuperada de modo que o saldo atualizado, em 31.03.2022, é de R\$ 75.318 (R\$ 75.192 em 31.12.2021).

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

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2022	31.03.2021	31.03.2022	31.03.2021
<b>Lucro antes do IRPJ e CSLL</b>	<b>649.882</b>	<b>736.232</b>	<b>957.253</b>	<b>1.027.088</b>
<b>IRPJ e CSLL (34%)</b>	<b>(220.960)</b>	<b>(250.319)</b>	<b>(325.466)</b>	<b>(349.210)</b>
<b>Efeitos fiscais sobre:</b>				
Equivalência patrimonial	235.603	220.463	38.346	29.490
Juros sobre o capital próprio	-	45.625	1.323	45.625
Dividendos	60	-	60	-
Despesas indedutíveis	(244)	(207)	(5.573)	(6.974)
Incentivos fiscais	-	-	3.662	3.023
Prejuízo fiscal e base negativa da CSLL não constituídos	-	-	(10.727)	(3.135)
Diferença entre bases de cálculo do lucro real e presumido	-	-	10.060	11.557
Outros	-	-	853	1.775
<b>IRPJ e CSLL correntes</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(273.849)</b>	<b>(282.105)</b>
<b>IRPJ e CSLL diferidos</b>	<b>14.459</b>	<b>15.562</b>	<b>(13.613)</b>	<b>14.256</b>
Alíquota efetiva - %	-2,2%	-2,1%	30,0%	26,1%

### 13 Despesas Antecipadas

<b>Consolidado</b>	<b>31.03.2022</b>	<b>31.12.2021</b>
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa	37.762	35.837
Prêmios de seguros	25.137	17.692
Outros	101	147
	<b>63.000</b>	<b>53.676</b>
	<b>Circulante</b>	<b>62.973</b>
	<b>Não circulante</b>	<b>27</b>
		<b>53.649</b>
		<b>27</b>

### 14 Partes Relacionadas

	<b>31.03.2022</b>	<b>Controladora</b> <b>31.12.2021</b>
<b>Ativo circulante</b>		
<b>Controladas</b>		
Compartilhamento de estrutura (14.1)	126	5.374
Copel DIS - mútuo (14.2)	102.389	-
<b>Ativo não circulante</b>		
<b>Controladas</b>		
Copel DIS - STN (a)	-	150.572
<b>Passivo circulante</b>		
<b>Controladas</b>		
Compartilhamento de estrutura (14.1)	850	2.292
<b>Passivo não circulante</b>		
<b>Controladas</b>		
Adiantamento - Elejor	5.851	5.851

(a) Saldo referente ao financiamento com a Secretaria do Tesouro Nacional - STN, quitado em 10.03.2022.

#### 14.1 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.

#### 14.2 Contrato de Mútuo - Copel DIS

Em 18.11.2021, foi assinado contrato de mútuo entre a Copel e a Copel DIS, com aprovação de limites acrescidos de IOF e juros remuneratórios (DI + 1,75% a.a.), com a finalidade de proporcionar recursos para o financiamento das atividades e negócios da empresa. O contrato tem vigência de 12 meses e o valor da receita financeira no período findo em 31.03.2022 foi de R\$ 2.147.

## 15 Depósitos Judiciais

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2022	31.12.2021	31.03.2022	31.12.2021
<b>Fiscais (15.1)</b>	<b>129.121</b>	<b>127.797</b>	<b>415.142</b>	<b>405.739</b>
<b>Trabalhistas</b>	<b>487</b>	<b>495</b>	<b>114.411</b>	<b>106.376</b>
<b>Cíveis</b>				
Cíveis	-	-	40.245	53.438
Servidões de passagem	-	-	12.855	18.407
Consumidores	-	-	4.112	3.867
	-	-	<b>57.212</b>	<b>75.712</b>
<b>Outros</b>	<b>3.376</b>	<b>3.227</b>	<b>3.455</b>	<b>3.304</b>
	<b>132.984</b>	<b>131.519</b>	<b>590.220</b>	<b>591.131</b>

### 15.1 Depósitos judiciais fiscais

Do saldo apresentado no Consolidado, o montante de R\$ 223.848 em 31.03.2022 (R\$ 218.143 em 31.12.2021) 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).

## 16 Investimentos

### 16.1 Mutação dos investimentos

Controladora	Saldo em 1º.01.2022	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amorti- zação	Dividendos e JSCP	Saldo em 31.03.2022
<b>Controladas</b>						
Copel GeT	12.662.224	466.650	-	-	-	13.128.874
Copel DIS	7.558.556	228.037	-	-	-	7.786.593
Copel SER	-	-	-	-	-	-
Copel Energia	389.863	4.642	-	-	-	394.505
UEG Araucária (16.2)	109.737	(1.711)	-	-	-	108.026
Compagás (16.2)	259.031	13.897	-	-	(4.048)	268.880
Elejor (16.2)	-	-	-	-	-	-
Elejor - direito de concessão	10.744	-	-	(188)	-	10.556
	<b>20.990.155</b>	<b>711.515</b>	<b>-</b>	<b>(188)</b>	<b>(4.048)</b>	<b>21.697.434</b>
<b>Empreendimentos controlados em conjunto</b>						
Voltaia São Miguel do Gostoso I (16.3)	108.990	(2.609)	4.830	-	-	111.211
Voltaia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	9.304	-	-	(92)	-	9.212
Solar Paraná	7.035	64	-	-	-	7.099
	<b>125.329</b>	<b>(2.545)</b>	<b>4.830</b>	<b>(92)</b>	<b>-</b>	<b>127.522</b>
<b>Coligadas</b>						
Dona Francisca Energética (16.4)	27.057	1.639	-	-	-	28.696
Outras	1.937	(2)	-	-	-	1.935
	<b>28.994</b>	<b>1.637</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>30.631</b>
	<b>21.144.478</b>	<b>710.607</b>	<b>4.830</b>	<b>(280)</b>	<b>(4.048)</b>	<b>21.855.587</b>

Consolidado	Saldo em 1º.01.2022	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Redução de capital	Amorti- zação	Dividendos e JSCP	Saldo em 31.03.2022
<b>Empreendimentos controlados em conjunto (16.3)</b>							
Voltaia São Miguel do Gostoso I	108.990	(2.609)	4.830	-	-	-	111.211
Voltaia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	9.304	-	-	-	(92)	-	9.212
Caiuá	106.977	4.480	-	-	-	-	111.457
Integração Maranhense	166.563	7.060	-	-	-	-	173.623
Matrinchã	811.771	28.601	-	-	-	(964)	839.408
Guaraciaba	407.615	13.338	-	-	-	-	420.953
Paranaíba	226.923	12.205	-	-	-	-	239.128
Mata de Santa Genebra	710.989	23.572	-	(61.536)	-	-	673.025
Cantareira	437.330	19.837	-	-	-	-	457.167
Solar Paraná	7.035	64	-	-	-	-	7.099
	<b>2.993.497</b>	<b>106.548</b>	<b>4.830</b>	<b>(61.536)</b>	<b>(92)</b>	<b>(964)</b>	<b>3.042.283</b>
<b>Coligadas</b>							
Dona Francisca Energética (16.4)	27.057	1.639	-	-	-	-	28.696
Foz do Chopim Energética (16.4)	19.102	4.596	-	-	-	(4.114)	19.584
Outras	1.937	(2)	-	-	-	-	1.935
	<b>48.096</b>	<b>6.233</b>	-	-	-	<b>(4.114)</b>	<b>50.215</b>
<b>Propriedades para investimento</b>	<b>541</b>	-	-	-	<b>(1)</b>	-	<b>540</b>
	<b>3.042.134</b>	<b>112.781</b>	<b>4.830</b>	<b>(61.536)</b>	<b>(93)</b>	<b>(5.078)</b>	<b>3.093.038</b>

## 16.2 Controladas com participação de não controladores

### 16.2.1 Informações financeiras resumidas

Saldos em 31.03.2022	Compagás	Elejor	UEG Araucária
<b>ATIVO</b>	<b>905.479</b>	<b>833.761</b>	<b>624.323</b>
Ativo circulante	441.779	178.871	270.723
Ativo não circulante	463.700	654.890	353.600
<b>PASSIVO</b>	<b>905.479</b>	<b>833.761</b>	<b>624.323</b>
Passivo circulante	266.851	108.352	77.217
Passivo não circulante	111.416	787.414	14.959
Patrimônio líquido	527.212	(62.005)	532.147
<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO</b>			
Receita operacional líquida	253.647	54.867	98.032
Custos e despesas operacionais	(219.506)	(22.280)	(109.889)
Resultado financeiro	3.068	(64.528)	4.367
Tributos	(9.960)	10.881	(940)
<b>Lucro líquido (prejuízo) do período</b>	<b>27.249</b>	<b>(21.060)</b>	<b>(8.430)</b>
Outros resultados abrangentes	-	-	-
<b>Resultado abrangente do período</b>	<b>27.249</b>	<b>(21.060)</b>	<b>(8.430)</b>
<b>DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA</b>			
Fluxo de caixa das atividades operacionais	54.104	11.392	24.055
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(2.035)	(7.079)	(98.321)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(864)	-	(33)
<b>TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>	<b>51.205</b>	<b>4.313</b>	<b>(74.299)</b>
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	210.641	148.031	298.572
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	261.846	152.344	224.273
<b>VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>	<b>51.205</b>	<b>4.313</b>	<b>(74.299)</b>

O prejuízo apurado na Elejor é decorrente da atualização monetária sobre o saldo de contas a pagar vinculadas a concessão que aumentou significativamente em decorrência da alta do IGPM (NE nº 26).

### 16.2.2 Mutação do patrimônio líquido atribuível aos acionistas não controladores

Participação no capital social	Compagás 49%	Elejor 30%	UEG Araucária 18,8%	Consolidado
<b>Em 1º.01.2022</b>	<b>248.869</b>	<b>(12.285)</b>	<b>101.627</b>	<b>338.211</b>
Lucro líquido (prejuízo) do período	13.353	(6.318)	(1.585)	5.450
Dividendos	(3.889)	-	-	(3.889)
<b>Em 31.03.2022</b>	<b>258.333</b>	<b>(18.603)</b>	<b>100.042</b>	<b>339.772</b>

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

	Voltalia	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
<b>Saldos em 31.03.2022</b>								
<b>ATIVO</b>	<b>229.207</b>	<b>296.847</b>	<b>543.365</b>	<b>2.693.287</b>	<b>1.452.206</b>	<b>1.883.651</b>	<b>3.197.232</b>	<b>1.776.378</b>
<b>Ativo circulante</b>	<b>13.749</b>	<b>34.271</b>	<b>79.836</b>	<b>381.022</b>	<b>197.527</b>	<b>200.382</b>	<b>475.725</b>	<b>205.483</b>
Caixa e equivalentes de caixa	13.701	8.781	20.812	103.202	72.186	37.487	150.524	56.482
Outros ativos circulantes	48	25.490	59.024	277.820	125.341	162.895	325.201	149.001
<b>Ativo não circulante</b>	<b>215.458</b>	<b>262.576</b>	<b>463.529</b>	<b>2.312.265</b>	<b>1.254.679</b>	<b>1.683.269</b>	<b>2.721.507</b>	<b>1.570.895</b>
<b>PASSIVO</b>	<b>229.207</b>	<b>296.847</b>	<b>543.365</b>	<b>2.693.287</b>	<b>1.452.206</b>	<b>1.883.651</b>	<b>3.197.232</b>	<b>1.776.378</b>
<b>Passivo circulante</b>	<b>2.249</b>	<b>15.472</b>	<b>58.302</b>	<b>135.956</b>	<b>102.146</b>	<b>85.787</b>	<b>124.839</b>	<b>74.510</b>
Passivos financeiros	-	7.393	13.177	62.345	37.309	52.540	74.269	27.193
Outros passivos circulantes	2.249	8.079	45.125	73.611	64.837	33.247	50.570	47.317
<b>Passivo não circulante</b>	<b>-</b>	<b>53.912</b>	<b>130.730</b>	<b>844.251</b>	<b>490.971</b>	<b>821.833</b>	<b>1.729.028</b>	<b>768.875</b>
Passivos financeiros	-	33.797	49.419	679.996	425.637	508.311	1.677.237	445.899
Outros passivos não circulantes	-	20.115	81.311	164.255	65.334	313.522	51.791	322.976
<b>Patrimônio líquido</b>	<b>226.958</b>	<b>227.463</b>	<b>354.333</b>	<b>1.713.080</b>	<b>859.089</b>	<b>976.031</b>	<b>1.343.365</b>	<b>932.993</b>
<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO</b>								
Receita operacional líquida	-	13.240	22.421	113.104	61.429	86.730	153.860	73.831
Custos e despesas operacionais	(13)	(953)	(1.153)	(8.874)	(9.139)	(4.364)	(15.681)	(1.519)
Resultado financeiro	188	(522)	(739)	(21.218)	(10.905)	(12.468)	(66.741)	(10.879)
Equivalência patrimonial	(6.410)	-	-	-	-	-	-	-
Provisão para IR e CSLL	(36)	(2.622)	(6.120)	(24.643)	(14.165)	(20.083)	(24.389)	(20.948)
<b>Lucro líquido (prejuízo) do período</b>	<b>(6.271)</b>	<b>9.143</b>	<b>14.409</b>	<b>58.369</b>	<b>27.220</b>	<b>49.815</b>	<b>47.049</b>	<b>40.485</b>
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Resultado abrangente do período</b>	<b>(6.271)</b>	<b>9.143</b>	<b>14.409</b>	<b>58.369</b>	<b>27.220</b>	<b>49.815</b>	<b>47.049</b>	<b>40.485</b>
Participação no empreendimento - %	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	24,5	50,1	49,0
Valor contábil do investimento	111.211	111.457	173.623	839.408	420.953	239.128	673.025	457.167

Em 31.03.2022, a participação da Copel nos compromissos assumidos dos seus empreendimentos controlados em conjunto equivale a R\$ 12.991 e nos passivos contingentes classificados como perda possível equivale a R\$ 242.470 (R\$ 250.262 em 31.12.2021), sendo que do montante, o valor de R\$ 187.272 (R\$ 187.243 em 31.12.2021) se refere a Mata de Santa Genebra.

## 16.4 Informações resumidas das principais coligadas

<b>Saldos em 31.03.2022</b>	<b>Dona Francisca</b>	<b>Foz do Chopim</b>
<b>ATIVO</b>	<b>185.925</b>	<b>57.788</b>
Ativo circulante	21.179	15.548
Ativo não circulante	164.746	42.240
<b>PASSIVO</b>	<b>185.925</b>	<b>57.788</b>
Passivo circulante	19.447	3.035
Passivo não circulante	41.860	-
Patrimônio líquido	124.618	54.753
<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO</b>		
Receita operacional líquida	16.477	18.329
Custos e despesas operacionais	(7.394)	(5.043)
Resultado financeiro	(1.324)	214
Provisão para IR e CSLL	(640)	(653)
<b>Lucro líquido do período</b>	<b>7.119</b>	<b>12.847</b>
Outros resultados abrangentes	-	-
<b>Resultado abrangente do período</b>	<b>7.119</b>	<b>12.847</b>
Participação na coligada - %	23,03	35,77
Valor contábil do investimento	28.696	19.584

Em 31.03.2022, a participação da Copel nos passivos contingentes das suas coligadas equivale a R\$ 2.435 (R\$ 2.166 em 31.12.2021).

