

Companhia Paranaense de Energia

CNPJ Nº 76.483.817/0001-20
Inscrição Estadual 10146326-50
Companhia de Capital Aberto - CVM 1431-1
www.copel.com copel@copel.com
Rua Coronel Dulcídio, 800, Batel - Curitiba - PR
CEP 80420-170

INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS

ITR

Março/2020

SUMÁRIO

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS	3
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
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS	12
1 Contexto Operacional	12
2 Concessões e Autorizações	18
3 Base de Preparação	22
4 Principais Políticas Contábeis	23
5 Caixa e Equivalentes de Caixa	24
6 Títulos e Valores Mobiliários	24
7 Clientes	25
8 Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	27
9 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos	28
10 Contas a Receber Vinculadas à Concessão	29
11 Ativos de contrato	31
12 Outros Créditos	32
13 Tributos	33
14 Despesas Antecipadas	35
15 Partes Relacionadas	36
16 Depósitos Judiciais	37
17 Investimentos	37
18 Imobilizado	40
19 Intangível	43
20 Obrigações Sociais e Trabalhistas	45
21 Fornecedores	45
22 Empréstimos e Financiamentos	46
23 Debêntures	50
24 Benefícios Pós-emprego	52
25 Encargos Setoriais a Recolher	54
26 Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	54
27 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão	55
28 Direito de uso de ativos e Passivo de arrendamentos	55
29 Outras Contas a Pagar	57
30 Provisões para Litígios e Passivo Contingente	57
31 Patrimônio Líquido	63
32 Receita Operacional Líquida	64
33 Custos e Despesas Operacionais	67
34 Resultado Financeiro	70
35 Segmentos Operacionais	70
36 Instrumentos Financeiros	74
37 Transações com Partes Relacionadas	89
38 Compromissos	92
39 Seguros	93
40 Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa	93
41 Eventos subsequentes	94
COMENTÁRIO DO DESEMPENHO	96
1 Linhas de Distribuição	96
2 Mercado de Energia	97
3 Administração	100
4 Relações com o Mercado	100
5 Tarifas	101
6 Resultado Econômico-Financeiro	102
COMPOSIÇÃO DOS GRUPOS RESPONSÁVEIS PELA GOVERNANÇA	105
RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE	106
PARECER DO CONSELHO FISCAL SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	108
DECLARAÇÃO	109

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS
Balancos Patrimoniais

em 31 de março de 2020 e 31 dezembro de 2019

em milhares de reais

ATIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2020	31.12.2019	31.03.2020	31.12.2019
CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	5	38.921	25.304	3.014.957	2.941.727
Títulos e valores mobiliários	6	90	90	1.446	3.112
Cauções e depósitos vinculados		-	-	140	147
Clientes	7	-	-	3.063.661	3.120.168
Dividendos a receber		432.020	760.719	70.129	70.092
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8	223.793	219.236	223.793	219.236
Ativos financeiros setoriais	9	-	-	311.518	355.570
Contas a receber vinculadas à concessão	10	-	-	61.176	58.842
Ativos de contrato	11	-	-	106.792	107.443
Outros créditos	12	1.772	1.068	486.106	426.865
Estoques		-	-	139.891	130.442
Imposto de renda e contribuição social		8.036	5.876	227.581	236.929
Outros tributos a recuperar	13.2	-	-	169.068	205.060
Despesas antecipadas	14	-	95	26.750	33.563
Partes relacionadas	15	9.805	6.039	227	-
		714.437	1.018.427	7.903.235	7.909.196
NÃO CIRCULANTE					
Realizável a Longo Prazo					
Títulos e valores mobiliários	6	-	-	291.239	278.969
Outros investimentos temporários		22.375	27.734	22.375	27.734
Cauções e depósitos vinculados	22.1	-	-	127.156	98.433
Clientes	7	-	-	55.416	62.399
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8	1.096.118	1.131.449	1.096.118	1.131.449
Depósitos judiciais	16	124.549	124.219	502.866	504.190
Ativos financeiros setoriais	9	-	-	65.914	118.419
Contas a receber vinculadas à concessão	10	-	-	2.566.018	2.558.796
Ativos de contrato	11	-	-	4.049.447	3.943.941
Outros créditos	12	7.444	7.444	685.812	661.759
Imposto de renda e contribuição social		123.893	123.951	142.566	142.532
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.1	158.529	154.364	1.033.397	1.011.866
Outros tributos a recuperar	13.2	87.857	87.597	307.881	322.011
Despesas antecipadas	14	-	-	132	132
Partes relacionadas	15	142.588	108.983	-	-
		1.763.353	1.765.741	10.946.337	10.862.630
Investimentos	17	17.802.567	17.286.220	2.562.826	2.523.179
Imobilizado	18	1.100	1.143	10.433.999	10.592.103
Intangível	19	1.236	1.321	6.351.724	6.332.611
Direito de uso de ativos	28	233	271	101.981	92.831
		19.568.489	19.054.696	30.396.867	30.403.354
TOTAL DO ATIVO		20.282.926	20.073.123	38.300.102	38.312.550

As notas explicativas - NE são parte integrante das informações trimestrais

Balanços Patrimoniais
 em 31 de março de 2020 e 31 dezembro de 2019 (continuação)
 em milhares de reais

PASSIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2020	31.12.2019	31.03.2020	31.12.2019
CIRCULANTE					
Obrigações sociais e trabalhistas	20	9.009	8.437	353.230	337.044
Partes relacionadas	15	647	696	-	-
Fornecedores	21	8.461	3.956	1.533.067	1.685.280
Imposto de renda e contribuição social		3.473	1.811	105.119	60.132
Outras obrigações fiscais	13.2	88	120	342.605	501.068
Empréstimos e financiamentos	22	130.328	39.628	341.074	255.521
Debêntures	23	306.199	315.008	1.139.539	1.164.301
Dividendos a pagar		588.559	588.563	616.351	616.356
Benefícios pós-emprego	24	438	378	67.767	66.004
Encargos setoriais a recolher	25	-	-	13.796	28.508
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26	-	-	353.791	375.395
Contas a pagar vinculadas à concessão	27	-	-	73.910	73.032
Passivo de arrendamentos	28	132	158	32.394	33.573
Outras contas a pagar	29	318	116	194.971	149.407
		1.047.652	958.871	5.167.614	5.345.621
NÃO CIRCULANTE					
Partes relacionadas	15	145	145	-	-
Fornecedores	21	-	-	192.347	187.913
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.1	-	-	310.501	293.666
Outras obrigações fiscais	13.2	2.878	2.817	658.313	662.114
Empréstimos e financiamentos	22	649.886	746.075	2.738.976	2.886.862
Debêntures	23	498.173	797.713	6.979.029	7.265.409
Benefícios pós-emprego	24	8.729	8.658	1.133.832	1.128.932
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26	-	-	312.213	282.776
Contas a pagar vinculadas à concessão	27	-	-	549.332	539.555
Passivos financeiros setoriais	9	-	-	103.319	102.284
Passivo de arrendamentos	28	113	125	73.915	63.031
Outras contas a pagar	29	1.471	1.434	350.757	349.462
Provisões para litígios	30	309.195	304.871	1.620.826	1.606.713
		1.470.590	1.861.838	15.023.360	15.368.717
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Atribuível aos acionistas da empresa controladora					
Capital social	31.1	10.800.000	10.800.000	10.800.000	10.800.000
Ajustes de avaliação patrimonial	31.2	575.887	591.927	575.887	591.927
Reserva legal	31.3	1.014.248	1.014.248	1.014.248	1.014.248
Reserva de retenção de lucros	31.3	4.846.239	4.846.239	4.846.239	4.846.239
Lucros acumulados		528.310	-	528.310	-
		17.764.684	17.252.414	17.764.684	17.252.414
Atribuível aos acionistas não controladores	17.2.2	-	-	344.444	345.798
		17.764.684	17.252.414	18.109.128	17.598.212
TOTAL DO PASSIVO		20.282.926	20.073.123	38.300.102	38.312.550

As notas explicativas - NE são parte integrante das informações trimestrais

Demonstrações de Resultados
 dos períodos findos em 31 de março de 2020 e de 2019
 em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2020	31.03.2019	31.03.2020	31.03.2019
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	32	-	-	4.153.941	3.896.006
Custos Operacionais	33	-	-	(2.997.391)	(2.730.735)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO		-	-	1.156.550	1.165.271
Outras Receitas (Despesas) Operacionais					
Despesas com vendas	33	-	-	(54.913)	(46.680)
Despesas gerais e administrativas	33	(19.281)	(10.212)	(173.883)	(173.282)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	33	(8.146)	(879)	(82.841)	(92.322)
Resultado da equivalência patrimonial	17	513.454	493.011	22.872	16.385
		486.027	481.920	(288.765)	(295.899)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		486.027	481.920	867.785	869.372
Resultado Financeiro	34				
Receitas financeiras		45.839	62.585	215.858	206.644
Despesas financeiras		(20.287)	(43.902)	(310.444)	(304.857)
		25.552	18.683	(94.586)	(98.213)
LUCRO OPERACIONAL		511.579	500.603	773.199	771.159
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	13.3				
Imposto de renda e contribuição social		(3.474)	(6.351)	(266.979)	(289.816)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		4.165	3.739	4.696	24.619
		691	(2.612)	(262.283)	(265.197)
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		512.270	497.991	510.916	505.962
Atribuído aos acionistas da empresa controladora		-	-	512.270	497.991
Atribuído aos acionistas não controladores	17.2.2	-	-	(1.354)	7.971
LUCRO LÍQUIDO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - em reais	31.3				
Ações ordinárias		1,78792	1,73808		
Ações preferenciais classe "A"		1,96671	1,91189		
Ações preferenciais classe "B"		1,96671	1,91189		