## 17 Imobilizado

### 17.1 Imobilizado por classe de ativos

<b>Consolidado</b>	<b>Depreciação</b>			<b>Depreciação</b>		
	<b>Custo</b>	<b>acumulada</b>	<b>31.03.2022</b>	<b>Custo</b>	<b>acumulada</b>	<b>31.12.2021</b>
<b>Em serviço</b>						
Reservatórios, barragens, adutoras	8.195.043	(4.817.455)	3.377.588	8.161.702	(4.776.639)	3.385.063
Máquinas e equipamentos	8.414.970	(2.921.626)	5.493.344	8.409.689	(2.840.114)	5.569.575
Edificações	1.993.562	(1.134.534)	859.028	1.993.695	(1.125.862)	867.833
Terrenos	508.164	(51.558)	456.606	508.164	(49.046)	459.118
Veículos e aeronaves	34.052	(32.859)	1.193	33.871	(32.756)	1.115
Móveis e utensílios	16.564	(11.101)	5.463	16.400	(10.966)	5.434
(-) Impairment (17.4)	(710.509)	-	(710.509)	(710.509)	-	(710.509)
(-) Obrigações especiais	(792)	320	(472)	(792)	290	(502)
	<b>18.451.054</b>	<b>(8.968.813)</b>	<b>9.482.241</b>	<b>18.412.220</b>	<b>(8.835.093)</b>	<b>9.577.127</b>
<b>Em curso</b>						
Custo	897.807	-	897.807	752.846	-	752.846
(-) Impairment (17.4)	(187.382)	-	(187.382)	(187.382)	-	(187.382)
	<b>710.425</b>	<b>-</b>	<b>710.425</b>	<b>565.464</b>	<b>-</b>	<b>565.464</b>
	<b>19.161.479</b>	<b>(8.968.813)</b>	<b>10.192.666</b>	<b>18.977.684</b>	<b>(8.835.093)</b>	<b>10.142.591</b>

## 17.2 Mutações do imobilizado

Consolidado	Saldo em 1º.01.2022	Aquisições/ Impairment	Depreciação	Baixas	Transfe- rências	Saldo em 31.03.2022
<b>Em serviço</b>						
Reservatórios, barragens, adutoras	3.385.063	-	(40.817)	-	33.342	3.377.588
Máquinas e equipamentos	5.569.575	-	(81.678)	(3)	5.450	5.493.344
Edificações	867.833	-	(8.943)	(306)	444	859.028
Terrenos	459.118	-	(2.511)	(1)	-	456.606
Veículos e aeronaves	1.115	-	(103)	-	181	1.193
Móveis e utensílios	5.434	-	(138)	-	167	5.463
(-) Impairment (17.4)	(710.509)	-	-	-	-	(710.509)
(-) Obrigações especiais	(502)	-	30	-	-	(472)
	<b>9.577.127</b>	<b>-</b>	<b>(134.160)</b>	<b>(310)</b>	<b>39.584</b>	<b>9.482.241</b>
<b>Em curso</b>						
Custo	752.846	184.272	-	(95)	(39.216)	897.807
(-) Impairment (17.4)	(187.382)	-	-	-	-	(187.382)
	<b>565.464</b>	<b>184.272</b>	<b>-</b>	<b>(95)</b>	<b>(39.216)</b>	<b>710.425</b>
	<b>10.142.591</b>	<b>184.272</b>	<b>(134.160)</b>	<b>(405)</b>	<b>368</b>	<b>10.192.666</b>

## 17.3 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 (%)	31.03.2022	31.12.2021
<b>UHE Gov. Jayme Canet Júnior - Mauá</b>	<b>51,0</b>			
Consórcio Energético Cruzeiro do Sul				
Em serviço			859.926	859.926
(-) Depreciação Acumulada		3,30	(270.037)	(263.792)
Em curso			36.633	20.527
			<b>626.522</b>	<b>616.661</b>
<b>UHE Baixo Iguaçu</b>	<b>30,0</b>			
Em serviço			692.395	692.395
(-) Depreciação Acumulada		3,29	(70.193)	(64.519)
Em curso			57.332	56.027
			<b>679.534</b>	<b>683.903</b>
			<b>1.306.056</b>	<b>1.300.564</b>

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

Em 31.03.2022, os empreendimentos com saldos de *impairment* registrados são os seguintes:

Consolidado	Imobilizado			Valor em uso
	Custo	Depreciação	Impairment	
UHE Colíder	2.489.381	(281.954)	(639.529)	1.567.898
Consórcio Tapajós (a)	14.879	-	(14.879)	-
Usinas no Paraná	1.033.033	(115.462)	(243.483)	674.088
	<b>3.537.293</b>	<b>(397.416)</b>	<b>(897.891)</b>	<b>2.241.986</b>

(a) Projeto em desenvolvimento

Não houve movimentação de *Impairment* no primeiro trimestre de 2022. No ano de 2021 foi registrada a reversão de *impairment* no total de R\$ 147.938 decorrente principalmente da revisão de premissas da UEG Araucária em função do aumento da demanda da usina em consequência das condições hidrológicas desfavoráveis, conforme detalhado na NE nº 18.4 das demonstrações financeiras de 31.12.2021.

## **17.5 Empreendimentos em construção**

### **17.5.1 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, sendo que a entrada em operação comercial da primeira, segunda e terceira unidades geradoras ocorreu em 12.06.2021, 10.07.2021 e 15.08.2021, respectivamente. A entrada em operação comercial da quarta unidade está prevista para ocorrer até junho de 2022.

### **17.5.2 Complexo eólico Jandaíra**

Com um investimento estimado em R\$ 411.610, o empreendimento, que tem 90,1 MW de capacidade instalada e garantia física de 47,6 MW médios, está sendo construído nos municípios de Pedra Preta e Jandaíra, no estado do Rio Grande do Norte.

A participação no leilão de geração de energia nova A-6, realizado em 18.10.2019 vendeu 14,4 MW médios em contratos regulados ao preço original de R\$ 98,00/MWh. O contrato de venda de energia tem início de suprimento em 1º.01.2025, prazo de 20 anos e reajuste anual pelo IPCA.

Ao todo, serão instalados 26 aerogeradores divididos em quatro parques eólicos e serão construídos também, junto aos parques, uma subestação e uma linha de transmissão de 16 km para escoar a energia elétrica a ser gerada para o Sistema Interligado Nacional - SIN.

De posse de todas as licenças necessárias, as obras civis tiveram início na primeira semana de janeiro de 2021. Em 11.04.2022, 5 unidades geradoras que totalizam 17,3 MW de capacidade instalada iniciaram as operações em teste. A entrada em operação comercial do empreendimento está prevista para ocorrer até julho de 2022 de forma escalonada por aerogerador.

## 18 Intangível

<b>Consolidado</b>	<b>31.03.2022</b>	<b>31.12.2021</b>
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (18.1)	6.694.067	6.596.184
Contratos de concessão/autorização de geração (18.2)	2.411.129	2.473.858
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (18.3)	87.155	96.145
Outros intangíveis (18.4)	49.337	49.373
	<b>9.241.688</b>	<b>9.215.560</b>

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

### 18.1 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.01.2022</b>	<b>9.330.317</b>	<b>(2.734.133)</b>	<b>6.596.184</b>
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10.1)	245.492	(32.767)	212.725
Quotas de amortização - concessão (a)	(137.413)	37.601	(99.812)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(2.638)	-	(2.638)
Baixas	(12.392)	-	(12.392)
<b>Em 31.03.2022</b>	<b>9.423.366</b>	<b>(2.729.299)</b>	<b>6.694.067</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.

### 18.2 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.01.2022</b>	<b>1.759.286</b>	<b>714.572</b>	<b>2.473.858</b>
Quotas de amortização - concessão e autorização (b)	(58.982)	(3.747)	(62.729)
<b>Em 31.03.2022</b>	<b>1.700.304</b>	<b>710.825</b>	<b>2.411.129</b>

### 18.3 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

<b>Em 1º.01.2022</b>	<b>96.145</b>
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10.2)	6.339
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 9.2)	(5.644)
Quotas de amortização - concessão	(9.685)
<b>Em 31.03.2022</b>	<b>87.155</b>

A publicação da Lei Complementar nº 205/2017 trouxe nova interpretação quanto ao término de vencimento da concessão da Compagas, o que gerou um ajuste de prática entre os registros contábeis realizados na Compagas, que manteve como base a data de vencimento prevista no contrato de concessão, em 2024, e na Copel, que passou a considerar o vencimento previsto em lei, em 2019, como base para as contabilizações. A partir da Lei Complementar nº 227/2020 que determinou que o vencimento deveria ser em 2024, a diferença gerada pelo ajuste de prática realizado desde dezembro de 2017 está registrada no intangível e será amortizada até o final da concessão.

#### 18.4 Outros intangíveis

<b>Consolidado</b>	<b>em serviço</b>	<b>em curso</b>	<b>Total</b>
<b>Em 1º.01.2022</b>	<b>22.242</b>	<b>27.131</b>	<b>49.373</b>
Aquisições	-	1.567	1.567
Transferências do imobilizado	381	(381)	-
Capitalizações para intangível em serviço	556	(556)	-
Quotas de amortização (a)	(1.052)	-	(1.052)
Baixas	-	(551)	(551)
<b>Em 31.03.2022</b>	<b>22.127</b>	<b>27.210</b>	<b>49.337</b>

(a) Taxa anual de amortização: 20%.

### 19 Obrigações Sociais e Trabalhistas

	<b>Controladora</b>		<b>Consolidado</b>	
	<b>31.03.2022</b>	<b>31.12.2021</b>	<b>31.03.2022</b>	<b>31.12.2021</b>
<b>Obrigações sociais</b>				
Impostos e contribuições sociais	1.024	2.214	31.921	46.245
Encargos sociais sobre férias e 13º salário	882	1.413	18.009	17.792
	<b>1.906</b>	<b>3.627</b>	<b>49.930</b>	<b>64.037</b>
<b>Obrigações trabalhistas</b>				
Folha de pagamento, líquida	-	-	56	-
Férias e 13º Salário	2.861	4.656	101.291	107.471
Provisões por desempenho e participação nos lucros	16.488	14.455	416.395	364.701
Programa de desligamentos voluntários	3.520	13.716	23.193	68.601
Outros	3	-	19	-
	<b>22.872</b>	<b>32.827</b>	<b>540.954</b>	<b>540.773</b>
	<b>24.778</b>	<b>36.454</b>	<b>590.884</b>	<b>604.810</b>

### 20 Fornecedores

<b>Consolidado</b>	<b>31.03.2022</b>	<b>31.12.2021</b>
Energia elétrica	1.116.294	1.303.386
Materiais e serviços	669.082	770.629
Gás para revenda	95.937	60.121
Encargos de uso da rede elétrica	342.841	576.848
	<b>2.224.154</b>	<b>2.710.984</b>
	<b>Circulante</b>	<b>2.098.905</b>
	<b>Não circulante</b>	<b>125.249</b>
		<b>2.585.735</b>
		<b>125.249</b>

## 21 Empréstimos e Financiamentos

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	31.03.2022	31.12.2021
<b>MOEDA ESTRANGERA</b>												
Secretaria do Tesouro Nacional - STN												
Par Bond (a)	Copel	Reestruturação da dívida.	Garantias depositadas	20.05.1998	1	11.04.2024	Semestral	6,0% + 0,20%	6,0% + 0,20%	17.315	-	89.058
Discount Bond (a)				20.05.1998	1	11.04.2024	Semestral	1% + 0,20%	1% + 0,20%	12.082	-	61.514
<b>Total moeda estrangeira</b>											-	<b>150.572</b>
<b>MOEDA NACIONAL</b>												
Banco do Brasil	Copel HOL	Capital de giro.	Cessão de créditos	21.07.2015	2	25.03.2023	Trimestral	135,00% do DI	145,46% do DI	640.005	641.518	641.207
CCB 306.401.381 (b)											<b>641.518</b>	<b>641.207</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	9.101	9.580
											<b>9.101</b>	<b>9.580</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	14.579	7.312
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	35.381	18.424
35202162927987	Jandaíra III			31.05.2021	192	15.06.2038	Mensal	2,7086% + IPCA <sup>(1)</sup>	3,0107% + IPCA	65.158	33.834	21.645
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	41.892	22.058
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	93.684	94.781
35201922425522	Potiguar B142			04.04.2019	216	15.04.2039	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	92.213	93.711	94.809
35201926525533	Potiguar B143			11.04.2019	216	15.04.2039	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	92.138	93.359	94.453
35201910625534	Ventos de Vila Paraiba IV			18.04.2019	216	15.05.2039	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	92.138	94.982	96.237
352020148727169	Potiguar B61			11.08.2020	216	15.08.2040	Mensal	IPCA + 1,4865%	IPCA + 1,4865%	163.886	180.978	176.324
											<b>682.400</b>	<b>626.043</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	69.177	72.109
											<b>69.177</b>	<b>72.109</b>

(a) Em 10.03.2022 foi efetuado o resgate antecipado da dívida, líquido da garantia em caução.

(b) Dívida renegocida em março de 2021, com alteração nas datas de amortização e no valor dos encargos financeiros.

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

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	31.03.2022	31.12.2021	
<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	69.177	72.109	
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	13.605	14.431	
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	35.403	36.593	
13211061		Implantação da UHE Colider.	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	663.417	680.413	
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	8.434	8.758	
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	17.625	18.151	
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	10.488	10.822	
18205101		Implantação da UHE Baixo Iguaçu	22.11.2018	192	15.06.2035	Mensal	1,94% acima da TJLP	8,50%	194.000	168.347	171.447		
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	188.048	185.532		
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	164.977	162.773		
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	17.636	19.595	
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	36.811	37.771	
14.2.1272.1	Santa Helena		01.06.2015	192	15.08.2031	Mensal	1,66% acima da TJLP	8,26%	82.973	39.941	40.983		
11211521	GE Farol		19.03.2012	192	15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	54.100	32.608	33.570		
11211531	GE Boa Vista		19.03.2012	192	15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	40.050	24.107	24.818		
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	54.672	56.287		
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	58.389	60.113		
18204611	Cutia		10.10.2018	192	15.07.2035	Mensal	2,04% acima da TJLP	8,37%	619.405	557.895	563.569		
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	14.366	14.898	
13212221 - B				03.12.2013	106	30.09.2023	Mensal	3,5%	3,5%	9.086	1.197	1.396	
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	18.805	19.444	
14205851 - B				08.07.2014	106	30.04.2024	Mensal	6,0%	6,0%	21.577	4.718	5.285	
<b>Total moeda nacional</b>											<b>2.200.666</b>	<b>2.238.758</b>	
											<b>Divida bruta</b>	<b>3.602.862</b>	<b>3.738.269</b>
											<b>(-) Custo de transação</b>	<b>(63.020)</b>	<b>(59.825)</b>
											<b>Divida líquida</b>	<b>3.539.842</b>	<b>3.678.444</b>
											<b>Circulante</b>	<b>873.669</b>	<b>579.770</b>
											<b>Não Circulante</b>	<b>2.666.173</b>	<b>3.098.674</b>

DI - Depósito interbancário

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

<b>Consolidado</b>		<b>31.03.2022</b>	<b>%</b>	<b>31.12.2021</b>	<b>%</b>
<b>Moeda estrangeira - variação da moeda no período (%)</b>					
Dólar norte-americano	(14,91)	-	-	150.572	4,09
		-	-	<b>150.572</b>	<b>4,09</b>
<b>Moeda nacional - indexadores ao final do período (%)</b>					
TJLP	6,08	1.873.940	52,94	1.916.561	52,11
CDI	11,65	640.199	18,09	639.555	17,39
TR	0,00	-	-	-	-
IPCA	3,20	993.051	28,05	935.900	25,44
Sem indexador (taxa fixa anual)	-	32.652	0,92	35.856	0,97
		<b>3.539.842</b>	<b>100,00</b>	<b>3.527.872</b>	<b>95,91</b>
		<b>3.539.842</b>	<b>100,00</b>	<b>3.678.444</b>	<b>100,00</b>

### 21.2 Vencimentos das parcelas de longo prazo

<b>31.03.2022</b>	<b>Consolidado</b>		
	<b>Dívida bruta</b>	<b>(-) Custo de transação</b>	<b>Dívida líquida</b>
2023	174.568	(3.502)	171.066
2024	226.423	(4.045)	222.378
2025	223.285	(4.041)	219.244
2026	224.206	(4.044)	220.162
2027	225.823	(4.045)	221.778
Após 2027	1.649.701	(38.156)	1.611.545
	<b>2.724.006</b>	<b>(57.833)</b>	<b>2.666.173</b>

### 21.3 Mutação de empréstimos e financiamentos

<b>Controladora</b>	<b>Moeda estrangeira</b>	<b>Moeda nacional</b>	<b>Total</b>
<b>Em 1º.01.2022</b>	<b>150.572</b>	<b>639.555</b>	<b>790.127</b>
Encargos	953	21.358	22.311
Variação monetária e cambial	(14.378)	-	(14.378)
Amortização - principal	(134.894)	-	(134.894)
Pagamento - encargos	(2.253)	(20.714)	(22.967)
<b>Em 31.03.2022</b>	<b>-</b>	<b>640.199</b>	<b>640.199</b>

  

<b>Consolidado</b>	<b>Moeda estrangeira</b>	<b>Moeda nacional</b>	<b>Total</b>
<b>Em 1º.01.2022</b>	<b>150.572</b>	<b>3.527.872</b>	<b>3.678.444</b>
Ingressos	-	55.788	55.788
Encargos	953	77.629	78.582
Variação monetária e cambial	(14.378)	8.176	(6.202)
Amortização - principal	(134.894)	(54.397)	(189.291)
Pagamento - encargos	(2.253)	(75.226)	(77.479)
<b>Em 31.03.2022</b>	<b>-</b>	<b>3.539.842</b>	<b>3.539.842</b>

#### 21.4 Cláusulas contratuais restritivas - *covenants*

A Companhia e suas controladas contrataram empréstimos e financiamentos com 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 mencionadas poderá implicar vencimento antecipado das dívidas e/ou multas.

Em 31.12.2021, todos os indicadores financeiros medidos apenas anualmente foram integralmente atendidos. Em 31.03.2022, 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
Copel DIS	BNDES Finem nº 14205611	Endividamento Financeiro / Ebitda ajustado	≤ 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.

## 22 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	31.03.2022	31.12.2021
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	515.320	502.400
	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	350.178	339.767
	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	682.300	690.311
	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	286.765	284.483
	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	817.751	825.358
	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	241.507	237.650
	7ª (série 1)		Reforço do capital de giro da Emissora; amortização e/ou 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	1.180.027	1.148.216
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	389.866	374.658	
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	262.633	254.824
	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	667.754	684.185
	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	606.060	584.489
	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	182.126	177.187
	6ª (série 1)		Reforço do capital de giro da Emissora e amortização da primeira parcela de principal das debêntures de cada uma das seguintes emissões da Emissora: 3ª, 4ª e 5ª Emissão.		16.06.2021	2	15.06.2026	Semestral	CDI + 1,95%	CDI + 2,02%	1.000.000	1.034.374	1.005.102
	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	546.011	529.366
Brisa Potiguar	2ª (série 1)	(d)	Implantação de centrais geradoras eólicas.	Real e fidejussória e penhor de ações da Copel GeT	24.03.2016	192	15.07.2032	Mensal	TJLP + 2,02%	TJLP + 2,02%	147.575	97.917	100.240
	2ª (série 2)				24.03.2016	192	15.07.2032	Mensal	IPCA + 9,87%	IPCA+ 10,92%	153.258	131.921	131.630
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	386.109	370.903
											<b>Dívida bruta</b>	<b>8.378.619</b>	<b>8.240.769</b>
											<b>(-) Custo de transação</b>	<b>(86.991)</b>	<b>(93.152)</b>
											<b>Dívida líquida</b>	<b>8.291.628</b>	<b>8.147.617</b>
											<b>Circulante</b>	<b>2.229.937</b>	<b>2.144.485</b>
											<b>Não Circulante</b>	<b>6.061.691</b>	<b>6.003.132</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 e nominativas, com série única, em emissão privada, com colocação exclusiva para a BNDESPAR. Garantidora: Compagás. Agente fiduciário: BNDES Participações S.A - BNDESPAR.
- (f) Debêntures simples e nominativas, com série única, em emissão privada, com distribuição pública de esforços restritos. Garantidora: Compagás. Agente fiduciário: Simplific Pavarini DTVM Ltda.

## 22.1 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.03.2022			Consolidado
	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida
2023	1.180.756	(11.741)	1.169.015
2024	517.457	(11.296)	506.161
2025	1.631.372	(9.610)	1.621.762
2026	1.331.136	(7.473)	1.323.663
2027	260.115	(6.328)	253.787
Após 2027	1.206.141	(18.838)	1.187.303
	<b>6.126.977</b>	<b>(65.286)</b>	<b>6.061.691</b>

## 22.2 Mutações das debêntures

	Controladora	Consolidado
<b>Em 1º.01.2022</b>	<b>501.716</b>	<b>8.147.617</b>
Encargos e variação monetária	13.336	265.275
Amortização - principal	-	(5.492)
Pagamento - encargos	(40)	(115.772)
<b>Em 31.03.2022</b>	<b>515.012</b>	<b>8.291.628</b>

## 22.3 Cláusulas contratuais restritivas - *covenants*

A Companhia e suas controladas emitiram debêntures com 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 destas condições poderá implicar vencimento antecipado das debêntures, bem como penalidades perante os órgãos reguladores.

Em 31.12.2021, todos os indicadores financeiros medidos apenas anualmente foram integralmente atendidos. Em 31.03.2022, 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	8ª Emissão de Debêntures		
Copel GeT	3ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado Índice de cobertura do serviço da dívida	≤ 3,5 ≥ 1,5
	4ª Emissão de Debêntures		
	5ª Emissão de Debêntures		
	6ª Emissão de Debêntures		
Copel DIS	7ª Emissão de Debêntures		
	3ª Emissão de Debêntures		
	4ª Emissão de Debêntures		
	5ª Emissão de Debêntures		
Nova Asa Branca I Nova Asa Branca II Nova Asa Branca III Nova Eurus IV Ventos de Santo Uriel	6ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
	2ª Emissão de Debêntures		
Cutia	1ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida (a)	≥ 1,2

(a) indicador calculado com os valores das demonstrações financeiras consolidadas da Cutia Empreendimentos Eólicos S.A.

## 23 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.

### 23.1 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 é um plano de Contribuição Variável - CV, sendo o único plano disponível para novos participantes.

### 23.2 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.

### 23.3 Balanço patrimonial e resultado do período

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

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2022	31.12.2021	31.03.2022	31.12.2021
Planos previdenciários	3	12	692	965
Planos assistenciais	14.518	14.139	1.310.865	1.294.209
	<b>14.521</b>	<b>14.151</b>	<b>1.311.557</b>	<b>1.295.174</b>
<b>Circulante</b>	<b>238</b>	<b>229</b>	<b>74.303</b>	<b>68.836</b>
<b>Não circulante</b>	<b>14.283</b>	<b>13.922</b>	<b>1.237.254</b>	<b>1.226.338</b>

Os valores reconhecidos no resultado estão resumidos a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2022	31.03.2021	31.03.2022	31.03.2021
<b>Empregados</b>				
Planos previdenciários	662	135	14.509	14.506
Plano assistencial - pós-emprego	438	211	35.074	29.128
Plano assistencial - funcionários ativos	477	263	18.170	17.842
	<b>1.577</b>	<b>609</b>	<b>67.753</b>	<b>61.476</b>
<b>Administradores</b>				
Planos previdenciários	165	84	295	329
Plano assistencial	17	14	37	33
	<b>182</b>	<b>98</b>	<b>332</b>	<b>362</b>
	<b>1.759</b>	<b>707</b>	<b>68.085</b>	<b>61.838</b>

### 23.4 Mutações dos benefícios pós-emprego

	Controladora	Consolidado
<b>Em 1º.01.2022</b>	<b>14.151</b>	<b>1.295.174</b>
Apropriação do cálculo atuarial	438	35.074
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	1.439	31.450
Amortizações	(1.507)	(50.141)
<b>Em 31.03.2022</b>	<b>14.521</b>	<b>1.311.557</b>

## 24 Encargos Setoriais a Recolher

Consolidado	31.03.2022	31.12.2021
Conta de desenvolvimento energético - CDE	39.287	41.786
Reserva global de reversão - RGR	7.962	8.834
Bandeira tarifária (NE nº 31.3.2)	573.926	147.766
	<b>621.175</b>	<b>198.386</b>

## 25 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.

A Medida Provisória nº 998/2020, convertida em Lei nº 14.120/2021, altera a Lei nº 9.991/2000 e prevê a destinação dos recursos não utilizados de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Eficiência Energética - PEE, para a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, visando à modicidade tarifária até 2025 como medida de mitigação dos impactos econômicos provenientes da pandemia de Covid-19. O Despacho Aneel nº 904/2021 determinou os recolhimentos para a CDE a partir de abril de 2021.

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 31.03.2022	Saldo em 31.12.2021
<b>Pesquisa e desenvolvimento - P&amp;D</b>					
FNDCT	-	6.596	-	6.596	7.584
MME	-	3.300	-	3.300	3.790
P&D	182.857	1.335	80.235	264.427	286.029
	<b>182.857</b>	<b>11.231</b>	<b>80.235</b>	<b>274.323</b>	<b>297.403</b>
<b>Programa de eficiência energética - PEE</b>					
Procel	-	24.078	-	24.078	19.883
PEE	105.875	2.342	214.632	322.849	309.811
	<b>105.875</b>	<b>26.420</b>	<b>214.632</b>	<b>346.927</b>	<b>329.694</b>
	<b>288.732</b>	<b>37.651</b>	<b>294.867</b>	<b>621.250</b>	<b>627.097</b>
			<b>Circulante</b>	<b>284.021</b>	<b>292.495</b>
			<b>Não circulante</b>	<b>337.229</b>	<b>334.602</b>

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

### 25.1 Mutação dos saldos de P&D e PEE

Consolidado	FNDCT	MME	P&D	Procel	PEE	Total
<b>Em 1º.01.2022</b>	<b>7.584</b>	<b>3.790</b>	<b>286.029</b>	<b>19.883</b>	<b>309.811</b>	<b>627.097</b>
Constituições	10.342	5.171	10.342	2.984	11.940	40.779
Contrato de desempenho	-	-	-	-	655	655
Juros (NE nº 33)	-	-	1.842	1.211	4.992	8.045
Recolhimentos	(11.330)	(5.661)	(3.878)	-	(3.814)	(24.683)
Conclusões	-	-	(29.908)	-	(735)	(30.643)
<b>Em 31.03.2022</b>	<b>6.596</b>	<b>3.300</b>	<b>264.427</b>	<b>24.078</b>	<b>322.849</b>	<b>621.250</b>

## 26 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão

Consolidado	Empresa	Outorga	Assinatura	Final	Taxa de desconto	Correção Anual	31.03.2022	31.12.2021	
UHE Mauá	Copel GeT	29.06.2007	03.07.2007	05.2047	5,65% a.a.	IPCA	20.874	20.495	
UHE Colíder	Copel GeT	29.12.2010	17.01.2011	01.2046	7,74% a.a.	IPCA	27.900	27.376	
UHE Baixo Iguaçu	Copel GeT	19.07.2012	20.08.2012	01.2047	7,74% a.a.	IPCA	8.768	8.595	
UHE Guaricana	Copel GeT	03.03.2020	03.03.2020	03.2025	7,74% a.a.	IPCA	2.758	2.894	
UHEs Fundão e Santa Clara	Elejor	23.10.2001	25.10.2001	05.2037	11,00% a.a.	IGPM	887.002	844.599	
							<b>947.302</b>	<b>903.959</b>	
							<b>Circulante</b>	<b>106.926</b>	<b>104.963</b>
							<b>Não circulante</b>	<b>840.376</b>	<b>798.996</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.

### 26.1 Mutação de contas a pagar vinculadas   concessão

<b>Em 1º.01.2022</b>	<b>903.959</b>
Ajuste a valor presente	41.179
Variacão monetária	29.010
Pagamentos	(26.846)
<b>Em 31.03.2022</b>	<b>947.302</b>

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

### 27.1 Direito de uso de ativos

Consolidado	Saldo em 1º.01.2022	Adições	Ajuste por remensurac�o	Amortizac�o	Baixas	Saldo em 31.03.2022
Imóveis	120.929	12.953	400	(2.489)	(247)	131.546
Veículos	67.833	22.231	235	(8.939)	-	81.360
Equipamentos	15.294	-	-	(1.820)	-	13.474
	<b>204.056</b>	<b>35.184</b>	<b>635</b>	<b>(13.248)</b>	<b>(247)</b>	<b>226.380</b>

## 27.2 Passivo de arrendamentos

### 27.2.1 Mutação do passivo de arrendamentos

	Controladora	Consolidado
<b>Em 1º.01.2022</b>	<b>3.258</b>	<b>212.734</b>
Adições	1.346	35.184
Ajuste por remensuração	-	635
Encargos	80	4.073
Pagamento - principal	(76)	(12.232)
Pagamento - encargos	(80)	(4.653)
Baixas	-	(270)
<b>Em 31.03.2022</b>	<b>4.528</b>	<b>235.471</b>
	<b>Circulante</b>	<b>331</b>
	<b>Não circulante</b>	<b>4.197</b>
		<b>48.690</b>
		<b>186.781</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 12,03% a.a.

### 27.2.2 Vencimentos das parcelas de longo prazo

2023	33.256
2024	36.348
2025	20.452
2026	20.580
2027	8.881
Após 2027	165.228
<b>Valores não descontados</b>	<b>284.745</b>
Juros embutidos	(97.964)
<b>Saldo do passivo de arrendamento</b>	<b>186.781</b>

### 27.2.3 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	391.173	235.471
<b>Pis/Cofins potencial</b>	<b>28.611</b>	<b>17.991</b>

## 27.3 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	235.471	274.952	16,77%
Direito de uso de ativos	226.380	257.307	13,66%
Despesa Financeira	4.237	5.377	26,91%
Despesa de amortização	13.248	14.612	10,30%

#### 27.4 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 32.6). O saldo de compromissos de arrendamentos e aluguéis está demonstrado a seguir:

Consolidado	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	31.03.2022
Compromissos de arrendamentos e aluguéis	12.053	49.368	269.026	330.447

#### 27.5 Recebíveis de arrendamentos

Consolidado	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total 31.03.2022
Compartilhamento de instalações	1.031	4.122	16.289	21.442

## 28 Outras Contas a Pagar

Consolidado	31.03.2022	31.12.2021
Valor justo na compra e venda de energia (NE nº 35.2.12)	561.028	545.468
Desvio de geração - empreendimentos eólicos (NE nº 35.2.11)	124.754	108.031
Taxa de iluminação pública arrecadada	49.938	32.895
Aquisição de investimentos	46.361	46.361
Cauções em garantia	43.443	35.285
Pagamentos/devoluções à consumidores	41.526	45.579
Obrigações junto a clientes nas operações de venda de gás (a)	40.014	35.130
Provisão Despacho Aneel nº 084/2017	35.374	34.113
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	12.511	12.066
Outras obrigações	69.445	75.364
	<b>1.024.394</b>	<b>970.292</b>
	<b>Circulante</b>	<b>370.383</b>
	<b>Não circulante</b>	<b>599.909</b>

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

## 29 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 31.12.2021, 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 brasileiro, sendo que a resolução final depende das conclusões dos processos judiciais. Por esse motivo, essa informação não é fornecida.

### 29.1 Mutações das provisões para litígios

Controladora	Saldo em 1º.01.2022	Resultado		Quitações	Saldo em 31.03.2022
		Adições	Reversões		
<b>Fiscais</b>					
Cofins	110.059	2.682	-	-	112.741
Outras	34.149	368	-	-	34.517
	<b>144.208</b>	<b>3.050</b>	-	-	<b>147.258</b>
<b>Trabalhistas</b>	<b>2.437</b>	<b>46</b>	-	<b>(10)</b>	<b>2.473</b>
<b>Benefícios a empregados</b>	<b>587</b>	-	<b>(31)</b>	-	<b>556</b>
<b>Cíveis</b>	<b>175.356</b>	<b>7.011</b>	-	-	<b>182.367</b>
<b>Regulatórias</b>	<b>25.174</b>	-	-	-	<b>25.174</b>
	<b>347.762</b>	<b>10.107</b>	<b>(31)</b>	<b>(10)</b>	<b>357.828</b>

Consolidado	Saldo em 1º.01.2022	Resultado			Adições / (Reversões) no ativo	Quitações	Transfe- rências/ Outros	Saldo em 31.03.2022
		Provisões para litígios		Custo de construção				
		Adições	Reversões	Adições				
<b>Fiscais</b>								
Cofins	110.059	2.682	-	-	-	-	112.741	
Outras	71.056	3.428	-	-	-	(271)	74.213	
	<b>181.115</b>	<b>6.110</b>	-	-	-	<b>(271)</b>	<b>186.954</b>	
<b>Trabalhistas</b>	<b>569.756</b>	<b>23.412</b>	<b>(2.647)</b>	-	-	<b>(32.227)</b>	<b>1.633</b>	
<b>Benefícios a empregados</b>	<b>37.148</b>	<b>8.492</b>	<b>(31)</b>	-	-	-	<b>45.609</b>	
<b>Cíveis</b>								
Cíveis e direito administrativo	433.437	43.587	(15.501)	-	-	(19.188)	57	442.392
Servidões de passagem	138.069	487	-	3.136	(2.366)	963	-	140.289
Desapropriações e patrimoniais	125.028	157	-	3.943	2.180	(2)	-	131.306
Consumidores	3.755	1.553	(115)	-	-	(1.485)	-	3.708
Ambientais	5.902	12	(55)	-	-	-	-	5.859
	<b>706.191</b>	<b>45.796</b>	<b>(15.671)</b>	<b>7.079</b>	<b>(186)</b>	<b>(19.712)</b>	<b>57</b>	<b>723.554</b>
<b>Regulatórias</b>	<b>103.155</b>	<b>596</b>	-	-	-	<b>(13.752)</b>	-	<b>89.999</b>
	<b>1.597.365</b>	<b>84.406</b>	<b>(18.349)</b>	<b>7.079</b>	<b>(186)</b>	<b>(65.962)</b>	<b>1.690</b>	<b>1.606.043</b>

## **29.2 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		Passivo contingente		Provisões		Passivo contingente	
		31.03.2022	31.12.2021	31.03.2022	31.12.2021	31.03.2022	31.12.2021	31.03.2022	31.12.2021
<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.	112.741	110.059	8.239	7.914	112.741	110.059	8.239	7.914
INSS	Exigências fiscais relativas à contribuição previdenciária.	30.059	29.813	110.860	107.840	30.059	29.813	110.860	107.840
Impostos federais	Exigências e questionamentos administrativos da Receita Federal do Brasil.	-	-	46.047	45.602	1.758	1.721	78.004	77.058
ICMS	Exigências e questionamentos administrativos do Estado sobre recolhimento do ICMS nas faturas da Companhia	-	-	-	-	-	-	67.250	43.346
IPTU	Exigência de Imposto sobre Propriedade Territorial Urbana - IPTU sobre imóveis afetados ao serviço público de energia elétrica.	-	-	-	-	-	-	123.383	118.981
ISS	Exigência fiscal das prefeituras a título de ISS em serviços de construção civil prestado por terceiro.	-	-	-	-	169	170	86.376	83.536
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.	4.458	4.336	6.531	6.404	42.227	39.352	98.234	122.314
		<b>147.258</b>	<b>144.208</b>	<b>171.677</b>	<b>167.760</b>	<b>186.954</b>	<b>181.115</b>	<b>572.346</b>	<b>560.989</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>2.473</b>	<b>2.437</b>	<b>2.971</b>	<b>3.606</b>	<b>559.927</b>	<b>569.756</b>	<b>272.688</b>	<b>275.230</b>
<b>Benefícios a empregados</b>	Reclamações trabalhistas movidas por ex-empregados aposentados contra a Fundação Copel, que causarão, consequentemente, reflexos para a Companhia e suas subsidiárias integrais, na medida em que forem necessários aportes complementares.	<b>556</b>	<b>587</b>	-	-	<b>45.609</b>	<b>37.148</b>	<b>5.468</b>	<b>3.524</b>
<b>Regulatórias</b>									
Despacho Aneel nº 288/2002	Ações judiciais contra o Despacho Aneel nº 288/2002 envolvendo as empresas Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE e Dona Francisca Energética S.A.	25.174	25.174	-	-	82.670	82.670	-	-
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.	-	-	-	-	-	-	1.100.209	1.066.486
Excludente Colíder	Discussão sobre o valor de Tarifa de uso do sistema de transmissão - TUST e atualização monetária sobre valores de energia referente ao período de excludente de responsabilidade. Em decorrência da liminar judicial que excluiu o período de atraso da obra da UHE Colíder da responsabilidade pela entrega de energia contratada no Ambiente de Contratação Regulado - ACR, a CCEE procedeu o crédito, valorado ao PLD, da energia anteriormente lastreada para cumprir os contratos de ACR. Contudo, em caso de insucesso na ação judicial, a Companhia deverá devolver os valores creditados, atualizados pelo IGPM.	-	-	-	-	-	-	304.839	295.931
Outras	Notificações do Órgão Regulador sobre eventuais descumprimentos de normas regulatórias	-	-	-	-	7.329	20.485	38.350	38.099
		<b>25.174</b>	<b>25.174</b>	-	-	<b>89.999</b>	<b>103.155</b>	<b>1.443.398</b>	<b>1.400.516</b>