As notas explicativas - NE são parte integrante das informações trimestrais

Demonstrações de Resultados Abrangentes

dos períodos findos em 31 de março de 2020 e de 2019

em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2020	31.03.2019	31.03.2020	31.03.2019
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		512.270	497.991	510.916	505.962
Outros resultados abrangentes		-	-	-	-
RESULTADO ABRANGENTE DO PERÍODO		512.270	497.991	510.916	505.962
Atribuível aos acionistas da empresa Controladora				512.270	497.991
Atribuível aos acionistas não controladores				(1.354)	7.971

As notas explicativas - NE são parte integrante das informações trimestrais

Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido
 dos períodos findos em 31 de março de 2020 e de 2019
 em milhares de reais

	NE nº	Atribuível aos acionistas da empresa controladora						Total Controladora	Atribuível aos acionistas não controladores	Total Consolidado
		Capital social	Ajustes de avaliação patrimonial		Reservas de lucros		Lucros acumulados			
			Custo atribuído do imobilizado	Outros resultados abrangentes	Reserva legal	Reserva de retenção de lucros				
Saldo em 1º de janeiro de 2020		10.800.000	739.994	(148.067)	1.014.248	4.846.239	-	17.252.414	345.798	17.598.212
Lucro líquido (prejuízo) do período		-	-	-	-	-	512.270	512.270	(1.354)	510.916
Resultado abrangente total do período		-	-	-	-	-	512.270	512.270	(1.354)	510.916
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos	31.2	-	(16.040)	-	-	-	16.040	-	-	-
Saldo em 31 de março de 2020		10.800.000	723.954	(148.067)	1.014.248	4.846.239	528.310	17.764.684	344.444	18.109.128

As notas explicativas - NE são parte integrante das informações trimestrais

	NE nº	Atribuível aos acionistas da empresa controladora						Total Controladora	Atribuível aos acionistas não controladores	Total Consolidado
		Capital social	Ajustes de avaliação patrimonial		Reservas de lucros		Lucros acumulados			
			Custo atribuído do imobilizado	Outros resultados abrangentes	Reserva legal	Reserva de retenção de lucros				
Saldo em 1º de janeiro de 2019		7.910.000	806.220	(20.610)	914.751	6.422.564	-	16.032.925	303.289	16.336.214
Lucro líquido do período		-	-	-	-	-	497.991	497.991	7.971	505.962
Resultado abrangente total do período		-	-	-	-	-	497.991	497.991	7.971	505.962
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos		-	(16.484)	-	-	-	16.484	-	-	-
Deliberação do dividendo adicional proposto		-	-	-	-	-	-	-	(3.335)	(3.335)
Saldo em 31 de março de 2019		7.910.000	789.736	(20.610)	914.751	6.422.564	514.475	16.530.916	307.925	16.838.841

As notas explicativas - NE são parte integrante das informações trimestrais

Demonstrações dos Fluxos de Caixa

dos períodos findos em 31 de março de 2020 e de 2019

em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2020	31.03.2019	31.03.2020	31.03.2019
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					
Lucro líquido do período		512.270	497.991	510.916	505.962
Ajustes para a reconciliação do lucro líquido do período com a geração de caixa das atividades operacionais:					
Encargos, variações monetárias e cambiais não realizadas - líquidas		8.711	(12.196)	199.761	199.631
Juros efetivos - bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas	10.3	-	-	(20.200)	(25.540)
Remuneração de contratos de concessão de transmissão	10.4 e 11.3	-	-	(109.468)	(120.595)
Imposto de renda e contribuição social	13.3	3.474	6.351	266.979	289.816
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.3	(4.165)	(3.739)	(4.696)	(24.619)
Resultado da equivalência patrimonial	17.1	(513.454)	(493.011)	(22.872)	(16.385)
Apropriação do cálculo atuarial dos benefícios pós-emprego	24.4	192	152	23.589	24.898
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	24.4	1.050	1.504	30.606	32.868
Constituição para programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26.2	-	-	35.034	32.144
Reconhecimento do valor justo do ativo indenizável da concessão	32	-	-	(9.187)	(13.624)
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	32	-	-	64.923	70.808
Depreciação e amortização	33	440	655	285.518	222.772
Perdas estimadas, provisões e reversões operacionais líquidas	33.4	3.341	2.445	133.401	102.537
Valor justo nas operações de compra e venda de energia	32.1	-	-	(3.592)	(15.557)
Valor justo nas operações com derivativos	34	-	-	(24.607)	-
Baixas de contas a receber vinculadas à concessão	10.1 e 10.2	-	-	5	18
Baixas de ativos de contrato	11.1	-	-	1.041	619
Resultado das baixas de imobilizado	18.2	2	-	15.193	24.138
Resultado das baixas de intangíveis	19.1 e 19.4	5	1	5.851	8.711
Resultado das baixas de direito de uso de ativos e passivo de arrendamentos - líquido	28.1 e 28.2	-	-	7	-
		11.866	153	1.378.202	1.298.602
Redução (aumento) dos ativos					
Clientes		-	-	152.431	96.112
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos		328.798	22.136	249	2.176
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8.1	75.006	69.646	75.006	69.646
Depósitos judiciais		527	12.711	5.677	18.859
Ativos financeiros setoriais	9.2	-	-	38.539	10.762
Outros créditos		(704)	5.495	4.989	29.222
Estoques		-	-	(9.449)	3.227
Imposto de renda e contribuição social a recuperar		(2.102)	5.456	9.314	45.401
Outros tributos a recuperar		(260)	(384)	55.607	(15.839)
Despesas antecipadas		95	40	6.813	4.346
Partes relacionadas		(32.325)	557	(227)	(194)
		369.035	115.657	338.949	263.718
Aumento (redução) dos passivos					
Obrigações sociais e trabalhistas		572	(851)	16.186	4.728
Partes relacionadas		(49)	287	-	-
Fornecedores		4.505	(1.066)	(158.798)	59.980
Outras obrigações fiscais		34	70	(159.323)	(65.363)
Benefícios pós-emprego	24.4	(1.111)	(1.537)	(47.532)	(48.187)
Encargos setoriais a recolher		-	-	(14.712)	(23.261)
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26.2	-	-	(31.638)	(17.210)
Contas a pagar vinculadas à concessão	27.1	-	-	(18.300)	(17.243)
Outras contas a pagar		239	(2.180)	(15.549)	(41.203)
Provisões para litígios quitadas	30.1.1	-	-	(46.217)	(37.578)
		4.190	(5.277)	(475.883)	(185.337)
CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					
		385.091	110.533	1.241.268	1.376.983
Imposto de renda e contribuição social pagos		(1.812)	(6.351)	(221.992)	(393.546)
Encargos de empréstimos e financiamentos pagos	22.4	(9.113)	(17.286)	(49.570)	(54.264)
Encargos de debêntures pagos	23.2	(19.088)	(22.657)	(137.121)	(124.091)
Encargos de passivos de arrendamento pagos	28.2.1	(6)	(8)	(2.002)	(1.991)
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					
		355.072	64.231	830.583	803.091

(continua)

Demonstrações dos Fluxos de Caixa

dos períodos findos em 31 de março de 2020 e de 2019 (continuação)
em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2020	31.03.2019	31.03.2020	31.03.2019
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
Aplicações financeiras		5.359	40.649	(33.961)	(31.923)
Empréstimos concedidos a partes relacionadas		(5.000)	(18.900)	-	-
Aquisições de ativos de contrato		-	-	(193.340)	(226.614)
Participação financeira do consumidor - ativos de contrato		-	-	19.200	22.866
Aportes em investimentos	17.1	(3.500)	(23.144)	(25.351)	(47.080)
Redução de capital em investidas	17.1	228	-	228	34.300
Aquisições de imobilizado		-	(17)	(105.943)	(113.235)
Aquisições de intangível	19.4	-	-	(1.227)	(1.579)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		(2.913)	(1.412)	(340.394)	(363.265)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
Ingressos de empréstimos e financiamentos	22.4	-	-	-	16.103
Amortizações de principal de empréstimos e financiamentos	22.4	(38.500)	(115.500)	(94.837)	(327.933)
Amortizações de principal de debêntures	23.2	(300.000)	-	(313.696)	(6.422)
Amortizações de principal de passivos de arrendamento	28.2.1	(38)	(33)	(8.421)	(6.952)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos		(4)	-	(5)	(9.061)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO GERADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		(338.542)	(115.533)	(416.959)	(334.265)
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		13.617	(52.714)	73.230	105.561
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	5	25.304	315.003	2.941.727	1.948.409
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	5	38.921	262.289	3.014.957	2.053.970
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		13.617	(52.714)	73.230	105.561

As notas explicativas - NE são parte integrante das informações trimestrais

Demonstrações do Valor Adicionado
 dos períodos findos em 31 de março de 2020 e de 2019
 em milhares de reais

VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	Controladora		Consolidado	
	31.03.2020	31.03.2019	31.03.2020	31.03.2019
Receitas				
Venda de energia e outros serviços	-	-	6.173.546	5.870.101
Receita de construção	-	-	288.604	372.848
Valor justo do ativo indenizável da concessão	-	-	9.187	13.624
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	-	-	(64.923)	(70.808)
Outras receitas	-	1.846	353	43.064
Perdas de crédito esperadas	-	-	(43.148)	(29.828)
	-	1.846	6.363.619	6.199.001
(-) Insumos adquiridos de terceiros				
Energia elétrica comprada para revenda	-	-	1.638.741	1.524.768
Encargos de uso da rede elétrica (-) ESS e EER	-	-	343.946	306.253
Material, insumos e serviços de terceiros	8.496	2.895	324.483	161.761
Gás natural e insumos para operações de gás	-	-	130.636	172.756
Custo de construção	-	-	252.394	306.292
Perda de valores ativos	4.525	-	22.776	60.190
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos - <i>Impairment</i>	-	-	32.155	5.362
Outros insumos	9.313	4.727	100.173	100.079
	22.334	7.622	2.845.304	2.637.461
(=) VALOR ADICIONADO BRUTO	(22.334)	(5.776)	3.518.315	3.561.540
(-) Depreciação e amortização	440	655	285.518	222.772
(=) VALOR ADICIONADO LÍQUIDO	(22.774)	(6.431)	3.232.797	3.338.768
(+) Valor adicionado transferido				
Resultado da equivalência patrimonial	513.454	493.011	22.872	16.385
Receitas financeiras	45.839	62.585	215.858	206.644
Outras receitas	1	1	41.203	34.245
	559.294	555.597	279.933	257.274
	536.520	549.166	3.512.730	3.596.042

(continua)

Demonstrações do Valor Adicionado
 dos períodos findos em 31 de março de 2020 e de 2019 (continuação)
 em milhares de reais

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO	Controladora				Consolidado			
	31.03.2020	%	31.03.2019	%	31.03.2020	%	31.03.2019	%
Pessoal								
Remunerações e honorários	2.334		2.514		191.594		207.201	
Planos previdenciário e assistencial	661		568		57.664		59.509	
Auxílio alimentação e educação	323		297		27.334		28.138	
Encargos sociais - FGTS	164		269		13.671		15.111	
Participação nos lucros e/ou resultados	435		276		35.502		28.142	
	3.917	0,7	3.924	0,7	325.765	9,3	338.101	9,4
Governo								
Federal								
Tributos	45		3.384		678.757		688.153	
Encargos setoriais	-		-		504.896		582.916	
Estadual	1		1		1.182.026		1.177.010	
Municipal	6		17		2.178		3.278	
	52	-	3.402	0,6	2.367.857	67,4	2.451.357	68,2
Terceiros								
Juros	20.211		43.670		304.439		294.990	
Arrendamentos e aluguéis	70		179		3.374		4.157	
Doações, subvenções e contribuições	-		-		379		1.475	
	20.281	3,8	43.849	8,0	308.192	8,8	300.622	8,4
Acionistas								
Lucros retidos	512.270		497.991		512.270		497.991	
Participações de acionistas não controladores	-		-		(1.354)		7.971	
	512.270	95,5	497.991	90,7	510.916	14,5	505.962	14,0
	536.520	100,0	549.166	100,0	3.512.730	100,0	3.596.042	100,0

As notas explicativas - NE são parte integrante das informações trimestrais

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS
dos períodos findos em 31 de março de 2020 e de 2019
em milhares de reais

1 Contexto Operacional

A Companhia Paranaense de Energia (Copel, Companhia ou Controladora), com sede na Rua Coronel Dulcídio, 800, Curitiba - PR, é sociedade por ações, de economia mista, de capital aberto, controlada pelo Estado do Paraná, cujas ações são negociadas no Nível 1 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, telecomunicações e gás natural.

a) Pandemia do coronavírus (Covid-19) e seus impactos

Coronavírus é uma família de vírus que causa infecções respiratórias. O novo coronavírus foi descoberto em 2019 após casos registrados na China e provoca a doença chamada Covid-19, que apresenta um quadro clínico que varia de infecções assintomáticas a quadros respiratórios graves.

Nas primeiras semanas de 2020, a epidemia afetou regiões da Ásia e do Oriente Médio, se limitando a algumas regiões da China, Coreia do Sul e Irã. Em meados de fevereiro, os primeiros casos de Covid-19 foram identificados na Europa, especificamente na Itália, com uma rápida escalada de sua disseminação por toda a Europa. Em 26.02.2020 o primeiro caso de infecção por coronavírus foi identificado no Brasil, no município de São Paulo e no dia 11.03.2020, a OMS atribuiu o status de pandemia ao coronavírus, tendo em vista a disseminação das contaminações pelo mundo. No Brasil, os governos federais, estaduais e municipais implementaram diversas medidas para lidar com a emergência na saúde pública. No estado do Paraná as medidas incluíram isolamento social e restrições ao funcionamento de atividades não essenciais como forma de retardar a progressão do vírus.

A partir de março de 2020, com base em todos os acontecimentos mencionados anteriormente, a Administração da Copel emitiu normas que visam garantir o cumprimento das medidas para conter a disseminação da doença na Companhia e minimizar seus impactos e potenciais impactos nas áreas administrativas, de operações e econômico-financeiras.

Nessa linha, a Copel estabeleceu uma Comissão de Contingência, cujo objetivo é monitorar e mitigar os impactos e consequências nas principais atividades da Companhia, já que poderão surgir novos riscos que podem vir a impactar a Copel. Os 4 pilares definidos são: (i) segurança das pessoas, (ii) continuidade das atividades essenciais, (iii) monitoramento das orientações e exigências dos órgãos reguladores, e (iv) preservação das condições financeiras adequadas para suportar a crise.

Entre as principais iniciativas implementadas pela Companhia, citam-se as ações para prevenir e mitigar os efeitos do contágio no local de trabalho, tais como: adoção do trabalho em home office nas áreas em que é possível adotar este formato, restrições de viagens, reuniões por vídeo conferência, acompanhamento diário do quadro de saúde e bem estar dos colaboradores e protocolos de contingência de forma a manter integralmente as operações da infraestrutura de energia elétrica, telecomunicações e de gás canalizado, preservando a saúde de seus profissionais, seus acessos seguros aos locais de trabalho, um ambiente que preserve o distanciamento entre indivíduos, higiene e acesso aos equipamentos de proteção individual.

Da mesma forma, a Copel adotou diversas ações em prol de seus clientes, mantendo a confiabilidade e disponibilidade de suas usinas, dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica e gás e de telecomunicações, para que os mesmos possam se manter conectados e usufruindo dos serviços da Companhia neste momento crítico de pandemia e distanciamento social. A Copel e seus empregados não medem esforços em garantir que os clientes da Copel e seus familiares permaneçam saudáveis e seguros em suas residências, mantendo todos os serviços que contribuem para prover conforto e conectividade a todos.

Neste cenário, para fins de elaboração e divulgação das demonstrações financeiras intermediárias referentes ao trimestre findo em 31.03.2020, a administração da Companhia avaliou suas estimativas de forma a identificar os possíveis impactos do Covid-19 nos negócios da Companhia, conforme segue:

a.1) Perdas de crédito esperadas

Um risco potencialmente relevante na emergência do Covid-19 está relacionado à inadimplência de clientes. Neste cenário, a Companhia mantém um contato regular com seus principais clientes, flexibilizando a política de cobrança no período da pandemia e o incremento do nível de digitalização no relacionamento com a Copel.

A posição de contas a receber da Companhia em 31.03.2020 bem como as estimativas de perdas de créditos esperadas refletem de maneira tempestiva a melhor análise da Administração neste momento sobre a qualidade e recuperabilidade desse ativo financeiro.

Ainda que não tenha piorado significativamente o indicador de perdas, a Companhia poderá enfrentar uma pressão nesse indicador ao longo do ano.

No primeiro trimestre de 2020 houve um aumento na estimativa das perdas de créditos esperadas, no valor de R\$ 13.320, decorrente principalmente da aplicação de projeções macroeconômicas na elaboração das estimativas devido ao agravamento do contexto econômico.

a.2) Redução ao valor recuperável de ativos não financeiros - *impairment*

A Companhia avaliou os indicadores de desvalorização de ativos decorrentes da pandemia e concluiu que não há mudança significativa no valor recuperável de seus ativos imobilizados e intangíveis. As premissas de todos os ativos não financeiros foram avaliadas individualmente e a conclusão é que o valor contábil líquido dos ativos é recuperável.

As principais premissas aplicadas na preparação dos modelos de fluxo de caixa não tiveram impacto significativo no curto prazo tendo em vista que a maior parte de energia já está contratada e o montante da energia exposta à liquidação ao PLD não é relevante. No médio prazo, houve impacto nos preços negociados no mercado livre sobre a parte da energia não contratada, mas sem impacto relevante na Companhia. Por fim, no longo prazo, as principais premissas utilizadas para o cálculo do *impairment* (preços futuros da energia e níveis de GSF) não sofreram alteração significativa, evidenciando-se, portanto, a recuperabilidade dos ativos.