(continua)

Natureza	Descrição	Controladora				Consolidado			
		Provisões		Passivo contingente		Provisões		Passivo contingente	
		31.03.2022	31.12.2021	31.03.2022	31.12.2021	31.03.2022	31.12.2021	31.03.2022	31.12.2021
<b>Cíveis</b>									
Fumicultores	Ações que têm como principal causa a falta de energia elétrica causando perda da produção.	-	-	-	-	79.092	79.092	68.104	68.104
Arbitragem	Discussão em arbitragem protegida por sigilo e confidencialidade, em fase de instrução probatória, sem decisão proferida	170.381	165.158	691.912	670.704	170.381	165.158	691.912	670.704
Crédito PIS/COFINS sobre ICMS	Referente a estimativa de contingência passiva, conforme julgamento da administração e opinião de seus assessores legais, relativa a eventual propositura de demanda pelos consumidores sobre o crédito tributário reconhecido, detalhado na NE nº 13.2.1, referente ao período que exacerbe a regra de neutralidade tributária, compreendido entre o 11º e o 16º ano, de um total de 16 anos considerados na ação. Em 09.02.2021, a Aneel abriu Consulta Pública 005/2021 com intuito de aprimoramento da proposta de devolução destes créditos tributários aos consumidores. As áreas técnicas da Aneel elaboraram nota técnica à referida Consulta Pública delimitando seu escopo à análise econômico-financeira, porém sem discutir os aspectos jurídicos. No âmbito da referida Consulta Pública e após o recebimento das contribuições enviadas pelos interessados, em 04.03.2022, foi emitido Parecer da Procuradoria Federal junto a ANEEL que respondeu a quesitos formulados pelas superintendências da ANEEL que avaliam o tema. A agência reguladora ainda não concluiu sua análise no âmbito da referida Consulta Pública e, até o momento, não há decisão final em âmbito administrativo. A Companhia e seus assessores legais avaliaram os documentos disponibilizados na Consulta Pública 005/2021 e o Parecer da Procuradoria Federal, não identificando alterações no seu entendimento anterior sobre o assunto, e aguardam análise pela Aneel de suas contribuições de forma a solidificar esse entendimento e resguardar seus direitos.	-	-	-	-	-	-	1.837.257	1.775.347
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.	11.986	10.198	5.224	6.639	135.487	131.519	290.543	233.194
Indenização a terceiros (cíveis)	Ações de indenização decorrentes de danos causados durante a construção de usinas	-	-	-	-	57.432	57.663	30.040	65.888
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.	-	-	-	-	140.289	138.075	29.100	29.100
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.	-	-	-	-	94.346	93.679	184.305	184.305
Indenização a terceiros (Desapropriações)	Ações de desapropriação para construção de subestação de energia elétrica e para desapropriação de terreno alagado de Usina	-	-	-	-	36.960	31.348	-	-
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.	-	-	-	-	3.708	3.755	3.964	3.964
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.	-	-	-	-	5.859	5.902	206.647	206.647
		<b>182.367</b>	<b>175.356</b>	<b>697.136</b>	<b>677.343</b>	<b>723.554</b>	<b>706.191</b>	<b>3.341.872</b>	<b>3.237.253</b>
		<b>357.828</b>	<b>347.762</b>	<b>871.784</b>	<b>848.709</b>	<b>1.606.043</b>	<b>1.597.365</b>	<b>5.635.772</b>	<b>5.477.512</b>

## 30 Patrimônio Líquido

### 30.1 Capital social

Em 31.03.2022, o capital social integralizado é de R\$ 10.800.000 (R\$ 10.800.000 em 31.12.2021). Sua composição por ações (sem valor nominal) e os principais acionistas estão demonstrações a seguir, já considerando a quantidade de ações atualizadas após o desdobramento aprovado pela Administração:

Acionistas	Número de ações em unidades							
	Ordinárias		Preferenciais "A"		Preferenciais "B"		Total	
	nº ações	%	nº ações	%	nº ações	%	nº ações	%
Estado do Paraná	734.304.512	69,66	-	-	115.969.784	6,91	850.274.296	31,07
BNDESPAR	131.161.562	12,44	-	-	524.646.248	31,24	655.807.810	23,96
Eletrobras	15.307.740	1,45	-	-	-	-	15.307.740	0,56
Custódias em bolsa:								
B3	134.284.901	12,75	661.760	21,16	894.403.249	53,26	1.029.349.910	37,62
NYSE	35.508.940	3,37	-	-	142.035.760	8,46	177.544.700	6,49
Latibex	227.867	0,02	-	-	1.678.043	0,10	1.905.910	0,07
Prefeituras	1.783.930	0,17	93.260	2,98	34.710	-	1.911.900	0,07
Outros	1.511.008	0,14	2.372.980	75,86	567.496	0,03	4.451.484	0,16
	<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>

### 30.2 Ajustes de avaliação patrimonial

	Controladora	Consolidado
<b>Em 1º.01.2022</b>	<b>426.170</b>	<b>426.170</b>
<b>Realização dos ajustes de avaliação patrimonial</b>		
Custo atribuído do imobilizado	-	(16.872)
Tributos sobre a realização dos ajustes	-	5.736
Custo atribuído do imobilizado - equivalência patrimonial, líquida de tributos	(11.136)	-
<b>Em 31.03.2022</b>	<b>415.034</b>	<b>415.034</b>

### 30.3 Lucro por ação - básico e diluído

Controladora	Operações continuadas	31.03.2022	Operações continuadas	Operações descontinuadas	31.03.2021
<b>Numerador básico e diluído</b>					
Lucro líquido básico e diluído alocado por classes de ações, atribuído aos acionistas controladores:					
Ações ordinárias	241.075	241.075	380.547	17.236	397.783
Ações preferenciais classe "A"	787	787	944	43	987
Ações preferenciais classe "B"	422.479	422.479	370.303	16.772	387.075
	<b>664.341</b>	<b>664.341</b>	<b>751.794</b>	<b>34.051</b>	<b>785.845</b>
<b>Denominador básico e diluído</b>					
Média ponderada das ações (em milhares):					
Ações ordinárias	1.054.090.460	1.054.090.460	1.450.310.800	1.450.310.800	1.450.310.800
Ações preferenciais classe "A"	3.128.000	3.128.000	3.267.520	3.267.520	3.267.520
Ações preferenciais classe "B"	1.679.335.290	1.679.335.290	1.282.975.430	1.282.975.430	1.282.975.430
	<b>2.736.553.750</b>	<b>2.736.553.750</b>	<b>2.736.553.750</b>	<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	0,22870	0,22870	0,26239	0,01188	0,27427
Ações preferenciais classe "A"	0,25158	0,25158	0,28863	0,01307	0,30170
Ações preferenciais classe "B"	0,25158	0,25158	0,28863	0,01307	0,30170

## 31 Receita Operacional Líquida

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos setoriais	ISSQN	Receita líquida	
						31.03.2022	31.03.2021
Fornecimento de energia elétrica	3.948.480	(289.156)	(822.951)	(702.220)	-	<b>2.134.153</b>	<b>1.750.716</b>
Suprimento de energia elétrica	1.189.609	(165.511)	(5.274)	(17.149)	-	<b>1.001.675</b>	<b>1.152.336</b>
Disponibilidade da rede elétrica	2.801.864	(195.273)	(668.356)	(675.331)	-	<b>1.262.904</b>	<b>1.124.922</b>
Receita de construção	487.063	-	-	-	-	<b>487.063</b>	<b>374.280</b>
Valor justo do ativo indenizável da concessão	42.549	-	-	-	-	<b>42.549</b>	<b>28.870</b>
Distribuição de gás canalizado	310.061	(24.078)	(52.833)	-	(61)	<b>233.089</b>	<b>134.869</b>
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	357.229	(33.044)	-	-	-	<b>324.185</b>	<b>360.349</b>
Outras receitas operacionais	117.843	(13.363)	-	-	(2.349)	<b>102.131</b>	<b>59.451</b>
	<b>9.254.698</b>	<b>(720.425)</b>	<b>(1.549.414)</b>	<b>(1.394.700)</b>	<b>(2.410)</b>	<b>5.587.749</b>	<b>4.985.793</b>

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

<b>Consolidado</b>	<b>31.03.2022</b>	<b>31.03.2021</b>
<b>Fornecimento de energia elétrica</b>	<b>3.948.480</b>	<b>2.611.796</b>
Residencial	1.337.295	842.800
Industrial	332.698	242.507
Comercial, serviços e outras atividades	765.115	459.761
Rural	318.936	186.532
Poder público	100.067	52.126
Iluminação pública	105.404	60.019
Serviço público	129.657	79.593
Consumidores livres	665.612	521.171
Doações e subvenções	193.696	167.287
<b>Suprimento de energia elétrica</b>	<b>1.189.609</b>	<b>1.349.931</b>
Contratos bilaterais	727.779	592.984
Contratos regulados	253.423	255.312
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	166.488	470.840
Juros efetivos - bonificação de outorga (NE nº 9.3)	41.919	30.795
<b>Disponibilidade da rede elétrica</b>	<b>2.801.864</b>	<b>2.351.874</b>
Residencial	847.873	740.173
Industrial	373.638	332.728
Comercial, serviços e outras atividades	530.741	432.999
Rural	191.036	161.604
Poder público	63.597	46.000
Iluminação pública	52.190	51.827
Serviço público	59.390	50.523
Consumidores livres	384.746	326.412
Concessionárias e geradoras	21.369	16.602
Receita de operação e manutenção - O&M e juros efetivos	277.284	193.006
<b>Receita de construção</b>	<b>487.063</b>	<b>374.280</b>
Concessão de distribuição de energia	439.969	331.409
Concessão de distribuição de gás canalizado	3.413	2.747
Concessão de transmissão de energia (a)	43.681	40.124
<b>Valor justo do ativo indenizável da concessão</b>	<b>42.549</b>	<b>28.870</b>
<b>Distribuição de gás canalizado</b>	<b>310.061</b>	<b>180.524</b>
<b>Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais</b>	<b>357.229</b>	<b>397.078</b>
<b>Outras receitas operacionais</b>	<b>117.843</b>	<b>72.000</b>
Arrendamentos e aluguéis (31.2)	82.691	53.608
Valor justo na compra e venda de energia	-	1.133
Renda da prestação de serviços	22.486	11.088
Outras receitas	12.666	6.171
<b>RECETA OPERACIONAL BRUTA</b>	<b>9.254.698</b>	<b>7.366.353</b>
(-) Pis/Pasep e Cofins	(720.425)	(597.493)
(-) ICMS	(1.549.414)	(1.140.659)
(-) ISSQN	(2.410)	(1.424)
(-) Encargos setoriais (31.3)	(1.394.700)	(640.984)
<b>RECETA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>5.587.749</b>	<b>4.985.793</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

## 31.2 Arrendamentos e aluguéis

### 31.2.1 Receita de arrendamento e aluguéis

<b>Consolidado</b>	<b>31.03.2022</b>	<b>31.03.2021</b>
Equipamentos e estruturas	82.304	53.464
Compartilhamento de instalações	333	81
Imóveis	54	63
	<b>82.691</b>	<b>53.608</b>

## 31.3 Encargos setoriais

<b>Consolidado</b>	<b>31.03.2022</b>	<b>31.03.2021</b>
Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de distribuição de energia (31.3.1)	681.471	460.532
Outros encargos do consumidor - bandeira tarifária (31.3.2)	638.575	114.437
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética - P&D e PEE	40.779	40.419
Quota para reserva global de reversão - RGR	12.035	14.858
Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de transmissão de energia	18.620	8.811
Taxa de fiscalização	3.220	1.927
	<b>1.394.700</b>	<b>640.984</b>

### 31.3.1 Conta de Desenvolvimento Energético - CDE - concessão de distribuição de energia

A CDE, criada pela Lei nº 10.438/2002 e alterada pela Lei nº 12.783/2013, tem entre suas fontes de recursos, para cumprir seus objetivos, as quotas pagas pelos agentes que negociam energia com o consumidor final, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas. A Companhia realiza pagamentos do encargo CDE Uso, destinada ao custeio dos objetivos da CDE previstos na lei. As quotas anuais para cada distribuidora são definidas pela Aneel por meio das resoluções homologatórias.

A partir de junho de 2021 a Companhia passou a recolher mensalmente a cota relativa à CDE Conta Covid no montante de R\$ 29.032, segregada entre CDE Uso e CDE Energia. Esse encargo, repassado na tarifa aos consumidores, é devido pelas concessionárias e permissionárias de distribuição conforme Despacho nº 939/2021 e tem a finalidade de amortização da operação de crédito contratada pela CCEE na gestão da Conta Covid, nos termos da Resolução Normativa nº 885/2020.

O saldo é composto da seguinte forma:

<b>Resoluções</b>	<b>Período</b>	<b>31.03.2022</b>
<b>CDE USO</b>		
Resolução Homologatória nº 3.004/2021	Janeiro a Março	594.374
Despacho nº 939/2021	A partir de junho de 2021	45.861
		<b>640.235</b>
<b>CDE ENERGIA</b>		
Despacho nº 939/2021	A partir de junho de 2021	41.236
		<b>681.471</b>

<b>Resoluções</b>	<b>Período</b>	<b>31.03.2021</b>
<b>CDE USO</b>		
Resolução Homologatória nº 2.814/2020	Janeiro	163.844
Resolução Homologatória nº 2.833/2021	Fevereiro	157.766
Resolução Homologatória nº 2.834/2021	Março	138.922
		<b>460.532</b>
		<b>460.532</b>

### 31.3.2 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, apresentando as seguintes modalidades:

- Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia, sem acréscimo na tarifa;
- Bandeira amarela: acréscimo de R\$ 1,874 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos;
- Bandeira vermelha - Patamar 1: acréscimo de R\$ 3,971 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos;
- Bandeira vermelha - Patamar 2: acréscimo de R\$ 9,492 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos;
- Bandeira de escassez hídrica: acréscimo de R\$ 14,20 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos.

O cenário de crise hídrica predominou em 2021, em que foram aplicadas as modalidades de bandeira vermelha, patamar 1 e 2 e de bandeira de escassez hídrica. Em 2022 permaneceu o cenário crítico, mantendo-se a bandeira de escassez hídrica no primeiro trimestre.

### **31.4 Revisão Tarifária Periódica - Copel DIS**

A Aneel homologou o resultado do 5º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica 2021 por meio da Resolução Homologatória nº 2.886, de 22.06.2021, autorizando o reajuste médio de 9,89% (0,41% em 2020) percebido pelos consumidores e cuja aplicação ocorreu integralmente às tarifas a partir de 24.06.2021. Para os consumidores da alta tensão o reajuste médio ficou em 9,57% e para os da baixa tensão em 10,04%.

## 32 Custos e Despesas Operacionais

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	31.03.2022
Energia elétrica comprada para revenda (32.1)	(1.939.498)	-	-	-	(1.939.498)
Encargos de uso da rede elétrica	(774.975)	-	-	-	(774.975)
Pessoal e administradores (32.2)	(188.939)	(1.885)	(91.501)	-	(282.325)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 23.3)	(46.169)	(310)	(21.606)	-	(68.085)
Material	(16.471)	-	(1.765)	-	(18.236)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(85.431)	-	-	-	(85.431)
Gás natural e insumos para operação de gás	(187.412)	-	-	-	(187.412)
Serviços de terceiros (32.3)	(122.531)	(1.386)	(44.013)	-	(167.930)
Depreciação e amortização	(302.739)	-	(13.801)	(3.838)	(320.378)
Perdas de créditos, provisões e reversões (32.4)	(1.629)	(51.437)	-	(62.882)	(115.948)
Custo de construção (32.5)	(476.717)	-	-	-	(476.717)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (32.6)	(36.293)	(11.872)	(23.719)	(21.231)	(93.115)
	<b>(4.178.804)</b>	<b>(66.890)</b>	<b>(196.405)</b>	<b>(87.951)</b>	<b>(4.530.050)</b>

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	31.03.2021
Energia elétrica comprada para revenda (32.1)	(1.686.296)	-	-	-	(1.686.296)
Encargos de uso da rede elétrica	(560.282)	-	-	-	(560.282)
Pessoal e administradores (32.2)	(209.442)	(3.215)	(96.593)	-	(309.250)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 23.3)	(42.202)	(414)	(19.222)	-	(61.838)
Material	(15.107)	(6)	(1.559)	-	(16.672)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(320.162)	-	-	-	(320.162)
Gás natural e insumos para operação de gás	(95.008)	-	-	-	(95.008)
Serviços de terceiros (32.3)	(123.274)	(1.258)	(42.549)	-	(167.081)
Depreciação e amortização	(240.448)	(1)	(12.689)	(3.838)	(256.976)
Perdas de créditos, provisões e reversões (32.4)	1.394	(32.989)	-	(34.367)	(65.962)
Custo de construção (32.5)	(373.372)	-	-	-	(373.372)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (32.6)	(58.978)	(11.567)	(25.378)	(17.485)	(113.408)
	<b>(3.723.177)</b>	<b>(49.450)</b>	<b>(197.990)</b>	<b>(55.690)</b>	<b>(4.026.307)</b>

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	31.03.2022
Pessoal e administradores (32.2)	(10.376)	-	(10.376)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 23.3)	(1.759)	-	(1.759)
Material	(239)	-	(239)
Serviços de terceiros	(6.944)	-	(6.944)
Depreciação e amortização	(321)	(280)	(601)
Perdas de créditos, provisões e reversões (32.4)	-	(22.928)	(22.928)
Outras receitas (despesas) operacionais	(3.956)	4.964	1.008
	<b>(23.595)</b>	<b>(18.244)</b>	<b>(41.839)</b>

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	31.03.2021
Pessoal e administradores (32.2)	(5.780)	-	(5.780)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 23.3)	(707)	-	(707)
Material	(130)	-	(130)
Serviços de terceiros	(6.345)	-	(6.345)
Depreciação e amortização	(267)	(280)	(547)
Perdas de créditos, provisões e reversões (32.4)	-	(11.653)	(11.653)
Outras receitas (despesas) operacionais	(3.719)	(1.863)	(5.582)
	<b>(16.948)</b>	<b>(13.796)</b>	<b>(30.744)</b>

### 32.1 Energia elétrica comprada para revenda

<b>Consolidado</b>	<b>31.03.2022</b>	<b>31.03.2021</b>
Compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	870.197	843.139
Itaipu Binacional	350.166	447.913
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	69.949	111.538
Contratos bilaterais	573.826	367.749
Programa de incentivo a novas fontes de energia alternativa - Proinfa	110.487	67.369
Micro e mini geradores	179.481	63.528
Valor justo na compra e venda de energia	21.834	-
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre energia elétrica comprada para revenda	(236.442)	(214.940)
	<b>1.939.498</b>	<b>1.686.296</b>

### 32.2 Pessoal e administradores

	<b>Controladora</b>		<b>Consolidado</b>	
	<b>31.03.2022</b>	<b>31.03.2021</b>	<b>31.03.2022</b>	<b>31.03.2021</b>
<b>Pessoal</b>				
Remunerações	5.756	1.288	150.102	153.581
Encargos sociais	1.709	473	54.562	54.603
Auxílio alimentação e educação	645	402	25.723	25.754
Programa de desligamentos voluntários	(2.087)	-	(7.880)	-
	<b>6.023</b>	<b>2.163</b>	<b>222.507</b>	<b>233.938</b>
<b>Administradores</b>				
Honorários	1.817	1.120	4.509	4.043
Encargos sociais	445	253	936	920
Outros gastos	25	25	68	73
	<b>2.287</b>	<b>1.398</b>	<b>5.513</b>	<b>5.036</b>
<b>Provisões por desempenho e participação nos lucros de empregados e administradores</b>	<b>2.066</b>	<b>2.219</b>	<b>54.305</b>	<b>70.276</b>
	<b>10.376</b>	<b>5.780</b>	<b>282.325</b>	<b>309.250</b>

### 32.3 Serviços de terceiros

<b>Consolidado</b>	<b>31.03.2022</b>	<b>31.03.2021</b>
Manutenção do sistema elétrico	64.287	74.520
Manutenção de instalações	20.186	25.858
Comunicação, processamento e transmissão de dados	24.118	16.505
Atendimento ao consumidor	15.304	13.240
Leitura e entrega de faturas	12.955	12.882
Consultoria e auditoria	9.042	8.315
Outros serviços	22.038	15.761
	<b>167.930</b>	<b>167.081</b>

### 32.4 Perdas de crédito, provisões e reversões

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2022	31.03.2021	31.03.2022	31.03.2021
Provisão para litígios (NE nº 29)	8.186	5.377	64.167	32.927
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos - <i>Impairment</i>				
Contrato de concessão de geração de energia elétrica	-	-	-	(2.604)
Operações de gás (NE nº 11.1)	-	-	1.629	-
Imobilizado - segmento de geração	-	-	-	1.210
Perdas de créditos esperadas (Clientes e Outros créditos)	-	-	51.437	32.989
Perdas estimadas em créditos tributários	-	-	(1.285)	1.440
Provisão para perdas em participações societárias	14.742	6.276	-	-
	<b>22.928</b>	<b>11.653</b>	<b>115.948</b>	<b>65.962</b>

### 32.5 Custo de construção

Consolidado	31.03.2022	31.03.2021
Material	270.208	219.603
Serviços de terceiros	150.964	119.656
Pessoal	43.256	34.674
Outros (a)	12.289	(561)
	<b>476.717</b>	<b>373.372</b>

(a) No saldo de 2021 está contido o valor de reversão de provisões para litígios, no total de R\$ 6.921.

### 32.6 Outros custos e despesas operacionais, líquidos

Consolidado	31.03.2022	31.03.2021
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	20.820	29.231
Perdas (ganho) na desativação e alienação de bens, líquidas	18.309	15.243
Tributos	12.733	11.265
Taxa de arrecadação	11.912	12.404
Seguros	9.737	7.179
Arrendamentos e aluguéis	8.172	3.931
Indenizações	2.865	24.270
Doações, contribuições, subvenções, incentivos fiscais (a)	234	31
Comunicação corporativa		
Associação das Emissoras de Radiodifusão do Paraná - AERP	2.853	2.830
Publicidade	613	659
Patrocínio	525	128
Talentos Olímpicos Paranaense - TOP	122	207
Outras receitas, custos e despesas, líquidos	4.220	6.030
	<b>93.115</b>	<b>113.408</b>

### 33 Resultado Financeiro

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2022	31.03.2021	31.03.2022	31.03.2021
<b>Receitas financeiras</b>				
Renda de aplicações financeiras	12.164	267	87.944	14.475
Acréscimos moratórios sobre faturas	-	-	76.417	82.535
Juros e variação monetária sobre repasse CRC (a)	-	127.721	-	127.721
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 8.2)	-	-	32.129	3.766
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	29.507	2.464
Reconhecimento de crédito tributário (NE 12.2.1)	-	-	8.737	3.400
Variação cambial sobre cauções de empréstimos	-	-	-	14.383
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 26.1)	-	-	1.286	1.242
Valor justo dos derivativos - contrato a termo	-	-	-	3.899
Outras receitas financeiras	5.690	2.350	34.082	26.049
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre Receita Financeira	(772)	(6.043)	(10.227)	(11.605)
	<b>17.082</b>	<b>124.295</b>	<b>259.875</b>	<b>268.329</b>
<b>(-) Despesas financeiras</b>				
Variação monetária, cambial e encargos da dívida	34.694	9.973	347.730	164.681
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 26.1)	-	-	71.475	75.318
Juros sobre P&D e PEE (NE nº 25.1)	-	-	8.045	2.394
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	4.600	26.426
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 8.2)	-	-	3.791	-
Valor justo dos derivativos - contrato a termo	-	-	2.907	-
PIS/Pasep e Cofins sobre juros sobre capital próprio	374	-	374	-
Outras despesas financeiras	2.032	2.041	34.180	18.642
	<b>37.100</b>	<b>12.014</b>	<b>473.102</b>	<b>287.461</b>
<b>Líquido</b>	<b>(20.018)</b>	<b>112.281</b>	<b>(213.227)</b>	<b>(19.132)</b>

(a) O saldo da Conta de Resultados a Compensar - CRC foi quitado pelo Governo do Estado do Paraná em 10.08.2021, conforme detalhado na NE nº 8 das Demonstrações Financeiras de 31.12.2021.

### 34 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.

#### 34.1 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 31.03.2022, 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 31.03.2022.

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 31.12.2021.

### 34.2 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.

### 34.3 Ativo por segmento reportável

ATIVO	Energia elétrica			GÁS	Holding e Serviços	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET	DIS	COM				
<b>31.03.2022</b>							
<b>ATIVO TOTAL</b>	<b>25.304.075</b>	<b>21.110.595</b>	<b>1.542.661</b>	<b>905.479</b>	<b>3.069.836</b>	<b>(1.622.046)</b>	<b>50.310.600</b>
<b>ATIVO CIRCULANTE</b>	<b>3.529.960</b>	<b>6.915.052</b>	<b>846.099</b>	<b>441.779</b>	<b>2.281.233</b>	<b>(2.067.501)</b>	<b>11.946.622</b>
<b>ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>21.774.115</b>	<b>14.195.543</b>	<b>696.562</b>	<b>463.700</b>	<b>788.603</b>	<b>445.455</b>	<b>38.363.978</b>
Realizável a Longo Prazo	6.846.588	7.391.719	689.848	359.349	588.070	(265.368)	15.610.206
Investimentos	2.934.347	539	-	-	158.153	(1)	3.093.038
Imobilizado	10.172.865	-	296	-	19.505	-	10.192.666
Intangível	1.739.451	6.694.067	4.647	87.155	5.544	710.824	9.241.688
Direito de uso de ativos	80.864	109.218	1.771	17.196	17.331	-	226.380

ATIVO	Energia elétrica			GÁS	Holding e Serviços	Reclassificações (a)	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET	DIS	COM					
<b>31.12.2021</b>								
<b>ATIVO TOTAL</b>	<b>24.844.335</b>	<b>20.804.701</b>	<b>1.519.017</b>	<b>827.901</b>	<b>3.243.736</b>	<b>(1.451.159)</b>	<b>(250.996)</b>	<b>49.537.535</b>
<b>ATIVO CIRCULANTE</b>	<b>3.316.406</b>	<b>6.448.051</b>	<b>755.227</b>	<b>355.500</b>	<b>2.356.145</b>	<b>(652.886)</b>	<b>(1.388.571)</b>	<b>11.189.872</b>
<b>ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>21.527.929</b>	<b>14.356.650</b>	<b>763.790</b>	<b>472.401</b>	<b>887.591</b>	<b>(798.273)</b>	<b>1.137.575</b>	<b>38.347.663</b>
Realizável a Longo Prazo	6.639.545	7.664.328	757.873	362.649	694.197	(129.077)	(246.193)	15.743.322
Investimentos	2.887.272	540	-	-	154.322	-	-	3.042.134
Imobilizado	10.123.352	-	305	-	18.934	(651.458)	651.458	10.142.591
Intangível	1.799.391	6.596.184	4.038	96.145	5.230	(8.202)	722.774	9.215.560
Direito de uso de ativos	78.369	95.598	1.574	13.607	14.908	(9.536)	9.536	204.056

(a) Reclassificações decorrentes do processo de desinvestimento da Copel Telecomunicações (NE nº 40).

### 34.4 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>31.03.2022</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 (PREJÚZO) 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 (PREJÚZO) 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 (PREJÚZO) DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE</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>
Resultado de operações descontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>LUCRO (PREJÚZO) 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>

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica				TEL (a)	GÁS	Holding e Serviços	Reclassificações (a)	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET		DIS	COM						
	GER	TRA								
<b>31.03.2021</b>										
<b>OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE</b>										
<b>RECETA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>1.318.335</b>	<b>300.977</b>	<b>3.074.590</b>	<b>894.499</b>	<b>95.707</b>	<b>159.555</b>	-	<b>(89.300)</b>	<b>(768.570)</b>	<b>4.985.793</b>
Receita operacional líquida com terceiros	719.133	202.101	3.059.878	851.825	89.302	152.854	-	(89.300)	-	4.985.793
Receita operacional líquida entre segmentos	599.202	98.876	14.712	42.674	6.405	6.701	-	-	(768.570)	-
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>	<b>(813.535)</b>	<b>(98.546)</b>	<b>(2.832.810)</b>	<b>(871.233)</b>	<b>(83.121)</b>	<b>(122.592)</b>	<b>(33.035)</b>	<b>22.644</b>	<b>805.921</b>	<b>(4.026.307)</b>
Energia elétrica comprada para revenda	(49.908)	-	(1.411.519)	(865.348)	-	-	-	-	640.479	(1.686.296)
Encargos de uso da rede elétrica	(124.789)	-	(539.460)	-	-	-	-	-	103.967	(560.282)
Pessoal e administradores	(56.120)	(33.055)	(184.260)	(3.537)	(16.697)	(9.703)	(5.878)	-	-	(309.250)
Planos previdenciário e assistencial	(10.866)	(6.874)	(39.002)	(398)	(2.683)	(1.291)	(724)	-	-	(61.838)
Material	(2.188)	(1.122)	(13.049)	(5)	(560)	(178)	(130)	560	-	(16.672)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(326.375)	-	-	-	-	-	-	-	6.213	(320.162)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	-	(95.008)	-	-	-	(95.008)
Serviços de terceiros	(39.503)	(7.351)	(118.233)	(855)	(14.751)	(2.738)	(6.316)	14.751	7.915	(167.081)
Depreciação e amortização	(141.694)	(2.777)	(100.054)	(27)	(33.546)	(10.061)	(635)	740	31.078	(256.976)
Provisão (reversão) para litígios	(2.648)	(1.715)	(12.319)	(184)	3.005	85	(7.244)	(3.005)	-	(24.025)
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos	1.394	-	-	-	(1.759)	-	-	1.759	-	1.394
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	(1.925)	(1.642)	(39.771)	(223)	340	231	(6.277)	(340)	6.276	(43.331)
Custo de construção	-	(39.216)	(331.409)	-	-	(2.747)	-	-	-	(373.372)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(58.913)	(4.794)	(43.734)	(656)	(16.470)	(1.182)	(5.831)	8.179	9.993	(113.408)
<b>RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>	<b>3.132</b>	<b>83.064</b>	-	-	-	-	<b>538</b>	-	-	<b>86.734</b>
<b>LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO</b>										
<b>FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS</b>	<b>507.932</b>	<b>285.495</b>	<b>241.780</b>	<b>23.266</b>	<b>12.586</b>	<b>36.963</b>	<b>(32.497)</b>	<b>(66.656)</b>	<b>37.351</b>	<b>1.046.220</b>
Receitas financeiras	23.906	3.681	111.302	3.834	6.414	2.249	125.172	(6.413)	(1.816)	268.329
Despesas financeiras	(135.372)	(27.818)	(87.582)	(8)	(19.623)	(2.641)	(35.856)	19.623	1.816	(287.461)
<b>LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL</b>	<b>396.466</b>	<b>261.358</b>	<b>265.500</b>	<b>27.092</b>	<b>(623)</b>	<b>36.571</b>	<b>56.819</b>	<b>(53.446)</b>	<b>37.351</b>	<b>1.027.088</b>
Imposto de renda e contribuição social	(125.324)	(51.875)	(92.196)	(9.211)	232	(12.773)	16.352	17.511	(10.565)	(267.849)
<b>LUCRO (PREJUÍZO) DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE</b>	<b>271.142</b>	<b>209.483</b>	<b>173.304</b>	<b>17.881</b>	<b>(391)</b>	<b>23.798</b>	<b>73.171</b>	<b>(35.935)</b>	<b>26.786</b>	<b>759.239</b>
Resultado de operações descontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	35.935	-	35.935
<b>LUCRO (PREJUÍZO) DO PERÍODO</b>	<b>271.142</b>	<b>209.483</b>	<b>173.304</b>	<b>17.881</b>	<b>(391)</b>	<b>23.798</b>	<b>73.171</b>	-	<b>26.786</b>	<b>795.174</b>

(a) Segmento TEL descontinuado em 2021; reclassificações decorrentes do processo de desinvestimento da Copel Telecomunicações (NE nº 40).

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

31.03.2022	Energia elétrica			GÁS	Holding e Serviços	Consolidado
	GET	DIS	COM			
Ativos de contrato	-	486.441	-	2.033	-	<b>488.474</b>
Imobilizado	183.445	-	2	-	825	<b>184.272</b>
Intangível	403	-	644	-	520	<b>1.567</b>
Direito de uso de ativos	5.166	22.580	228	4.454	2.756	<b>35.184</b>

## 35 Instrumentos Financeiros

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

Consolidado	NE nº	Nível	31.03.2022			31.12.2021
			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	3.970.974	3.970.974	3.472.845	3.472.845
Títulos e valores mobiliários (b)	6	1	14.571	14.571	14.571	14.571
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2	368.002	368.002	346.487	346.487
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (c)	9.1 e 9.2	3	1.491.995	1.491.995	1.433.734	1.433.734
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (c)	9.4	3	104.108	104.108	102.220	102.220
Valor justos dos derivativos - contrato a termo (d)	11	3	-	-	2.907	2.907
Valor justo na compra e venda de energia (d)	11	3	849.501	849.501	855.775	855.775
Outros investimentos temporários (e)		1	15.208	15.208	14.072	14.072
Outros investimentos temporários (e)		2	9.527	9.527	5.913	5.913
			<b>6.823.886</b>	<b>6.823.886</b>	<b>6.248.524</b>	<b>6.248.524</b>
<b>Custo amortizado</b>						
Cauções e depósitos vinculados (a)			167	167	182	182
Caução STN	21.1		-	-	142.764	115.643
Clientes (a)	7		4.543.843	4.543.843	4.515.426	4.515.426
Ativos financeiros setoriais (a)	8		864.748	864.748	767.480	767.480
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (g)	9.3		753.312	853.467	730.851	828.673
			<b>6.162.070</b>	<b>6.262.225</b>	<b>6.156.703</b>	<b>6.227.404</b>
<b>Total dos ativos financeiros</b>			<b>12.985.956</b>	<b>13.086.111</b>	<b>12.405.227</b>	<b>12.475.928</b>
<b>Passivos Financeiros</b>						
<b>Valor justo por meio do resultado</b>						
Valor justo na compra e venda de energia (d)	28	3	561.028	561.028	545.468	545.468
			<b>561.028</b>	<b>561.028</b>	<b>545.468</b>	<b>545.468</b>
<b>Custo amortizado</b>						
Passivos financeiros setoriais (a)	8		228.969	228.969	293.179	293.179
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert (f)	12.2		416.240	356.332	421.694	361.080
PIS e Cofins a restituir para consumidores (a)	12.2.1		3.385.629	3.385.629	3.326.795	3.326.795
Fornecedores (a)	20		2.224.154	2.224.154	2.710.984	2.710.984
Empréstimos e financiamentos (f)	21		3.602.862	3.195.004	3.738.269	3.313.645
Debêntures (h)	22		8.378.619	8.291.628	8.240.769	8.240.769
Contas a pagar vinculadas à concessão (i)	26		947.302	1.048.891	903.959	1.009.867
			<b>19.183.775</b>	<b>18.730.607</b>	<b>19.635.649</b>	<b>19.256.319</b>
<b>Total dos passivos financeiros</b>			<b>19.744.803</b>	<b>19.291.635</b>	<b>20.181.117</b>	<b>19.801.787</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 31.12.2021).
- Os ativos e passivos equivalem ao seu respectivo valor contábil (NE nº 4.15 das demonstrações financeiras de 31.12.2021).