Diante disso, a Companhia concluiu que não há necessidade de constituição de provisão adicional de *impairment*.

a.3) Recuperação dos tributos diferidos ativos

A Companhia possui saldo de R\$ 1.033.398 referente aos tributos diferidos ativos sobre prejuízo fiscal/base negativa e diferenças temporárias contabilizados em 31.03.2020. A Companhia avaliou suas estimativas de expectativa de lucro tributável futuro e não identificou necessidade de provisão para perda dos mesmos.

a.4) Valor justo das operações de compra e venda de energia futuras

Os efeitos do Covid-19 na marcação a mercado dos contratos de compra e venda de energia elétrica ocorreram principalmente na variação dos preços futuros de curto prazo devido a uma hidrologia mais favorável e redução da carga. No longo prazo os preços futuros da energia elétrica não tiveram variação significativa. Portanto, neste momento, os efeitos da pandemia não causaram impactos significativos no valor justo das operações de compra e venda de energia futuras da Companhia.

a.5) Valor justo de outros ativos e passivos

No momento atual, os efeitos da pandemia não causaram impactos significativos no valor justo dos ativos e passivos da Companhia, principalmente nos ativos originários de contratos de concessão que são realizados a longo prazo e possuem garantia contratual de recebimento de seu saldo residual ao final da concessão e/ou direito incondicional de receber caixa durante a concessão. Neste sentido, tendo em vista que não houve alterações nas estimativas e premissas de longo prazo, e que os ativos da companhia são essenciais e apontam para a continuidade das operações e dos fluxos de caixa no médio e longo prazo, até o momento, apesar dos efeitos da pandemia continuarem incertos, seus efeitos não causaram impactos significativos no valor justo dos ativos e passivos da Companhia.

a.6) Benefícios Pós-emprego

A Administração da Companhia tem efetuado monitoramento constante em relação ao valor justo do ativo atuarial dos planos de benefícios pós emprego em decorrência da instabilidade da taxa de juros, que é determinada com base nos dados de mercado. Por conta da instabilidade econômica neste período de pandemia o valor justo dos ativos dos planos teve retração em 31.03.2020 em relação ao valor justo de 31.12.2019. Contudo, os planos de benefícios não geraram obrigações adicionais devido a existência de superávit do plano previdenciário e ao fato de o passivo atuarial do plano assistencial estar reconhecido em montante suficiente, frente a atual avaliação.

a.7) Liquidez

A Companhia apresenta atualmente uma situação financeira sólida com bons índices de liquidez e acredita que o capital de giro é suficiente para seus requisitos atuais. No entanto, uma expectativa de impactos econômicos causados pela redução das atividades empresariais decorrentes das restrições impostas durante a pandemia do Covid-19, com efeitos subsequentes nas operações da Copel, pode afetar os resultados financeiros da Companhia.

Em 31.03.2020, o capital circulante líquido consolidado da Companhia totaliza R\$ 2.735.621 (R\$ 2.563.575, em 31.12.2019) com saldo de caixa e equivalente de caixa de R\$ 3.014.957, frente ao saldo de R\$ 2.941.727 em 31.12.2019.

A Companhia vem monitorando sua liquidez financeira, considerando a possibilidade de captação de recursos e a perspectiva de retenção de caixa usando o auxílio de medidas do governo federal e demais instituições setoriais, já implementadas e em elaboração, e tomando ações necessárias em nossas operações como a redução de custos e postergação de investimentos com o objetivo de garantir o cumprimento das obrigações financeiras em dia.

a.8) Outros ativos

A Companhia não identificou quaisquer mudanças nas circunstâncias que indiquem *impairment* de outros ativos. Salienta-se que a Companhia registra as variações dos ativos e passivos financeiros setoriais, atualizados até a data do reajuste/revisão tarifária quando, então, o Poder Concedente homologa o repasse na base tarifária e a Companhia repassa ao consumidor durante o próximo ciclo anual, que na Copel ocorre a partir de 24 de junho de cada exercício. A Administração entende que os ativos em 31.03.2020 não foram impactados e que, com as medidas emergenciais destinadas ao setor elétrico dispostas na Medida Provisória nº 950 de 08.04.2020, a realização dos ativos e passivos financeiros setoriais é sustentada.

Diante de tudo que foi exposto acima, ressalta-se que não houve impacto relevante ou material nos negócios da Companhia que pudessem modificar a mensuração dos seus ativos e passivos apresentados nas informações trimestrais em 31.03.2020 e até a data desta publicação. No entanto, considerando que, como todas as empresas, a Copel está exposta a riscos decorrentes de eventuais restrições legais e de mercado que venham a ser impostas, não é possível assegurar que não haverá impactos nas operações ou

que o resultado não será afetado por reflexos futuros que a pandemia poderá provocar.

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 ocorreu mudança em relação às participações societárias de 31.12.2019.

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 Telecomunicações S.A. (Copel TEL)	Curitiba/PR	Telecomunicações e comunicações	100,0	Copel
Copel Renováveis S.A. (Copel REN) (a)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel
Copel Comercialização S.A. (Copel Energia)	Curitiba/PR	Comercialização de energia	100,0	Copel
Companhia Paranaense de Gás - Compagás	Curitiba/PR	Distribuição de gás canalizado	51,0	Copel
Eleijor - Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	70,0	Copel
UEG Araucária Ltda. (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
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. (NE nº 1.2.1)	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	100,0	Copel GeT
Bela Vista Geração de Energia S.A. (b)	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. (c)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Jandaíra II Energias Renováveis S.A. (c)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Jandaíra III Energias Renováveis S.A. (c)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Jandaíra IV Energias Renováveis S.A. (c)	Curitiba/PR	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

(a) Está em estudo a possível incorporação das atividades operacionais e versão do patrimônio da Copel REN para a acionista ou a mudança de atividade principal.

(b) Fase pré-operacional.

(c) SPEs constituídas com 99,9% de participação da Copel GeT e 0,1% da Cutia. A transferência da totalidade das ações para a Copel GeT depende da assinatura dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs.

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
Paraná Gás Exploração e Produção S.A. (a)	Curitiba/PR	Extração de petróleo e gás natural	30,0	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
Matrinchá 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. (b)	Rio de Janeiro/RJ	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) Projeto com suas atividades paralisadas devido a uma Ação Civil Pública, que aguarda decisão no TRF-4. Será instaurado procedimento arbitral institucional para discutir a liberação das obrigações contratuais sem ônus para as licitantes, com a consequente devolução dos bônus de assinatura, reembolso dos custos com garantia incorridos e liberação das garantias apresentadas.

(b) Empreendimento parcialmente em operação.

1.1.3 Coligadas

Coligada	Sede	Atividade principal	Participação %	
			%	Investidora
Dona Francisca Energética S.A.	Agudo/RS	Geração de energia elétrica	23,0303	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
Copel Amec S/C Ltda. - em liquidação	Curitiba/PR	Serviços	48,0	Copel
Sercomtel S.A. Telecomunicações (a)	Londrina/PR	Telecomunicações	45,0	Copel
Dominó Holdings Ltda.	Curitiba/PR	Participação em sociedade	49,0	Copel Energia
Estação Osasco Desenvolvimento Imobiliário S.A. (b)	São Paulo/SP	Incorporação de empreendimentos imobiliários	18,78	UEG

(a) Investimento reduzido a zero em virtude dos testes de recuperação de ativos.

(b) Fase pré-operacional.

1.1.4 Operações em conjunto (consórcios)

Empreendimento	Participação %	
	Copel GeT	Demais consorciados
Usina Hidrelétrica Gov. Jayme Canet Júnior - Mauá (NE nº 18.4)	51,0	Eletrosul Centrais Elétricas S.A. (49,0%)
Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu (NE nº 18.4)	30,0	Geração Céu Azul S.A (controlada da Neoenergia S.A. (70,0%))

2 Concessões e Autorizações

2.1 Contratos de Concessão/Autorização das participações da Copel

Copel		Participação %	Vencimento
Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias			
Copel DIS	Contrato de concessão nº 046/1999, prorrogado pelo 5º Termo Aditivo	100	07.07.2045
Copel TEL	Termo de autorização nº 54/2003 - Anatel/SPV/PVST	100	Indeterminado
	Termo de autorização nº 305/2012 - Anatel/SPV/PVST	100	Indeterminado
Elejor	Contrato de concessão nº 125/2001 - UHE Fundão e UHE Santa Clara	70	28.05.2037
	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	28.08.2033
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	20.01.2019
Paraná Gás (1.1.2 - a)	PART-T-300_R12 Nº 4861-.0000.99/2014-00 - ANP	30	15.05.2045
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 Voltaia São Miguel do Gostoso I Participações S.A.

Usina Hidrelétrica - UHE
 Pequena Central Hidrelétrica - PCH
 Usina Termelétrica - UTE
 Usina Eolielétrica - EOL

2.1.1 Compagás

A Compagás 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, entendendo que o mesmo ocorria em 20.01.2019. A Administração da Compagás, sua Controladora e demais acionistas questionam os efeitos da referida lei por entenderem estar conflitante com os termos observados no atual contrato de concessão. A Compagás ajuizou ação judicial questionando o vencimento antecipado da concessão e em 30.10.2018 foi concedida a tutela provisória favorável ao entendimento da Companhia sobre os termos do contrato de concessão e à continuidade das suas operações até julho de 2024. A Companhia aguarda o julgamento do mérito da ação.

Considerando que até esta data não ocorreu a prorrogação/licitação da concessão, a lei prevê que a concessionária poderá, após o vencimento do prazo, permanecer responsável por sua prestação até a assunção do novo concessionário, observadas as condições estabelecidas.

Considerando que a discussão não foi encerrada e a citada lei continua vigente, tornou-se necessário considerar tais efeitos nestas informações trimestrais. Os impactos registrados estão apresentados a seguir:

31.03.2020	Término da concessão em 2024	Efeitos	Término da concessão em 2019
BALANÇO PATRIMONIAL			
Ativo não circulante			
Contas a receber vinculadas à concessão	150.536	175.562	326.098
Intangível	121.345	(121.345)	-
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO			
Receita Operacional Líquida			
Valor justo do ativo indenizável da concessão	2.521	2.684	5.205
Custos Operacionais			
Amortização	(7.328)	(1.976)	(9.304)

A Administração continuará envidando seus melhores esforços para proteger os interesses da Companhia, buscando equacionar da melhor forma os impactos da nova interpretação dada pelo Poder Concedente, bem como, buscando alternativas necessárias para a manutenção da concessão de forma sustentável.