- 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 da última captação realizada pela Companhia, CDI + *spread* de 1,38%, para desconto do fluxo de pagamentos esperado.
- 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 31.03.2022, obtido junto à Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiros e de Capitais - Anbima, líquido do custo financeiro a amortizar.
- i) Utilizada a taxa de desconto real e líquida, de 8,75% a.a., compatível com a taxa estimada pela Companhia para projetos de longo prazo.

### 35.2 Gerenciamento dos riscos financeiros

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

#### 35.2.1 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>31.03.2022</b>	<b>31.12.2021</b>
Caixa e equivalentes de caixa (a)	3.970.974	3.472.845
Títulos e valores mobiliários (a)	382.573	361.058
Cauções e depósitos vinculados (a)	167	142.946
Clientes (b)	4.543.843	4.515.426
Ativos financeiros setoriais (c)	864.748	767.480
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (d)	1.491.995	1.433.734
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (e)	753.312	730.851
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (f)	104.108	102.220
Outros investimentos temporários (g)	24.735	19.985
	<b>12.136.455</b>	<b>11.546.545</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 as classes de consumidores 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 não recuperados por meio de tarifa.
- d)** 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, referente aos investimentos em infraestrutura não recuperados por meio da tarifa.
- e)** 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.
- f)** 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 VNR, para fins de indenização. Mais recentemente, em julho de 2021, foi publicada a Resolução Normativa nº 942/2021 disciplinando a apuração destes valores por meio da apresentação de laudos de avaliação a serem elaborados por empresas credenciadas. A expectativa da Administração sobre a indenização destes ativos indica a recuperabilidade dos saldos registrados.
- g)** 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.

#### 35.2.2 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 2026, repetem-se os indicadores de 2025 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>31.03.2022</b>							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 21	40.394	102.641	1.047.535	1.577.001	2.216.950	4.984.521
Debêntures	NE nº 22	100.432	669.392	2.081.505	6.311.890	2.052.631	11.215.850
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	8.962	17.924	87.400	526.664	2.493.443	3.134.393
Fornecedores	-	1.839.853	290.865	26.786	66.650	-	2.224.154
PIS e Cofins a restituir para consumidores	-	-	-	1.286.032	2.365.417	-	3.651.449
Pert	Selic	4.461	9.022	42.333	262.850	216.596	535.262
Passivos financeiros setoriais	Selic	5.640	11.439	54.366	192.548	-	263.993
Passivo de arrendamentos	NE nº 27	6.150	12.366	51.530	144.092	333.515	547.653
		<b>2.005.892</b>	<b>1.113.649</b>	<b>4.677.487</b>	<b>11.447.112</b>	<b>7.313.135</b>	<b>26.557.275</b>

(a) Taxa de juros efetiva - média ponderada.

Conforme divulgado nas NEs nºs 21.4 e 22.3, a Companhia e suas controladas têm empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas contratuais restritivas (*covenants*) que podem exigir a antecipação do pagamento dessas obrigações.

### 35.2.3 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 da Eletrobras (Itaipu) é repassado no próximo reajuste tarifário da Copel DIS.

O risco cambial na compra de gás decorre da possibilidade de a Compagas computar prejuízos decorrentes de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando o valor em reais das contas a pagar sobre o gás adquirido da Petrobras. Este risco 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 empréstimos e financiamentos 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) 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 considerou-se o saldo com a variação da taxa de câmbio - fim de período (R\$/US\$ 5,00) prevista na mediana das expectativas de mercado para 2022 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>31.03.2022</b>	<b>Provável</b>	<b>Cenário 1</b>	<b>Cenário 2</b>
<b>Passivos financeiros</b>					
Fornecedores					
Eletrobras (Itaipu)	Alta do dólar	(227.342)	(12.582)	(72.562)	(132.543)
Aquisição de gás	Alta do dólar	(95.937)	(5.309)	(30.621)	(55.932)
		<b>(323.279)</b>	<b>(17.891)</b>	<b>(103.183)</b>	<b>(188.475)</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) 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 consideraram-se os saldos com a variação dos indicadores (CDI/Selic - 13,25%, IPCA - 7,65%, IGP-M - 12,35% e TJLP - 6,73%) previstos na mediana das expectativas de mercado para 2022 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		
		31.03.2022	Provável	Cenário 1	Cenário 2
<b>Ativos financeiros</b>					
Títulos e valores mobiliários	Baixa CDI/Selic	382.573	37.420	28.181	18.870
Cauções e depósitos vinculados	Baixa CDI/Selic	167	16	12	8
Ativos financeiros setoriais	Baixa Selic	864.748	84.584	63.682	42.621
Contas a receber vinculadas à concessão	Baixa IPCA	2.245.307	127.630	95.941	64.109
Contas a receber vinculadas à concessão de geração	Indefinido (a)	104.108	-	-	-
		<b>3.596.903</b>	<b>249.650</b>	<b>187.816</b>	<b>125.608</b>
<b>Passivos financeiros</b>					
Empréstimos e financiamentos					
Banco do Brasil	Alta CDI	(641.518)	(62.749)	(78.143)	(93.428)
BNDES	Alta TJLP	(1.824.090)	(91.366)	(113.980)	(136.506)
BNDES	Alta IPCA	(353.025)	(20.067)	(25.027)	(29.966)
Banco do Nordeste	Alta IPCA	(682.400)	(38.790)	(48.378)	(57.925)
Banco do Brasil - Repasse de recursos do BNDES	Alta TJLP	(69.177)	(3.465)	(4.323)	(5.177)
Outros	Sem Risco	(32.652)	-	-	-
Debêntures	Alta CDI/Selic	(5.692.463)	(556.801)	(693.396)	(829.025)
Debêntures	Alta IPCA	(2.588.239)	(147.124)	(183.490)	(219.699)
Debêntures	Alta TJLP	(97.917)	(4.905)	(6.118)	(7.328)
Passivos financeiros setoriais	Alta Selic	(228.969)	(22.396)	(27.891)	(33.346)
Pert	Alta Selic	(416.240)	(40.714)	(50.702)	(60.619)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IGP-M	(887.002)	(80.951)	(100.834)	(120.584)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IPCA	(60.300)	(3.428)	(4.275)	(5.118)
		<b>(13.573.992)</b>	<b>(1.072.756)</b>	<b>(1.336.557)</b>	<b>(1.598.721)</b>

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

#### 35.2.4 Risco quanto à escassez de energia

Aproximadamente 58% da capacidade instalada no país atualmente é proveniente de geração hidrelétrica, conforme informado no Banco de Informações de Geração da Aneel, 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.

Entre setembro de 2020 e agosto de 2021, o Sistema Interligado Nacional apresentou o pior histórico de Energias Naturais Afluentes ao agregado de seus aproveitamentos. O Ministério de Minas e Energia de demais órgãos do setor atuaram para mitigar o risco de racionamento, com destaque para a maximização do despacho termoeletrico fora da ordem de mérito de custo e a flexibilização de restrições à operação hidrelétrica do sistema. A melhora dos níveis de armazenamento observada nos últimos meses arrefeceu as políticas públicas de enfrentamento à crise hídrica instaurada em 2021 e os órgãos responsáveis pelo setor passaram a adotar medidas menos severas na operação do sistema, contudo, mantendo a otimização dos recursos hídricos para garantia do pleno atendimento à carga.

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, estima-se que o risco de falta energia em 2022 e 2023 esteja minimizado.

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE tem mantido os indicadores de risco de déficit de energia dentro da margem de segurança (risco máximo de 5%) em todos os subsistemas.

#### 35.2.5 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 também 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.

As baixas afliências registradas desde 2014, bem como problemas com atrasos na expansão do sistema de transmissão tiveram como consequência baixos valores de GSF, resultando em fortes perdas para as empresas detentoras de empreendimentos hidroelétricos participantes do MRE.

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 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 e das usinas cujas concessões foram renovadas de acordo com a Lei 12.783/2013, bem como nos custos dos contratos por disponibilidade celebrados com usinas térmicas. 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.

#### 35.2.6 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.

De acordo com a nova 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 2019 foi publicado o Decreto nº 10.135/2019 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 18 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 da repactuação do GSF, que estabeleceu 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, caso os estudos realizados pela Copel GeT apontem para a vantagem da operação, alienar o controle desta concessionária e, desta forma, possibilitar uma nova outorga pelo prazo de 30 anos.

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, para celebração de eventual Termo Aditivo. A usina encontra-se em processo de modernização e terá como benefícios diretos a melhora na eficiência energética e a redução das emissões de poluentes na atmosfera, em comparação a antiga planta.

Conforme a nova lei, 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.

A Copel GeT não tem nenhuma concessão de transmissão a vencer nos próximos dez anos.

### 35.2.7 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 que consideram a duração e a frequência das interrupções do serviço (DECi e FECi). O descumprimento das condições acarretará a extinção da concessão (cláusula décima oitava, subcláusula primeira), 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	Extinção da concessão
	Indicadores de qualidade	no ano base	Plano de resultados
		2 anos consecutivos	Limitação de distribuição de dividendos e JCP
		3 anos consecutivos	Extinção 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 no ano de 2021

Ano	Gestão Econômico-Financeira	Realizado	Qualidade - limites		Qualidade - realizado	
			DECi	FECi	DECi	FECi
2021	{Dívida Líquida / [Lajida (-) QRR ≥ 0]} ≤ 1 / (1,11 * Selic)	Atingido	9,29	6,84	7,20	4,76

**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.

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

Em caso de extinção da concessão por término do prazo contratual, a Compagas terá direito à indenização pelos investimentos realizados nos últimos 10 anos anteriores ao término da concessão, pelo seu valor de reposição depreciado, conforme previsão contratual.

### 35.2.9 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.

Com base nos dados do primeiro trimestre de 2022, a Copel DIS estima finalizar o ano com um nível de contratação de 104,6%, dentro dos limites regulatórios de repasse aos consumidores. Desta forma, não há previsão de risco de sobrecontratação.

### 35.2.10 Risco quanto à escassez de gás

O mercado de gás natural no Paraná é composto pelos consumidores da Compagas (mercado não termelétrico) e pela Usina Termelétrica de Araucária (UEG Araucária). Este mercado atualmente é suprido por contratos com a Petrobras que utiliza a infraestrutura de transporte do gasoduto Brasil-Bolívia (Gasbol). Proveniente do resultado da chamada pública realizada em 2021, a Compagas assinou novo 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 a 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, tem-se o programa Novo Mercado de Gás coordenado pelo Ministério de Minas e Energia em conjunto com a Casa Civil da Presidência da República, o Ministério da Economia, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP e a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, cuja finalidade é a abertura do mercado de gás natural de forma a torná-lo dinâmico, competitivo, integrado com o setor elétrico e industrial. Este programa está avançando, mas ainda requer aperfeiçoamento da regulação do setor.

No mercado atual do gás natural já há oferta de gás natural crescente e fontes diversificadas, tendo-se como alternativas a importação de gás da Bolívia, importação de gás natural liquefeito (GNL), utilização de gás natural explorado em bacias *onshore* e maior aproveitamento de gás natural do pré-sal o qual possui grandes volumes a serem explorados. O grande desafio do setor ainda se concentra na viabilização do acesso de novos produtores e comercializadores à infraestrutura e ao mercado consumidor, atualmente majoritariamente atendido pela Petrobras.

Em relação à malha de transporte, as mudanças na regulação possibilitam o acesso de novos carregadores aos gasodutos, através de chamadas públicas oportunamente realizadas pela Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. - TBG, pela Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG e pela Nova Transportadora do Sudeste S. A. - NTS, com a finalidade de ofertar a contratação de capacidade nos respectivos gasodutos. Além disso, é relevante destacar a periódica atualização do Plano Indicativo de Gasodutos - PIG coordenado pela EPE, que proporcionam uma visão de melhor estruturação do setor de transporte de gás natural e planejamento adequado para atendimento às demandas atuais e futuras, ainda que para estas últimas sejam necessários expressivos investimentos.

Adicionalmente, foi sancionada a nova lei do gás, Lei nº 14.134/2021, que substitui a Lei nº 11.909/2009, representando mais um passo importante na abertura do mercado de gás brasileiro, de forma a torná-lo mais competitivo e com maior potencial de expansão, tendo em vista que traz mais celeridade aos processos de autorização, implantação e ampliação de novos empreendimentos associados a gás natural, bem como possibilidade de acesso de terceiros às infraestruturas existentes.

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, bem como de eventual penalização advinda do descumprimento das obrigações constantes no contrato de concessão. Além disso, neste cenário a UEG Araucária provavelmente seria mantida fora de operação. No entanto, considera-se baixo este risco tendo em vista a conjuntura do Novo Mercado de Gás e a promulgação da Lei nº 14.134/2021.

#### 35.2.11 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 28.

#### 35.2.12 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 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.

Baseado nos valores nocionais de R\$ 7.654.869 (R\$ 7.530.281 em 31.12.2021) para contratos de compra e de R\$ 8.064.220 (R\$ 7.881.880 em 31.12.2021) para contratos de venda de energia elétrica, em aberto na data destas demonstrações financeiras intermediárias, 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 divulgadas pela Anbima, 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	175.594	(165.459)	10.135
Não circulante	673.907	(395.569)	278.338
	<b>849.501</b>	<b>(561.028)</b>	<b>288.473</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 consideraram-se os saldos atualizados com a curva de preços de mercado e taxa NTN-B. 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 31.03.2022</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	288.473	288.473	325.700	362.928
	Queda	288.473	288.473	251.244	214.016

#### 35.2.13 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 vendedor. Na ocorrência de falha na entrega, a Companhia é obrigada a 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.

#### 35.2.14 Pandemia do coronavírus

Para mitigar o risco de eventuais impactos de um agravamento da pandemia do coronavírus, a Companhia mantém monitoramento dos contratos e fornecedores, acompanhamento da liquidez do mercado de energia e sua precificação de mercado de curto prazo, bem como participa das negociações com as autoridades competentes para a implementação de diretrizes que garantam a manutenção da sustentabilidade econômico-financeira da cadeia de geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia elétrica no Brasil.

### 35.3 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.

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

Endividamento	Controladora		Consolidado	
	31.03.2022	31.12.2021	31.03.2022	31.12.2021
Empréstimos e financiamentos	641.518	791.779	3.602.862	3.738.269
Debêntures	515.320	502.400	8.378.619	8.240.769
(-) Caixa e equivalentes de caixa	441.957	626.052	3.970.974	3.472.845
(-) Títulos e valores mobiliários	91	91	382.573	361.058
<b>Dívida líquida</b>	<b>714.790</b>	<b>668.036</b>	<b>7.627.934</b>	<b>8.145.135</b>
Patrimônio líquido	22.501.365	21.837.024	22.841.137	22.175.235
<b>Endividamento em relação ao patrimônio líquido</b>	<b>0,03</b>	<b>0,03</b>	<b>0,33</b>	<b>0,37</b>

## 36 Transações com Partes Relacionadas

Consolidado Parte Relacionada / Natureza da operação	Ativo		Passivo		Receita		Custo / Despesa	
	31.03.2022	31.12.2021	31.03.2022	31.12.2021	31.03.2022	31.03.2021	31.03.2022	31.03.2021
<b>Controlador</b>								
Estado do Paraná - dividendos	-	-	916.379	916.379	-	-	-	-
Repasse CRC (NE nº 33 - a)	-	-	-	-	-	127.721	-	-
Programa Luz Fraterna (a)	9.024	5.590	-	-	-	-	-	-
Programa Tarifa Rural Noturna (a)	15.661	10.378	-	-	-	-	-	-
Programa Morar Bem Paraná (a)	-	-	-	-	-	-	-	-
Empregados cedidos (b)	84	19	-	-	-	-	-	-
Sistema Meteorológico do Paraná - Simepar (c)	-	-	684	938	-	-	(1.901)	(2.531)
<b>Entidades com influência significativa (d)</b>								
<b>BNDES e BNDESPAR - dividendos</b>			733.939	733.939	-	-	-	-
Financiamentos (NE nº 21)	-	-	2.178.849	2.216.516	-	-	(47.612)	(41.009)
Debêntures - Compagás	-	-	-	-	-	-	-	(139)
Debêntures - eólicas (NE nº 22)	-	-	229.058	231.071	-	-	(8.423)	(7.785)
<b>Entidade controlada pelo Estado do Paraná</b>								
<b>Sanepar (e)</b>			445	436	-	-	(1.903)	(1.788)
Utilização de água retirada de reservatórios de usinas	234	-	-	-	234	237	-	-
<b>Empreendimentos controlados em conjunto</b>								
<b>Voltaia São Miguel do Gostoso (f)</b>	9	-	-	-	27	23	-	-
Dividendos	1.032	1.032	-	-	-	-	-	-
<b>Caiuá Transmissora de Energia (g) (h) (i)</b>	279	279	1.187	1.144	837	781	(4.538)	(4.149)
Dividendos	2.150	2.150	-	-	-	-	-	-
<b>Integração Maranhense Transmissora (h) (i)</b>	-	-	180	183	-	-	(605)	(560)
Dividendos	2.274	2.274	-	-	-	-	-	-
<b>Matrinchá Transmissora de Energia (h) (i)</b>	-	-	1.058	1.065	-	-	(3.722)	(3.281)
Dividendos	11.055	10.091	-	-	-	-	-	-
<b>Guaraciaba Transmissora de Energia (h) (i)</b>	-	-	486	489	-	-	(1.618)	(1.521)
Dividendos	27.198	27.198	-	-	-	-	-	-
<b>Paranaíba Transmissora de Energia (h) (i)</b>	-	-	714	726	-	-	(2.402)	(2.263)
Dividendos	4.973	4.973	-	-	-	-	-	-
<b>Cantareira Transmissora de Energia (h) (i)</b>	-	-	567	596	-	-	(1.913)	(512)
Dividendos	6.718	6.718	-	-	-	-	-	-
<b>Mata de Santa Genebra Transmissão (h) (i) (j)</b>	3.235	1.473	1.577	1.245	4.715	4.443	(4.121)	(913)
Dividendos	13.614	13.614	-	-	-	-	-	-
<b>Coligadas</b>								
<b>Dona Francisca Energética S.A. (k)</b>	14	15	1.356	2.745	14	37	(3.936)	(4.079)
Dividendos	86	86	-	-	-	-	-	-
<b>Foz do Chopim Energética Ltda. (l)</b>	270	518	-	-	810	641	-	-
<b>Pessoal chave da administração</b>								
Honorários e encargos sociais (NE nº 32.2)	-	-	-	-	-	-	(5.513)	(5.036)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 23.3)	-	-	-	-	-	-	(332)	(362)
<b>Outras partes relacionadas</b>								
<b>Fundação Copel</b>								
Aluguel de imóveis administrativos	-	-	87.267	84.367	-	-	(2.908)	(2.120)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 23.3)	-	-	1.311.557	1.295.174	-	-	-	-
<b>Lactec (m)</b>	3	5	3.698	2.385	152	145	(562)	(843)
<b>Tecpar (n)</b>	-	-	-	-	323	470	-	-
<b>Celepar (o)</b>	-	-	5	-	-	-	(1)	(2)

- a) O Programa Luz Fraterna, instituído e alterado pelas leis estaduais nºs 491/2003 e 17.639/2013, 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 3.º e 4.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. O Estado do Paraná opôs Embargos de Declaração em novembro de 2021. Aguarda-se decisão do juiz de 1º grau sobre o recurso de Embargos de Declaração. 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.

O Programa Morar Bem Paraná, instituído pelo Decreto nº 2845/2011, é um convênio entre o Governo do Estado, a Companhia de Habitação do Paraná - Cohapar e a Copel DIS, cuja gestão é realizada pela Cohapar. A principal atribuição da Copel neste convênio é a construção das redes de distribuição de energia elétrica e das entradas de serviços das unidades consumidoras dos conjuntos habitacionais.

- 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 30.1). 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 2036 e 2045.
- 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.02.2023, 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 o 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).
- o)** Contratos de prestação de serviços firmados com a Companhia de Tecnologia da Informação do Paraná - Celepar (sociedade de economia mista, integrante da administração indireta do Governo do Estado).

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\$ 75.937 (R\$ 63.899 em 31.12.2021), 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\$ 30.433 (R\$ 31.309 em 31.12.2021).

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.

### **36.1 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 21 e 22.

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\$ 4.339 (R\$ 4.339 em 31.12.2021) e efetuados pela Copel Energia, no total de R\$ 296.553 (R\$ 192.707 em 31.12.2021).

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

Empresa	Operação	Vencimento final	Valor aprovado	Saldo (a)	% participação	Valor da fiança
(1) Caiuá Transmissora (b)	Financiamento BNDES	15.02.2029	84.600	32.885	49,0	5.956
(2) Cantareira Transmissora	Debêntures	15.08.2032	100.000	91.687	49,0	44.927
(3)	Financiamento	15.09.2032	426.834	387.304		(c)
(4) Guaraciaba Transmissora	Financiamento BNDES	15.01.2031	440.000	309.321	49,0	151.567
(5)	Debêntures	15.12.2030	118.000	132.247		64.801
(6)	Financiamento BNDES	15.06.2029	691.440	351.652		(c)
(7) Matrinchá Transmissora	Debêntures (2ª)	15.06.2029	180.000	230.493	49,0	(c)
(8)	Debêntures (3ª)	15.12.2038	135.000	148.819		(d)
(9) IMTE Transmissora	Financiamento	12.02.2029	142.150	57.342	49,0	(c)
(10) Mata de Santa Genebra	Debêntures (2ª)	15.11.2030	210.000	212.541	50,1	106.483
(11)	Debêntures (3ª)	15.11.2041	1.500.000	1.575.209		789.180
(12) Paranaíba Transmissora	Financiamento	15.10.2030	606.241	433.660	24,5	(c)
(13)	Debêntures	15.03.2028	120.000	100.538		24.632
						<b>1.187.546</b>

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

(b) Instrumento de garantia com valor fixo, conforme previsão contratual e manifestação formal da instituição financeira.

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

(d) 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.

**Carta fiança, prestada pela Copel GeT:** (1)

**Fiança corporativa prestado pela Copel:** (2) (4) (5) (6) (10) (11) (13)

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

## 37 Compromissos

Os principais compromissos relacionados a contratos de longo prazo ainda não incorridos, portanto não reconhecidos nestas demonstrações financeiras intermediárias, estão demonstrados a seguir:

Consolidado	31.03.2022	31.12.2021
Contratos de compra e transporte de energia	133.369.321	132.307.398
Aquisição de ativo imobilizado		
Construção das usinas do empreendimento eólico Jandaíra	119.145	147.682
Aquisição de ativo para obras de distribuição de energia elétrica	1.401.504	1.374.177
Obrigações de compra de gás	1.841.767	1.841.767

## 38 Seguros

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

<b>Consolidado</b> <b>Apólice</b>	<b>Término</b> <b>da vigência</b>	<b>Importância</b> <b>segurada</b>
Riscos Operacionais - UHE Baixo Iguaçu	30.05.2022	2.250.207
Riscos Operacionais - Cutia e Bento Miguel	29.03.2023	2.196.012
Riscos Nomeados	24.08.2022	2.089.718
Riscos Operacionais - UHE Colíder	01.12.2022	1.892.320
Riscos Operacionais - UHE Governador Jayme Canet Junior	22.01.2023	1.594.472
Incêndio - imóveis próprios e locados	24.08.2022	878.937
Riscos Operacionais - Brisa Potiguar	27.06.2022	743.616
Riscos Operacionais - Elejor	11.03.2023	728.426
Riscos Operacionais - UEG Araucária (a)	30.11.2022	593.561
Riscos Operacionais - São Bento	27.06.2022	510.557

(a) O valor da importância segurada de Riscos Operacionais - UEG Araucária foi convertido de dólar para real com a taxa do dia 31.03.2022, de R\$ 4,7378.

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. 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.

## 39 Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa

### 39.1 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 17.2), R\$ 194.224 (R\$ 110.693 em 31.03.2021) e R\$ 31.321 (R\$ 10.611 em 31.03.2021), respectivamente, correspondem ao montante de compras efetuadas a prazo e ainda não quitadas até o final do período.

Conforme a NE nº 27, as adições e ajustes por remuneração ocorridos no direito de uso de ativos totalizaram R\$ 35.819 (R\$ 85.488 em 31.03.2021), 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.

## 40 Operações descontinuadas

Em 03.08.2021, a Companhia concluiu a operação de alienação de 100% da participação na Copel Telecomunicações S.A., com o recebimento do valor atualizado e a transferência dos ativos e passivos e a direção dos negócios para o comprador, Bordeaux Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia.

Em 2021, as receitas, custos e despesas bem como a movimentação de fluxo de caixa resultantes desses ativos e passivos foram apresentados em linhas separadas, como operação descontinuada, tanto na Demonstração de Resultados como na Demonstração dos Fluxos de Caixa e na Demonstração do Valor Adicionado, em atendimento às exigências do CPC 31/ IFRS 5.

## 41 Eventos subsequentes

### 41.1 Conta Escassez Hídrica

Em 03.05.2022, o Despacho Aneel nº 1.177 fixou os valores dos recursos da Conta Escassez Hídrica a serem repassados às concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica, referentes aos montantes de recursos solicitados no Termo de Aceitação às disposições do Decreto nº 10.939/2022. Em 09.05.2022 a Copel DIS recebeu o montante de R\$ 145.844, realizando a baixa contábil do ativo financeiro setorial, em igual ao valor, conforme previsto na Resolução Normativa Aneel nº 1.008/2022.

## COMENTÁRIO DO DESEMPENHO

em 31 de março de 2022

em milhares de reais

### 1 Linhas de Distribuição

**Programa Transformação** - O Programa Transformação constitui um 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 DEC e 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 2022, já eram beneficiados 130 mil clientes rurais, ao longo de 7.912 km de rede.
- **Smart Grid:** 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 2022 já estavam instalados 330.000 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.

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** – A Copel Distribuição S.A. vem implantando 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 2022, a extensão das redes compactas e protegidas instaladas era de 19.206 km ante 14.960 km em março de 2021, um acréscimo de 4.246 km, ou 28,38%, em doze meses.

**Rede Secundária Isolada** - A Copel Distribuição também investe em redes secundárias isoladas em baixa tensão (127/220V), que apresentam vantagens significativas em relação à rede aérea convencional, tais como: melhorar os indicadores Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – 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 2022, a extensão das redes de distribuição secundárias isoladas instaladas era de 21.119 km, ante 20.140 km em março de 2021, um acréscimo de 979 km, ou 4,86%, 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 em 1T22 foi de 3.626 GWh, contra 5.422 GWh em 1T21. Essa redução deve-se ao excesso de vazão nos reservatórios da Região Sudeste, que puderam atender muito da demanda da Região Sul via Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, sem prejuízos para a Copel e permitindo a recuperação dos reservatórios da Região Sul. Houve, também, uma redução da energia gerada pelos parques eólicos da Copel, devido aos efeitos do La Niña na Região Nordeste do país. A seguir, o fluxo de energia do grupo Copel em 2022:

**Fluxo de energia (GWh)**

janeiro a março de 2022

<b>Geração própria</b>		<b>Disponibilidade</b> 13.935	<b>Mercado Cativo</b>		5.319	38,2%
3.626	26,0%		<b>Concessionárias<sup>2</sup></b>		23	0,2%
<b>Energia comprada</b>			<b>Suprimento concessionária CCEE<sup>3</sup></b>		42	0,3%
10.309	74,0%		<b>Cessões MCSD EN<sup>4</sup></b>		52	0,4%
CCEAR	3.080		<b>CCEE (MVE)</b>		173	1,2%
Itaipu	1.300		<b>Consumidores livres</b>		2.922	21,0%
Dona Francisca	33		<b>Energia suprida</b>		4.968	35,7%
CCEE (MCP)	-		Contratos bilaterais		3.290	
Angra	229		CCEAR		885	
CCGF	1.484		CER		226	
MRE	1.549		CCEE(MCP)		312	
Elejor	-		MRE		255	
Proinfra	99		<b>Perdas e diferenças<sup>5</sup></b>		436	3,1%
Outros <sup>1</sup>	2.535		Perdas rede básica		181	
			Perdas distribuição		378	
			Alocação de contratos no CG		82	
			Diferenças Parques Eólicos		(205)	

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)

Não considera a energia produzida pela UTE Araucária vendida no mercado de curto prazo (MCP) ou através de contratos bilaterais.

**Venda de energia** - Na tabela a seguir são apresentadas as vendas totais de energia da Copel no período, abertas entre Copel Distribuição, Copel Geração e Transmissão, Copel Comercialização e parques eólicos:

	jan a mar 2022	jan a mar 2021	Em GWh Variação
<b>Copel Distribuição</b>			
<b>Mercado cativo<sup>1</sup></b>	5.319	5.051	5,3%
Residencial	2.267	2.108	7,5%
Industrial	516	560	-7,9%
Comercial	1.207	1.101	9,6%
Rural	712	689	3,3%
Outras	618	593	4,2%
<b>Concessionárias e permissionária</b>	23	20	15,0%
<b>CCEE (Cessões MCSD EN)</b>	52	174	-70,1%
<b>CCEE (MVE)</b>	173	102	69,6%
<b>CCEE (MCP)</b>	120	126	-4,8%
<b>Total da Copel Distribuição</b>	<b>5.686</b>	<b>5.473</b>	<b>3,9%</b>
<b>Copel Geração e Transmissão (com FDA)</b>			
CCEAR (Copel Distribuição)	31	31	0,0%
CCEAR (outras concessionárias)	567	588	-3,6%
Consumidores livres	-	328	-100,0%
Contratos bilaterais (Copel Comercialização)	3.692	3.314	11,4%
Contratos bilaterais <sup>2</sup>	150	194	-22,7%
CCEE (MCP) <sup>3</sup>	54	-	-
<b>Total da Copel Geração e Transmissão</b>	<b>4.495</b>	<b>4.455</b>	<b>0,9%</b>
<b>Parques Eólicos</b>			
CCEAR (Copel DIS)	8	8	0,0%
CCEAR (outras concessionárias)	318	318	0,0%
CER	226	226	0,0%
Contratos bilaterais (Copel Comercialização)	79	-	-
Contratos bilaterais <sup>2</sup>	102	-	-
CCEE (MCP) <sup>3</sup>	72	106	-32,1%
<b>Total dos Parques Eólicos</b>	<b>805</b>	<b>658</b>	<b>22,3%</b>
<b>Copel Comercialização</b>			
Consumidores Livres	2.922	1.967	48,6%
Contratos Bilaterais (empresas do grupo)	97	311	-68,8%
Contratos bilaterais <sup>2</sup>	3.080	2.885	6,8%
CCEE (MCP) <sup>3</sup>	65	36	80,6%
<b>Total Copel Comercialização</b>	<b>6.165</b>	<b>5.199</b>	<b>18,6%</b>
<b>Total</b>	<b>17.151</b>	<b>15.785</b>	<b>8,7%</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), nos montantes de 274GWh para 1T22 e e 139GWh para 1T21.

<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):** O mercado fio da Copel Distribuição, composto pelo mercado cativo, pelo suprimento a concessionárias e permissionárias dentro do Estado do Paraná e pela totalidade dos consumidores livres existentes na sua área de concessão, apresentou crescimento de 5,8% no consumo de energia elétrica no primeiro trimestre de 2022 em relação ao mesmo período do ano anterior. Considerando os efeitos da energia compensada no consumo de Mini e Micro Geração Distribuída – MMGD, que passou de 136 GWh em 1T21 para 274 GWh em 1T22, com aumento de 101,7%, o crescimento do mercado fio registrou variação de 4,2% entre os períodos, já computado o Custo de Disponibilidade<sup>1</sup> verificado para o mercado de Geração Distribuída. Esse resultado é decorrente, principalmente, da energia consumida pelas classes: i) comercial com aumento de 12%, amplamente impactada pela retomada da atividade econômica a partir da flexibilização das medidas restritivas à mobilidade social de prevenção ao coronavírus, com reflexo no crescimento do consumo das atividades de Comércio Varejistas em 11,6%, com representatividade de 32,2% do consumo da classe, de Comércio por Atacado, exceto veículos automotores e motocicletas, em 6,6%, com representatividade de 13,9% do consumo da classe, e de Alimentação em 15,2%, com representatividade de 6,2% do consumo da classe, bem como do crescimento da base de clientes da classe em 2,1%; ii) residencial com aumento de 7,5% em função do aumento do consumo médio em 5,1% reflexo das maiores temperatura registradas<sup>2</sup> no 1T22 com máxima média de 29,4°C ante ao 1T21 com máxima média de 27,9°C e do crescimento da quantidade de consumidores em 2,3% e iii) industrial com aumento de 2,2% em função do crescimento do consumo dos setores de Fabricação de Produtos Alimentício em 6,4%, com representatividade de 36,3% do consumo da classe, Fabricação de Produtos de Madeira em 5,1%, com representatividade de 9,0% do consumo da classe, e parcialmente compensada pela redução de 10,3% no consumo do setor de Papel e Celulose que possui representatividade de 11,6% da classe.