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

Copel GeT	Participação %	Vencimento	
CONCESSÕES ONEROSAS PELO DIREITO DE USO DO BEM PÚBLICO - UBP			
Contrato de Concessão de geração nº 001/2007 - UHE Gov. Jayme Canet Júnior (Mauá)	51	02.07.2042	
Contrato de Concessão nº 001/2011 - UHE Colíder	100	17.01.2046	
Autorização - Portaria nº 133/2011 - PCH Cavernoso II	100	28.02.2046	
Contrato de Concessão nº 002/2012 - UHE Baixo Iguaçu	30	30.10.2049	
Contrato de Concessão nº 007/2013			
UHE Apucarantina	100	12.10.2025	
UHE Chaminé	100	16.08.2026	
UHE Derivação do Rio Jordão	100	15.11.2029	
UHE Cavernoso	100	07.01.2031	
CONCESSÕES DE SERVIÇO PÚBLICO			
Contrato de Concessão nº 045/1999			
UTE Figueira (NE nº 36.2.6)	100	27.03.2019	
UHE São Jorge (NE nº 36.2.6)	100	05.12.2024	
UHE Guaricana	100	16.08.2026	
UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	100	16.11.2029	
UHE Gov. José Richa (Salto Caxias)	100	05.05.2030	
Autorização - Resolução nº 278/1999 - EOL Palmas	100	29.09.2029	
Despacho nº 182/2002 - Central Geradora Hidrelétrica - CGH Melissa, CGH Pitangui e CGH Salto do Vau (apenas registro na Aneel)	100	-	
Contrato de Concessão nº 003/2016 - UHE Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (GPS)	100	05.01.2046	
UHE Marumbi - Declaração de registro de central geradora: CGH.PH.PR.001501-6.02	100	-	
Resolução Autorizativa Aneel nº 5373/2015 - CGH Chopim I (apenas registro na Aneel)	100	-	
Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias			
UEG Araucária	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	24.04.2030
PCH Bela Vista (a)	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 S.A. (FDA)	Contrato de Concessão de Geração nº 002/2020	100	17.09.2023
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

(a) Empreendimento em construção.

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

(a) Empreendimento em construção.

Durante o ano de 2019, três importantes empreendimentos iniciaram suas operações comerciais:

- **UHE Colíder:** em março, maio e dezembro de 2019, entraram em operação comercial, respectivamente, as três unidades geradoras da usina, todas com 100 MW de potência instalada.
- **UHE Baixo Iguaçu:** Em fevereiro de 2019 iniciou-se a operação comercial das unidades 1 e 2 e em abril de 2019, da unidade 3, com total de 350,2 MW de potência instalada.
- **Complexos Eólicos Cutia e Bento Miguel:** A partir da última quinzena de dezembro de 2018 até março de 2019, todos os parques eólicos entraram em operação comercial, totalizando 312,9 MW de capacidade total instalada.

3 Base de Preparação

3.1 Declarações de conformidade

As informações trimestrais individuais da Controladora e as informações trimestrais consolidadas foram preparadas de acordo com as Normas Internacionais de Contabilidade (*International Financial Reporting Standards* - IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB e também de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem os pronunciamentos, as orientações e as interpretações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM e pelo Conselho Federal de Contabilidade - CFC.

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

A emissão destas informações trimestrais individuais e consolidadas foi aprovada pela Administração em 14.05.2020.

3.2 Moeda funcional e moeda de apresentação

As informações trimestrais 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.

3.3 Base de mensuração

As informações trimestrais 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.

3.4 Uso de estimativas e julgamentos

Na preparação destas informações trimestrais 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. As revisões das estimativas são reconhecidas prospectivamente.

As informações sobre o uso de estimativas de julgamentos referentes à aplicação das políticas contábeis adotadas que apresentam efeitos sobre os valores reconhecidos nas informações trimestrais são as mesmas divulgadas na NE nº 3.4 das demonstrações financeiras de 31.12.2019.

3.5 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 31.12.2019.

4.1 Pronunciamentos aplicáveis à Companhia a partir de 1º.01.2020

A partir de 1º.01.2020 estão vigentes as alterações nos seguintes pronunciamentos, sem impactos significativos nas demonstrações contábeis Companhia:

- (i) CPC 00 (R2) Estrutura conceitual para relatório financeiro (*Conceptual framework*);
- (ii) Revisão anual do CPC nº 14/2019: alterações nos pronunciamentos decorrentes da revisão do CPC 00, alteração na definição de negócios no CPC 15 (R1) / IFRS 3 e alteração da definição de materialidade no CPC 26 (IAS 1) e no CPC 23 (IAS 8).

5 Caixa e Equivalentes de Caixa

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2020	31.12.2019	31.03.2020	31.12.2019
Caixa e bancos conta movimento	165	196	205.220	263.188
Aplicações financeiras de liquidez imediata	38.756	25.108	2.809.737	2.678.539
	38.921	25.304	3.014.957	2.941.727

Compreendem numerário 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 exercício 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 100,8% da taxa de variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

6 Títulos e Valores Mobiliários

A Companhia e suas controladas possuem títulos e valores mobiliários que rendem taxas de juros variáveis. O prazo desses títulos varia de 2 a 58 meses a partir do final do período de relatório.

Categoria	Indexador	Controladora		Consolidado	
		31.03.2020	31.12.2019	31.03.2020	31.12.2019
Cotas de fundos de investimentos (a)	CDI	90	90	241.247	225.804
Certificados de Depósitos Bancários - CDB	90% a 101% do CDI	-	-	50.698	50.216
Letras Financeiras do Tesouro - LFT	Selic	-	-	740	733
Operação Compromissada	96,5% do CDI	-	-	-	3.632
Letras do Tesouro Nacional - LTN	CDI	-	-	-	1.696
		90	90	292.685	282.081
	Circulante	90	90	1.446	3.112
	Não circulante	-	-	291.239	278.969

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 31.03.2020	Saldo 31.12.2019
Consumidores					
Residencial	355.022	229.317	35.200	619.539	579.715
Industrial	139.799	47.812	84.961	272.572	298.719
Comercial	268.498	70.732	31.676	370.906	363.986
Rural	82.943	25.975	4.801	113.719	103.271
Poder público	41.572	5.556	3.663	50.791	55.847
Iluminação pública	36.545	32	-	36.577	38.523
Serviço público	42.130	1.059	302	43.491	44.983
Fornecimento não faturado - cativos	488.780	-	-	488.780	516.203
Parcelamento de débitos - cativos (7.1)	117.322	17.918	68.780	204.020	204.192
Subsídio baixa renda - Eletrobras	12.504	-	-	12.504	12.174
Consumidores livres	137.642	2.925	884	141.451	132.756
Outros créditos	51.688	23.146	82.807	157.641	148.375
	1.774.445	424.472	313.074	2.511.991	2.498.744
Concessionárias, permissionárias e comercializadoras					
Contratos bilaterais	173.757	52	4.596	178.405	191.463
Contratos regulados	152.248	80	7.802	160.130	159.492
CCEE (7.2)	192.948	-	119.665	312.613	315.712
Suprimento de energia elétrica	518.953	132	132.063	651.148	666.667
Encargos de uso da rede elétrica	199.473	9.318	8.438	217.229	215.582
Telecomunicações	49.099	9.804	8.897	67.800	67.304
Distribuição de gás	59.085	2.792	11.362	73.239	111.026
(-) Perdas de créditos esperadas (7.3)	(25.936)	(9.670)	(366.724)	(402.330)	(376.756)
	2.575.119	436.848	107.110	3.119.077	3.182.567
				3.063.661	3.120.168
				55.416	62.399

7.1 Parcelamento de débitos

Os saldos de parcelamento de débitos estão a valor presente, em 31.03.2020, considerando o montante a ser descontado, as datas de realização, as datas de liquidação e a taxa de desconto, que varia de 0,29% a 2,81% a.m.

7.2 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Saldo a receber pelas controladas de geração, comercialização e distribuição de energia elétrica 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.

Adicionalmente, em decorrência de caso fortuito e força maior, a UHE Colíder 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.

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 integralmente a antecipação de tutela recursal requerida no Agravo de Instrumento para isentar a Companhia de quaisquer ônus, encargos ou restrições a direito decorrentes do deslocamento do cronograma de implantação da UHE Colíder. A Companhia aguarda o julgamento do mérito da ação.

A energia contratada da usina é de 125 MW médios. Para os períodos em atraso o contrato foi cumprido conforme descrito a seguir:

- de janeiro de 2015 a maio de 2016, entrega da energia suspensa em decorrência da obtenção de liminar judicial;
- em junho de 2016, com redução parcial por meio de acordo bilateral e saldo remanescente suspenso em decorrência da liminar judicial;
- de julho de 2016 a dezembro de 2018, com redução da totalidade dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs, por meio de acordo bilateral e com participação no Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova - MCSD-EN; e
- de janeiro a março de 2019, os contratos firmados em ambiente regulado passaram a estar vigentes novamente, no entanto a entrega de energia continuou suspensa, tendo em vista a liminar judicial obtida. A partir de 09.03.2019 a usina iniciou a produção comercial de sua primeira unidade geradora.

Em virtude do não julgamento do mérito da ação, no período em atraso da usina a Companhia reconheceu no resultado dos exercícios a receita se limitando as cláusulas econômicas do contrato e as regras regulatórias, bem como o custo da energia para cobertura do lastro contratual.

Do montante apurado pela CCEE, para a parcela controversa decorrente dos efeitos da liminar pelo excludente de responsabilidade da UHE Colíder, há constituição de perdas de crédito esperadas no valor de R\$ 119.665 (NE nº 7.3).

7.3 Perdas de créditos esperadas

Consolidado	Saldo em 1º.01.2020	Adições / (reversões)	Perdas	Saldo em 31.03.2020
Consumidores				
Residencial	41.824	22.155	(7.823)	56.156
Industrial	97.954	5.271	(868)	102.357
Comercial	70.925	9.918	(3.262)	77.581
Rural	3.389	1.147	(726)	3.810
Poder público	4.890	116	(17)	4.989
Iluminação pública	3	4	-	7
Serviço público	265	(46)	(15)	204
Não faturado - cativos	1.180	(79)	-	1.101
Ajuste a valor presente	(1.441)	80	-	(1.361)
	218.989	38.566	(12.711)	244.844
Concessionárias, permissionárias e comercializadoras				
CCEE (7.2)	119.665	-	-	119.665
Concessionárias e permissionárias	20.425	335	-	20.760
	140.090	335	-	140.425
Telecomunicações	5.149	4.179	(2.320)	7.008
Distribuição de gás	12.528	(2.445)	(30)	10.053
	376.756	40.635	(15.061)	402.330

8 Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná

A Administração da Companhia e o Estado do Paraná formalizaram, em 31.10.2017, o quinto termo aditivo do contrato de negociação da Conta de Resultados a Compensar - CRC. O Estado do Paraná cumpriu os termos acordados e efetuou os pagamentos das parcelas mensais de juros previstas até dezembro de 2017. Encerrado o período de carência, o Estado do Paraná vem cumprido os pagamentos nas condições contratadas, restando 61 parcelas mensais. O saldo do contrato é atualizado pela variação do IGP-DI e juros de 6,65% a.a

8.1 Mutação do CRC

Saldo em 1º.01.2019	Juros	Variacão monetária	Recebimentos	Saldo em 1º.01.2020	Juros	Variacão monetária	Recebimentos	Saldo em 31.03.2020
1.445.042	87.710	96.519	(278.586)	1.350.685	21.513	22.719	(75.006)	1.319.911
Circulante				219.236	223.793			
Não circulante				1.131.449	1.096.118			

8.2 Vencimento das parcelas de longo prazo

2021	182.765
2022	253.734
2023	270.609
2024	288.605
Após 2024	100.405
	1.096.118

9 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos

9.1 Composição dos saldos de ativos e passivos financeiros setoriais líquidos por ciclo tarifário

Consolidado	31.03.2020		31.12.2019	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2019				
Parcela A				
Energia elétrica para revenda - CVA Energ	112.838	-	235.192	-
Energia elétrica para revenda - Itaipu	164.391	-	342.647	-
Transporte de energia pela rede básica	(22.652)	-	(47.214)	-
Transporte de energia de Itaipu	4.768	-	9.937	-
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	(76.896)	-	(160.277)	-
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	47.364	-	98.722	-
Proinfa	4.091	-	8.528	-
Outros componentes financeiros				
Neutralidade	14.245	-	29.690	-
Sobrecontratação	(55.976)	-	(116.673)	-
Risco hidrológico	(57.292)	-	(119.416)	-
Devoluções tarifárias	(20.888)	-	(43.538)	-
Outros	(215)	-	(448)	-
	113.778	-	237.150	-
Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2020				
Parcela A				
Energia elétrica para revenda - CVA Energ	(9.858)	(3.286)	15.298	15.298
Energia elétrica para revenda - Itaipu	470.327	156.776	225.340	225.340
Transporte de energia pela rede básica	80.750	26.917	30.126	30.126
Transporte de energia de Itaipu	14.332	4.777	7.227	7.227
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	(117.601)	(39.200)	(52.336)	(52.336)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	61.468	20.489	27.103	27.103
Proinfa	(8.711)	(2.904)	(30)	(30)
Outros componentes financeiros				
Neutralidade	(4.931)	(1.644)	9.408	9.408
Compensação acordos bilaterais CCEAR	45.293	15.098	20.096	20.096
Sobrecontratação	(35.778)	(11.926)	(25.725)	(25.725)
Risco hidrológico	(244.945)	(81.648)	(113.872)	(113.872)
Devoluções tarifárias	(52.606)	(17.535)	(24.215)	(24.216)
	197.740	65.914	118.420	118.419
	311.518	65.914	355.570	118.419
Passivos financeiros setoriais - revisão tarifária 2021				
Componentes financeiros				
Devoluções tarifárias	-	(103.319)	-	(102.284)
	-	(103.319)	-	(102.284)
	-	(103.319)	-	(102.284)

9.2 Mutação dos ativos e passivos financeiros setoriais líquidos

Consolidado	Saldo em 1º.01.2020	Receita Operacional		Resultado financeiro	Bandeiras tarifárias	Saldo em 31.03.2020
		Constituição	Amortização	Atualização		
Parcela A						
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu	793.327	172.069	(184.318)	10.416	-	791.494
Energia elétrica comprada p/ revenda - CVA Energ	265.788	(2.702)	(126.429)	1.576	(38.539)	99.694
Transporte de energia pela rede básica	13.038	46.547	25.390	40	-	85.015
Transporte de energia comprada de Itaipu	24.391	4.551	(5.343)	278	-	23.877
ESS	(264.949)	(51.858)	86.213	(3.103)	-	(233.697)
CDE	152.928	27.368	(53.115)	2.140	-	129.321
Proinfa	8.468	(11.422)	(4.588)	18	-	(7.524)
Outros componentes financeiros						
Neutralidade	48.506	(25.007)	(15.446)	(383)	-	7.670
Compensação acordos bilaterais CCEAR	40.192	20.199	-	-	-	60.391
Risco hidrológico	(347.160)	(95.909)	62.124	(2.940)	-	(383.885)
Devoluções tarifárias	(194.253)	(21.082)	22.650	(1.663)	-	(194.348)
Sobrecontratação	(168.123)	4.255	60.697	(509)	-	(103.680)
Outros	(448)	-	233	-	-	(215)
	371.705	67.009	(131.932)	5.870	(38.539)	274.113
Ativo circulante	355.570					311.518
Ativo não circulante	118.419					65.914
Passivo não circulante	(102.284)					(103.319)

10 Contas a Receber Vinculadas à Concessão

Consolidado	31.03.2020	31.12.2019
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (10.1)	851.115	836.818
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (10.2)	326.098	324.385
Bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas (10.3)	650.600	647.984
Remensuração do ativo financeiro RBSE (10.4)	730.199	739.269
Contrato de concessão de geração de energia elétrica (10.5)	69.182	69.182
	2.627.194	2.617.638
	Circulante	61.176
	Não circulante	2.566.018
		58.842
		2.558.796

10.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Em 1º.01.2020	836.818
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.1)	10.317
Transferências para outros créditos (bens destinados a alienação)	(1)
Reconhecimento do valor justo	3.982
Baixas	(1)
Em 31.03.2020	851.115

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.

10.2 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

Em 1º.01.2020	324.385
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.2)	5.816
Transferência para o ativo intangível (NE nº 19.3)	(9.304)
Reconhecimento do valor justo	5.205
Baixas	(4)
Em 31.03.2020	326.098

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

Em 1º.01.2020	647.984
Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes	(17.584)
Juros efetivos (NE nº 32.1)	20.200
Em 31.03.2020	650.600

10.4 Remensuração do ativo financeiro RBSE

Em 1º.01.2020	739.269
Remuneração	17.752
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(26.822)
Em 31.03.2020	730.199

Refere-se ao direito reconhecido, emergente do Contrato de concessão nº 060/2001 decorrente da Receita Anual Permitida - RAP não recebida no período de janeiro de 2013 a junho de 2017. O saldo é acrescido de atualização monetária e juros remuneratórios.

Em 27.06.2017 a Aneel publicou a Resolução Homologatória nº 2.258, na qual estabeleceu a RAP para o ciclo tarifário 2017-2018, aplicando decisão judicial de 11.04.2017, relativa à ação movida por associações empresariais, que determina, em caráter provisório, a exclusão da parcela de "remuneração" prevista no artigo 15, parágrafo 2º, da Lei nº 12.783/2013. A mesma decisão foi aplicada para os demais ciclos tarifários. A remuneração em discussão judicial, concernente ao custo de capital próprio apurada dos ativos RBSE de janeiro de 2013 a junho de 2017 a época do ingresso da ação é de R\$ 201.795.

Pautada na opinião de seus assessores jurídicos, a Copel GeT entende que esta é uma decisão provisória que não se volta contra o seu direito de receber os devidos valores referentes aos ativos RBSE e que estes estão assegurados pela lei. Diante disso, os recebíveis considerados no fluxo de recebimento desse ativo estão registrados no ativo não circulante.

10.5 Contrato de concessão de geração de energia elétrica

O saldo de R\$ 69.182 (R\$ 69.182 em 31.12.2019) refere-se ao saldo residual dos ativos de geração de energia elétrica da UHE GPS e UHE Mourão I. A Copel GeT depreciou as usinas até a data de vencimento das concessões e o saldo remanescente foi reclassificado para a rubrica contas a receber vinculadas à concessão.

11 Ativos de contrato

Consolidado	31.03.2020	31.12.2019
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (11.1)	911.312	844.284
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (11.2)	25.547	26.734
Contratos de concessão de transmissão (11.3)	3.219.380	3.180.366
	4.156.239	4.051.384
	Circulante 106.792	107.443
	Não circulante 4.049.447	3.943.941

11.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Consolidado	Ativo	Obrigações especiais	Total
Em 1º.01.2020	875.354	(31.070)	844.284
Aquisições	213.951	-	213.951
Participação financeira do consumidor	-	(19.200)	(19.200)
Provisão para litígios adicionada ao custo das obras	870	-	870
Transferências de/para o intangível (NE nº 19.1)	(133.313)	16.078	(117.235)
Transferências de/para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.1)	(11.400)	1.083	(10.317)
Baixas	(1.041)	-	(1.041)
Em 31.03.2020	944.421	(33.109)	911.312

Os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados no primeiro trimestre de 2020 totalizaram R\$ 1.728, à taxa média de 0,07% a.a. (R\$ 1.621, à taxa média de 0,09% a.a., durante o primeiro trimestre de 2019).