**Mercado cativo da Copel Distribuição:** A venda de energia para o mercado cativo da Copel Distribuição totalizou 5.319 GWh no 1T22, montante 5,3% superior ao mesmo período do ano anterior. Os motivos que contribuíram para esse aumento foram: i) classe comercial com aumento de 9,6% em função do crescimento da base de clientes e da retomada da atividade econômica com maior flexibilização das restrições do combate à pandemia, visto à redução dos casos graves de Covid-19; ii) classe residencial apresentou aumento de 7,5% reflexo do crescimento da base de clientes e aumento das temperaturas médias do período; iii) outras classes com aumento de 4,3% com destaque, principalmente, para o ensino público com retorno das atividades letivas presenciais no ano de 2022. Cumpre informar também que a classe Poder Público obteve neste trimestre a primeira migração de cliente para o mercado livre. Em sentido oposto, a energia vendida no mercado cativo reduziu 8,0% na classe industrial afetado principalmente pela redução de 1,1% da base de clientes e pelo crescimento da migração dos clientes para o mercado livre de energia.

---

<sup>1</sup> O custo de disponibilidade representa o montante mínimo cobrado pela disponibilidade da rede elétrica e possui referência no padrão da unidade consumidora: monofásico equivalente a 30 kWh, bifásico equivalente a 50 kWh e trifásico equivalente a 100 kWh (REN ANEEL 1.000/2021, art. 291).

**Número de consumidores** - O número de consumidores finais (consumidores cativos da Copel Distribuição e consumidores livres atendidos pela Copel GeT, Copel Comercialização e por outros fornecedores dentro da área de concessão da Copel Distribuição) faturados em dezembro de 2021 foi de 4.952.504, representando um crescimento de 1,7% em relação ao mesmo período do ano anterior.

Classe	mar 2022	mar 2021	Varição
Residencial	4.064.683	3.972.255	2,3%
Industrial	70.230	71.020	-1,1%
Comercial	423.646	415.231	2,0%
Rural	338.366	347.169	-2,5%
Outras	52.878	60.298	-12,3%
<b>Total cativo</b>	<b>4.949.803</b>	<b>4.865.973</b>	<b>1,7%</b>
Suprimento Fio (a)	7	7	0,0%
Consumidores livres (b)	2.394	2.013	18,9%
<b>Total geral</b>	<b>4.952.204</b>	<b>4.867.993</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 2022	mar 2021
<b>Copel e subsidiárias integrais</b>		
Copel Holding	89	97
Copel Geração e Transmissão	1.528	1.522
Copel Distribuição	4.323	4.610
Copel Telecomunicações	-	354
Copel Comercialização	49	42
	<b>5.989</b>	<b>6.625</b>
<b>Controladas</b>		
Compagás	133	142
Elejor	7	7
UEG Araucária	15	15
	<b>155</b>	<b>164</b>

## 4 Relações com o Mercado

Em 2022 na [B]3, as ações ON (CPLE3) estiveram presentes em 100% dos pregões, fechando o período cotadas a R\$6,80, com variação positiva de 11,11%; as ações PNB (CPLE6) estiveram presentes em 100% dos pregões, fechando o período cotadas a R\$7,56, com variação positiva de 17,39%. No mesmo período o IBOVSPA teve variação positiva de 14,48%. As UNITs (CPLE11) estiveram presentes em 100% dos pregões, fechando o período cotadas a R\$37,30, com variação positiva de 16,56%. Na Bolsa de Valores de Nova Iorque (NYSE), as UNITs (ELP) estiveram presentes em 100% dos pregões, fechando o período cotadas a US\$7,82, com variação positiva de 38,90%. O índice DOW JONES teve variação negativa de 4,57% no período. No LATIBEX (Mercado de Valores Latino-Americano em Euros), vinculado à Bolsa de Valores de Madri, as ações PNB, negociadas sob o código XCOP, estiveram presentes em 53% dos pregões, fechando o período cotadas a €1,46, com variação positiva de 44,45%. No mesmo período o índice LATIBEX teve variação positiva de 32,65%. As UNITs, sob o código XCOPU, estiveram presentes em 5% dos pregões, fechando o período cotadas a €6,30, com variação positiva de 41,26%.

A tabela a seguir sintetiza o comportamento das ações da Copel no primeiro trimestre de 2022:

Negociação das ações (jan a mar 2022)	ON		PNB		UNIT	
	Total	Média diária	Total	Média diária	Total	Média diária
<b>B3</b>					(*) Pregão a partir de 26/04/2021	
Negócios	172.725	2.786	1.132.957	18.274	196.121	3.163
Quantidade	75.929.800	1.224.674	759.297.600	12.246.735	28.917.900	466.418
Volume (R\$ mil)	473.150	7.631	5.341.824	86.158	993.307	16.021
Presença nos pregões	62	100%	62	100%	62	100%
<b>Nyse</b>					(*) Pregão a partir de 28/04/2021	
Quantidade	-	-	-	-	59.716.622	963.171
Volume (US\$ mil)	-	-	-	-	401.383	6.474
Presença nos pregões	-	-	-	-	62	100%
<b>Latibex</b>					(*) Pregão a partir de 26/04/2021	
Quantidade	-	-	233.925	6.880	829	276
Volume (€ mil)	-	-	289	8	5	2
Presença nos pregões	-	-	34	53%	3	5%

## 5 Tarifas

### Tarifas de fornecimento de energia

Tarifas médias de fornecimento (a) - R\$/MWh	mar 2022	mar 2021	Varição
Industrial	533,92	497,28	7,4%
Residencial	535,12	485,83	10,1%
Comercial	634,04	577,18	9,9%
Rural	590,01	500,75	17,8%
Outros	405,30	356,05	13,8%
<b>Tarifa média de fornecimento e disponibilidade (R\$ / MWh)</b>	<b>592,33</b>	<b>538,08</b>	<b>10,1%</b>
<b>Tarifa média de demanda (R\$ / KW)</b>	<b>29,70</b>	<b>26,52</b>	<b>12,0%</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 2022	mar 2021	Variação
Itaipu (a)	264,37	329,91	-19,9%
Leilão 2010 - H30	259,53	240,18	8,1%
Leilão 2010 - T15 (b)	405,65	108,99	272,2%
Leilão 2011 - H30	267,57	247,62	8,1%
Leilão 2011 - T15 (b)	207,78	435,20	-52,3%
Leilão 2012 - T15 (b)	161,44	160,17	0,8%
Leilão 2016 - T20 (b)	207,68	187,54	10,7%
Angra	335,41	225,84	48,5%
Contrato de cotas de garantia física - CCGF (c)	114,83	105,64	8,7%
Santo Antonio	166,05	153,67	8,1%
Jirau	146,11	135,21	8,1%
Demais Leilões (d)	208,53	228,28	-8,7%
<b>Média</b>	<b>198,43</b>	<b>205,47</b>	<b>-3,4%</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 (a)	mar 2022	mar 2021	Variação
Leilão - CCEAR 2011-2040 (UHE Mauá)	252,48	233,73	8,0%
Leilão - CCEAR 2013-2042 (Cavernoso II)	275,87	253,90	8,7%
Leilão - CCEAR 2015 - 2044 (Colíder)	192,29	178,30	7,8%
Leilão - CCEAR 2018 - 2048 (Baixo Iguaçu)	202,37	186,70	8,4%
Concessionárias dentro do Estado do Paraná	235,12	217,59	8,1%

(a) Com PIS/COFINS. Líquida de ICMS.

## 6 Resultado Econômico-Financeiro

### Receitas (NE nº 31)

A Receita operacional líquida acumulada até março de 2022, de R\$ 5.587.749, foi 12,1% superior aos R\$ 4.985.793 registrados no mesmo período de 2021.

Essa variação decorreu, principalmente, dos seguintes fatos:

- aumento de 21,9% na Receita de fornecimento de energia elétrica, em virtude principalmente dos reflexos do reajuste da Tarifa de Energia da Copel DIS de 11,32% percebido pelo consumidor a partir de 24.06.2021 e do crescimento de 13,3% no número de consumidores da Copel Comercialização;
- redução de 13,1% na Receita de suprimento de energia elétrica, sobretudo pelo menor despacho da UTE Araucária em decorrência da melhora das condições hidrológicas e pelo menor PLD médio de R\$ 58,11 até março de 2022, inferior em 66% ao PLD médio de R\$ 171,68 para o mesmo período do

ano anterior, compensado pelo crescimento de 6,8% no volume de energia vendida com contratos bilaterais da Copel Comercialização e pela entrada em operação da PCH Bela Vista e do Complexo Eólico Vilas;

- c) aumento de 12,3% na Receita de disponibilidade da rede elétrica, devido essencialmente ao: (i) resultado da remuneração sobre os contratos de transmissão de energia superior em relação ao mesmo período do ano anterior, em decorrência do aumento dos indexadores contratuais (IGPM e IPCA) aplicados sobre o saldo do ativo, que também foi acrescido com novas obras e (ii) pelo aumento na receita da Copel DIS decorrente dos efeitos do reajuste da Tarifa de Uso em 8,73% e da retomada do crescimento do mercado fio, que apresentou um incremento de 5,8% até março de 2022 em relação ao acumulado até março de 2021;
- d) aumento de 30,1% na receita de construção decorrente, principalmente, dos maiores investimentos no segmento de distribuição de energia;
- e) aumento de 72,8% nas receitas de Distribuição de gás canalizado devido, basicamente, aos reajustes tarifários aplicados;
- f) aumento de 71,8% em outras receitas operacionais principalmente pelo acréscimo de 53,9% em receita de arrendamentos e aluguéis de equipamentos e estruturas.

#### **Custos e Despesas Operacionais (NE nº 32)**

O total de custos e despesas operacionais atingiu R\$ 4.530.050 até março de 2022, sendo 12,6% superior aos R\$ 4.026.307 registrados no mesmo período de 2021. Os principais destaques foram:

- a) aumento de 15,0% em Energia elétrica comprada para revenda decorrente principalmente do acréscimo em contratos bilaterais para fazer frente ao maior volume de energia comercializada da Copel Comercialização e na compra de micro e mini geradores, compensado menor variação do dólar sobre as compras de Itaipu;
- b) aumento de 38,3% em Encargos de uso da rede elétrica em virtude, principalmente, do maior valor de Encargos de Serviços do Sistema - ESS em razão do despacho térmico fora da ordem de mérito;
- c) redução de 8,7% na remuneração de Pessoal e administradores em virtude, principalmente, da melhora na eficiência e do decréscimo em provisão por desempenho e participação nos lucros e da reversão de valores do programa de desligamentos voluntários;
- d) redução de 73,3% em matéria prima e insumos para produção de energia devido ao menor despacho da UTE Araucária em decorrência da melhora das condições hidrológicas;
- e) aumento de 97,3% em gás natural e insumos para operação de gás devido a aquisição de gás natural com custo mais elevado em consequência das variações cambiais e do preço do petróleo;
- f) aumento de 75,8% em Perdas de crédito, provisões e reversões decorrente do aumento de provisão de litígios e das Perdas de créditos esperadas;

g) aumento de 27,7% nos custos de construção decorrente, principalmente, dos investimentos no segmento de distribuição de energia.

### **Resultado da Equivalência Patrimonial**

O Resultado da Equivalência Patrimonial até março de 2022 foi 30,0% superior se comparado ao mesmo período de 2021, decorrente, principalmente, do resultado positivo da equivalência patrimonial nas controladas em conjunto de transmissão de energia elétrica em decorrência principalmente da maior correção monetária sobre os ativos de contrato.

### **Resultado Financeiro (NE nº 33)**

O decréscimo de R\$ 194.095 no resultado financeiro comparado com o mesmo período de 2021 se deve, principalmente, ao valor de receita com atualização financeira do contrato de CRC registrada somente em 2021 e não recorrente em 2022, tendo em vista que o saldo foi quitado em agosto de 2021, somado à maior despesa de variação monetária, cambial e encargos da dívida em 2022, compensados parcialmente pelo acréscimo no rendimento das aplicações financeiras.

### **Lucro Líquido**

O lucro líquido do período foi de R\$ 669.791, inferior em 15,8% ao apurado no mesmo período do ano anterior, de R\$ 795.174, devido principalmente ao maior valor de despesa financeira no período e do aumento da depreciação e amortização decorrente dos novos ativos.

### **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 do Ofício-Circular/CVM/SNC/SEP nº 01/2007 e da Instrução CVM nº 527/2012. 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>31.03.2022</b>	<b>31.03.2021</b>	<b>Variação</b>	<b>31.12.2021</b>
<b>Cálculo do Lajida/Ebitda</b>				
Lucro líquido do período - operações em continuidade	669.791	759.239	-11,78%	3.859.045
Lucro líquido do período - operações descontinuadas	-	35.935	-100,00%	1.189.557
IRPJ e CSLL diferidos - operações em continuidade	13.613	(14.256)	-195,49%	790.406
IRPJ e CSLL diferidos - operações descontinuadas	-	(2.224)	-100,00%	128.353
Provisão para IRPJ e CSLL - operações em continuidade	273.849	282.105	-2,93%	469.226
Provisão para IRPJ e CSLL - operação descontinuadas	-	9.169	-100,00%	526.830
Despesas (receitas) financeiras, líquidas - operações em continuidade	213.227	19.132	1014,50%	327.361
Despesas (receitas) financeiras, líquidas - descontinuadas	-	13.210	-100,00%	25.748
<b>Lajir/Ebit</b>	<b>1.170.480</b>	<b>1.102.310</b>	<b>6,18%</b>	<b>7.316.526</b>
Depreciação e Amortização - operações em continuidade	320.378	256.976	24,67%	1.082.539
Depreciação e Amortização - descontinuadas	-	11.306	-100,00%	1.893
<b>Lajida/Ebitda</b>	<b>1.490.858</b>	<b>1.370.592</b>	<b>8,77%</b>	<b>8.400.958</b>
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	1.457.343	1.328.935	9,66%	8.208.907
Atribuído aos acionistas não controladores	33.515	41.657	-19,55%	192.051
<b>Cálculo da Margem do Ebitda</b>				
Ebitda	1.490.858	1.370.592	8,77%	8.400.958
Receita Operacional Líquida - ROL	5.587.749	4.985.793	12,07%	23.984.287
<b>Margem do Ebitda% (Ebitda ÷ ROL)</b>	<b>26,7%</b>	<b>27,5%</b>	<b>-2,9%</b>	<b>35,0%</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  
Membros ANDRIEI JOSÉ BEBER  
CARLOS BIEDERMANN  
DANIEL PIMENTEL SLAVIERO  
FAUSTO AUGUSTO DE SOUZA  
GUSTAVO BONINI GUEDES  
LEILA ABRAHAM LORIA  
MARCO ANTÔNIO BARBOSA CÂNDIDO  
MARCO ANTONIO BOLOGNA

### COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

Presidente MARCO ANTÔNIO BARBOSA CÂNDIDO  
Membros CARLOS BIEDERMANN  
LUIZ CLAUDIO MAIA VIEIRA

### CONSELHO FISCAL

Presidente DEMETRIUS NICHELE MACEI  
Membros Titulares HARRY FRANÇÓIA JÚNIOR  
JOSÉ PAULO DA SILVA FILHO  
EDUARDO BADYR DONNI  
RAPHAEL MANHÃES MARTINS  
Membros Suplentes ROBERTO ZANINELLI COVELO TIZON  
CRISTIANE DO AMARAL MENDONÇA  
ESTEVÃO DE ALMEIDA ACCIOLY  
OTAMIR CESAR MARTINS  
VERÔNICA PEIXOTO COELHO

### 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 2022, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de março de 2022 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.

## 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 2022, 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, 11 de maio de 2022

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU  
Auditores Independentes  
CRC nº 2 SP 011609/O-8 “F” PR

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

**PARECER DO CONSELHO FISCAL SOBRE AS  
DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS REFERENTES AO  
PRIMEIRO TRIMESTRE DO EXERCÍCIO DE 2022**

Os membros do Conselho Fiscal da Companhia Paranaense de Energia - Copel, abaixo assinados, dentro de suas atribuições e responsabilidades legais e estatutárias, procederam à revisão das Demonstrações Financeiras Intermediárias referentes ao 1º trimestre de 2022 aprovadas pelo Conselho de Administração da Companhia em reunião desta data. As minutas foram recebidas e analisadas individualmente pelos conselheiros antecipadamente à reunião e discutidas previamente com a Administração e com a auditoria independente. Com base nos trabalhos desenvolvidos ao longo do trimestre, nas análises efetuadas, no acompanhamento das discussões sobre os controles internos e nos esclarecimentos prestados pela Administração e pela auditoria independente, considerando ainda o “Relatório sobre a Revisão de Informações Financeiras Intermediárias Individuais e Consolidadas Referentes ao Período de Três Meses Findo em 31 de Março de 2022”, da auditoria independente, Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda., emitido sem ressalvas, os Conselheiros Fiscais registram que não tiveram conhecimento de nenhum fato ou evidência que não estejam refletidos nas Demonstrações Financeiras Intermediárias relativas ao trimestre encerrado em 31 de março de 2022 e opinam que tais demonstrações podem ser divulgadas.

Curitiba, 11 de maio de 2022

**DEMETRIUS NICHELE MACEI**

Presidente

**EDUARDO BADYR DONNI**

**HARRY FRANÇÓIA JÚNIOR**

**JOSÉ PAULO DA SILVA FILHO**

**RAPHAEL MANHÃES MARTINS**

## 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 Coronel Dulcídio, 800, Curitiba - PR, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 76.483.817/0001-20, para fins do disposto na Instrução CVM nº 480/2009, declaramos 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 do período findo em 31.03.2022; e

**(II)** revimos, discutimos e concordamos com as demonstrações financeiras intermediárias da Copel relativas ao período findo em 31.03.2022.

E, por ser verdade, firmamos a presente.

Curitiba, 11 de maio de 2022

Daniel Pimentel Slaviero  
Diretor Presidente

Ana Leticia 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 Loiacono Neto  
Diretor de Governança,  
Risco e Compliance