11.2 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

Em 1º.01.2020	26.734
Aquisições	4.629
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.2)	(5.816)
Em 31.03.2020	25.547

11.3 Contratos de concessão de transmissão

Em 1º.01.2020	3.180.366
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	180
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(85.170)
Transferências para o imobilizado	(432)
Transferência de litígios	75
Remuneração	90.256
Receita de construção	32.645
Margem de construção	1.460
Em 31.03.2020	3.219.380

12 Outros Créditos

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2020	31.12.2019	31.03.2020	31.12.2019
Valor justo na compra e venda de energia (NE nº 36.2.12)	-	-	527.838	460.635
Serviços em curso (a)	7.444	7.444	229.555	228.593
Créditos nas operações de aquisição de gás (12.1)	-	-	133.836	142.941
Repasso CDE (12.2)	-	-	71.923	61.898
Adiantamento a empregados	811	463	32.370	20.427
Adiantamento a fornecedores (b)	287	282	29.124	24.073
Entidades seguradoras	-	-	24.574	24.574
Valor justos dos derivativos - contrato a termo (NE nº 36.2.3 - b)	-	-	23.404	-
Alienações e desativações em curso	-	-	21.278	21.238
Bandeira tarifária - CCRBT	-	-	8.337	19.545
Adiantamento para indenizações imobiliárias	-	-	9.542	15.597
Outros créditos	674	323	60.137	69.103
	9.216	8.512	1.171.918	1.088.624
Circulante	1.772	1.068	486.106	426.865
Não circulante	7.444	7.444	685.812	661.759

CCRBT - Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias

(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.

12.1 Créditos nas operações de aquisição de gás - Compagás

Refere-se à aquisição de volumes de gás contratados e garantidos, superiores àqueles efetivamente retirados e utilizados, para os quais os contratos preveem a compensação futura. A Compagás tem o direito de utilizar o gás em meses subsequentes, podendo compensar o volume contratado e não consumido até 2022. De acordo com as disposições contratuais e perspectivas de consumo, decorrentes da revisão dos projetos e cenários para os próximos anos, a Compagás estima compensar integralmente os volumes contratados no curso de sua operação. Os contratos com a Petrobras preveem o direito de cessão deste ativo. O vencimento da concessão está em discussão com o poder concedente, conforme descrito na NE nº 2.1.1.

12.2 Repasse CDE

O saldo em 31.03.2020 se refere a valores da 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 à Copel DIS referente ao período de junho de 2018 a maio de 2019, de acordo com a Resolução Homologatória nº 2.402/2018, foi de R\$ 62.699 mensais. Esse valor foi alterado para R\$ 51.200 mensais a partir de junho de 2019, pela Resolução Homologatória nº 2.559, de 18.06.2019, a qual homologou o resultado do último Reajuste Tarifário Anual.

13 Tributos

13.1 Imposto de renda e contribuição social diferidos

13.1.1 Imposto de renda e contribuição social diferidos

Controladora			
	Saldo em	Reconhecido	Saldo em
	1º.01.2020	no resultado	31.03.2020
Ativo não circulante			
Provisões para litígios	104.438	1.470	105.908
Perdas de créditos esperadas	49.443	-	49.443
Amortização do direito de concessão	20.444	95	20.539
Provisão Finam	3.455	-	3.455
Benefícios pós-emprego	2.995	47	3.042
Outros	2.774	849	3.623
	183.549	2.461	186.010
(-) Passivo não circulante			
Atualização de depósitos judiciais	20.861	291	21.152
Custo de transação sobre empréstimos e debêntures	3.000	(426)	2.574
Instrumentos financeiros	5.324	(1.569)	3.755
	29.185	(1.704)	27.481
Líquido	154.364	4.165	158.529
Consolidado			
	Saldo em	Reconhecido	Saldo em
	1º.01.2020	no resultado	31.03.2020
Ativo não circulante			
Provisões para litígios	517.370	1.960	519.330
Benefícios pós-emprego	405.414	2.373	407.787
<i>Impairment</i>	385.467	(6.240)	379.227
Provisão para P&D e PEE	165.331	(329)	165.002
Perdas de créditos esperadas	131.821	9.527	141.348
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	98.242	127	98.369
INSS - liminar sobre depósito judicial	71.200	1.547	72.747
Provisão para participação nos lucros	52.115	11.849	63.964
Amortização do direito de concessão	58.344	1.305	59.649
Contratos de concessão	22.353	(323)	22.030
Provisão para compra de energia	18.039	-	18.039
Outros	143.259	(3.959)	139.300
	2.068.955	17.837	2.086.792
(-) Passivo não circulante			
Contratos de concessão	712.449	13.820	726.269
Custo atribuído ao imobilizado	381.209	(8.262)	372.947
Instrumentos financeiros derivativos	70.945	1.222	72.167
Atualização de depósitos judiciais	61.145	997	62.142
Depreciação acelerada	50.322	-	50.322
Custo de transação - empréstimos e debêntures	32.108	(2.165)	29.943
Outros	42.577	7.529	50.106
	1.350.755	13.141	1.363.896
Líquido	718.200	4.696	722.896
Ativo apresentado no Balanço Patrimonial	1.011.866		1.033.397
Passivo apresentado no Balanço Patrimonial	(293.666)		(310.501)

13.1.2 Realização dos créditos fiscais diferidos:

A seguir está apresentada a projeção de realização dos créditos fiscais diferidos:

	Controladora		Consolidado	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
2020	2.724	(810)	307.004	(71.606)
2021	452	(1.289)	337.976	(90.674)
2022	304	(473)	141.741	(99.937)
2023	304	-	93.571	(105.593)
2024	304	-	77.856	(82.908)
2025 a 2027	912	-	146.521	(219.773)
2028 a 2029	181.010	(24.909)	982.123	(693.405)
	186.010	(27.481)	2.086.792	(1.363.896)

13.1.3 Créditos fiscais não reconhecidos

Em 31.03.2020, a UEG Araucária não reconheceu créditos de imposto de renda e contribuição social sobre prejuízos fiscais e bases negativas no montante de R\$ 80.434 (R\$ 83.273 em 31.12.2019) por não haver, naquele momento, razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes para absorção dos referidos ativos.

13.2 Outros tributos a recuperar e outras obrigações fiscais

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2020	31.12.2019	31.03.2020	31.12.2019
Ativo circulante				
ICMS a recuperar	-	-	104.803	103.977
PIS/Pasep e Cofins a compensar	-	-	62.078	98.942
Outros tributos a compensar	-	-	2.187	2.141
	-	-	169.068	205.060
Ativo não circulante				
ICMS a recuperar	-	-	73.581	74.568
PIS/Pasep e Cofins	87.843	87.583	200.650	213.667
Outros tributos a compensar	14	14	33.650	33.776
	87.857	87.597	307.881	322.011
Passivo circulante				
ICMS a recolher	-	-	174.270	179.662
PIS/Pasep e Cofins a recolher (a)	-	-	107.511	125.197
IRRF sobre JSCP	-	-	-	117.807
Programa Especial de Regularização Tributária	-	-	49.755	49.310
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	-	-	-	18.063
Outros tributos	88	120	11.069	11.029
	88	120	342.605	501.068
Passivo não circulante				
INSS a recolher - liminar sobre depósito judicial	2.878	2.817	214.297	209.747
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert	-	-	439.507	447.897
Outros tributos	-	-	4.509	4.470
	2.878	2.817	658.313	662.114

(a) O Governo Federal postergou o vencimento do PIS/Cofins para agosto de 2020, originalmente previsto para abril de 2020, como uma das medidas tributárias para minimizar os impactos da pandemia do coronavírus nas empresas.

13.2.1 Crédito de Pis/Pasep e Cofins sobre ICMS

A Copel DIS impetrou mandado de segurança solicitando a exclusão do valor do ICMS na base de cálculo das contribuições ao Pis e à Cofins. O referido processo encontra-se em fase final de recursos no Supremo Tribunal de Justiça sendo que a Companhia vem obtendo decisões favoráveis em todas as etapas anteriores do processo. A Companhia aguarda o trânsito em julgado da ação, a modulação dos efeitos pelo Supremo Tribunal Federal do Recurso Extraordinário nº 574.706, bem como o resultado final da Tomada de Subsídios nº 005/2020 da Aneel.

13.3 Conciliação da provisão para imposto de renda e contribuição social

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2020	31.03.2019	31.03.2020	31.03.2019
Lucro antes do IRPJ e CSLL	511.579	500.603	773.199	771.159
IRPJ e CSLL (34%)	(173.937)	(170.205)	(262.888)	(262.194)
Efeitos fiscais sobre:				
Equivalência patrimonial	174.574	167.624	7.776	5.571
Despesas indedutíveis	(11)	(80)	(3.770)	(5.094)
Incentivos fiscais	59	44	3.641	4.297
Prejuízo fiscal e base negativa da CSLL não constituídos	-	-	(16.434)	(6.940)
Constituição e/ou compensação de prejuízo fiscal e base negativa da CSLL de exercícios anteriores	-	-	(214)	2.663
Diferença entre as bases de cálculo do lucro real e presumido	-	-	8.414	(3.906)
Outros	6	5	1.192	406
IRPJ e CSLL correntes	(3.474)	(6.351)	(266.979)	(289.816)
IRPJ e CSLL diferidos	4.165	3.739	4.696	24.619
Alíquota efetiva - %	-0,1%	0,5%	33,9%	34,4%

14 Despesas Antecipadas

Consolidado	31.03.2020	31.12.2019
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa	18.166	18.504
Prêmios de seguros	6.879	11.693
Prêmio de risco - Repactuação do Risco Hidrológico (GSF) (14.1)	1.590	3.180
Outros	247	318
	26.882	33.695
	Circulante	26.750
	Não circulante	132
		33.563
		132

14.1 Repactuação do Risco Hidrológico (GSF)

Consolidado	Saldo em 1º.01.2020	Amortização	Saldo em 31.03.2020
Prêmio de risco - ativo circulante	3.180	(1.590)	1.590
Intangível	31.667	(1.760)	29.907
	34.847	(3.350)	31.497
Prêmio de risco a amortizar - despesa antecipada	3.180		1.590
Extensão de prazo da outorga - intangível	31.667		29.907

15 Partes Relacionadas

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2020	31.12.2019	31.03.2020	31.12.2019
Ativo circulante				
Controlador				
Estado do Paraná - Programa Morar Bem	-	-	227	-
Controladas				
UEG Araucária - mútuo (15.2)	5.046	-	-	-
Compartilhamento de estrutura	4.759	6.039	-	-
Ativo não circulante				
Controladas				
Copel DIS (15.1)	142.588	108.983	-	-
Passivo circulante				
Controladas				
Compartilhamento de estrutura	647	696	-	-
Passivo não circulante				
Controladas				
Adiantamento - Elejor	145	145	-	-

15.1 Copel DIS - Financiamento repassado - STN

A Companhia repassou os empréstimos e financiamentos para suas subsidiárias integrais, quando de sua constituição em 2001. Entretanto, como os contratos de transferências para as subsidiárias não foram passíveis de formalização com as instituições financeiras, tais compromissos encontram-se igualmente registrados na Controladora.

O saldo com a Copel DIS refere-se ao financiamento da Secretaria do Tesouro Nacional - STN, repassado com a mesma incidência de encargos assumidos pela Companhia (NE nº 22) e apresentado como obrigações por empréstimos e financiamentos na Copel DIS.

15.2 UEGA - Contrato de Mútuo

Em 20.02.2020, foi assinado contrato de mútuo entre a Companhia Paranaense de Energia - Copel e a Copel Geração e Transmissão S.A. (mutuantes) e UEG Araucária Ltda - UEGA (mutuária), com aprovação de limites acrescidos de IOF e juros remuneratórios de 119% do CDI, a fim de proporcionar recursos para o financiamento das atividades e negócios da empresa e vigência até 31.12.2020. Do valor limite aprovado, de R\$ 40.000, foram utilizados R\$ 5.000. O valor da receita financeira no primeiro trimestre foi de R\$ 23.

16 Depósitos Judiciais

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2020	31.12.2019	31.03.2020	31.12.2019
Fiscais	124.287	122.422	356.469	351.402
Trabalhistas	205	175	77.029	85.187
Cíveis				
Cíveis	-	-	58.370	53.260
Servidões de passagem	-	-	3.153	5.076
Consumidores	-	-	1.992	1.897
	-	-	63.515	60.233
Outros	57	1.622	5.853	7.368
	124.549	124.219	502.866	504.190

17 Investimentos

17.1 Mutação dos investimentos

Controladora	Saldo em 1º.01.2020	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Redução de capital	Amorti- zação	Dividendos e JSCP	Saldo em 31.03.2020
Controladas							
Copel GeT	9.749.705	298.284	-	-	-	-	10.047.989
Copel DIS	6.012.246	209.277	-	-	-	-	6.221.523
Copel TEL	710.128	(3.227)	-	-	-	-	706.901
Copel REN	29.175	150	-	-	-	-	29.325
Copel Energia	243.123	9.102	3.500	-	-	-	255.725
UEG Araucária (17.2)	64.094	(10.892)	-	-	-	-	53.202
Compagás (17.2)	284.747	6.482	-	-	-	-	291.229
Elejor (17.2)	30.002	5.851	-	-	-	-	35.853
Elejor - direito de concessão	12.254	-	-	-	(188)	-	12.066
	17.135.474	515.027	3.500	-	(188)	-	17.653.813
Empreendimentos controlados em conjunto							
Voltalia São Miguel do Gostoso I (17.3)	110.099	(3.845)	-	-	-	-	106.254
Voltalia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	10.038	-	-	-	(92)	-	9.946
	120.137	(3.845)	-	-	(92)	-	116.200
Coligadas							
Dona Francisca Energética (17.4)	28.423	2.277	-	-	-	(99)	30.601
Outras	2.186	(5)	-	(228)	-	-	1.953
	30.609	2.272	-	(228)	-	(99)	32.554
	17.286.220	513.454	3.500	(228)	(280)	(99)	17.802.567

Consolidado	Saldo em 1º.01.2020	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Redução de capital	Amorti- zação	Dividendos e JSCP	Impairment (a)	Saldo em 31.03.2020
Empreendimentos controlados em conjunto (17.3)								
Voltaia São Miguel do Gostoso I	110.099	(3.845)	-	-	-	-	-	106.254
Voltaia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	10.038	-	-	-	(92)	-	-	9.946
Caiuá	78.312	(14.146)	-	-	-	-	-	64.166
Integração Maranhense	138.716	2.456	-	-	-	-	-	141.172
Matrinchã	711.527	6.886	-	-	-	1.141	-	719.554
Guaraciaba	337.077	10.717	-	-	-	(1.328)	-	346.466
Paranaíba	173.973	2.770	-	-	-	-	-	176.743
Mata de Santa Genebra	573.357	5.584	25.351	-	-	-	-	604.292
Cantareira	338.268	7.140	-	-	-	-	-	345.408
	2.471.367	17.562	25.351	-	(92)	(187)	-	2.514.001
Coligadas								
Dona Francisca Energética (17.4)	28.423	2.277	-	-	-	(99)	-	30.601
Foz do Chopim Energética (17.4)	12.175	3.072	-	-	-	-	-	15.247
Dominó Holdings	246	(34)	-	-	-	-	-	212
Outras	10.155	(5)	-	(228)	-	-	(7.969)	1.953
	50.999	5.310	-	(228)	-	(99)	(7.969)	48.013
Propriedades para investimento	813	-	-	-	(1)	-	-	812
	2.523.179	22.872	25.351	(228)	(93)	(286)	(7.969)	2.562.826

(a) Impairment da Estação Osasco Desenvolvimento Imobiliário S.A., coligada da UEG Araucária.

17.2 Controladas com participação de não controladores

17.2.1 Informações financeiras resumidas

	Compagás	Elejor	UEG Araucária
	31.03.2020	31.03.2020	31.03.2020
ATIVO	822.139	636.260	383.633
Ativo circulante	249.234	98.408	114.321
Ativo não circulante	572.905	537.852	269.312
PASSIVO	822.139	636.260	383.633
Passivo circulante	158.622	81.987	115.503
Passivo não circulante	92.480	503.056	6.047
Patrimônio líquido	571.037	51.217	262.083
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO			
Receita operacional líquida	147.973	51.088	155.747
Custos e despesas operacionais	(126.591)	(15.411)	(211.883)
Resultado financeiro	(1.790)	(23.021)	133
Equivalência patrimonial	-	-	-
Tributos	(6.883)	(4.298)	2.346
Lucro (prejuízo) do período	12.709	8.358	(53.657)
Outros resultados abrangentes	-	-	-
Resultado abrangente do período	12.709	8.358	(53.657)
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA			
Fluxo de caixa das atividades operacionais	26.330	(85)	(1.603)
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(4.530)	(42)	1.686
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(10.055)	-	5.012
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	11.745	(127)	5.095
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	141.696	37.878	7.119
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	153.441	37.751	12.214
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	11.745	(127)	5.095

17.2.2 Mutação do patrimônio líquido atribuível aos acionistas não controladores

Participa�o no capital social	Compagás: 49%	Elejor: 30%	UEG Araucária: 18,80%	Consolidado
Em 1�.01.2020	273.580	12.858	59.360	345.798
Lucro líquido (prejuízo) do período	6.227	2.507	(10.088)	(1.354)
Em 31.03.2020	279.807	15.365	49.272	344.444

17.3 Saldos integrais dos grupos de ativo, passivo e resultado e participa o nos compromissos e passivos contingentes dos principais empreendimentos controlados em conjunto

	Voltalia	Caiuá	Integra�o Maranhense	Matrinch�	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
Saldos em 31.03.2020								
ATIVO	219.052	274.088	491.843	2.318.538	1.324.266	1.672.320	2.540.113	1.518.321
Ativo circulante	3.654	32.266	63.274	288.452	158.742	179.646	309.947	197.310
Caixa e equivalentes de caixa	1.483	5.471	9.194	67.284	50.310	24.851	52.819	60.820
Outros ativos circulantes	2.171	26.795	54.080	221.168	108.432	154.795	257.128	136.490
Ativo não circulante	215.398	241.822	428.569	2.030.086	1.165.524	1.492.674	2.230.166	1.321.011
PASSIVO	219.052	274.088	491.843	2.318.538	1.324.266	1.672.320	2.540.113	1.518.321
Passivo circulante	2.207	61.212	78.149	166.656	91.323	113.122	132.999	70.210
Passivos financeiros	-	7.556	13.427	81.275	36.584	59.140	94.119	40.589
Outros passivos circulantes	2.207	53.656	64.722	85.381	54.739	53.982	38.880	29.621
Passivo não circulante	-	81.927	125.588	683.402	525.868	837.799	1.200.941	743.197
Passivos financeiros	-	48.158	75.128	620.628	455.876	571.918	1.200.941	505.529
Outros passivos não circulantes	-	33.769	50.460	62.774	69.992	265.881	-	237.668
Patrimônio líquido	216.845	130.949	288.106	1.468.480	707.075	721.399	1.206.173	704.914
DEMONSTRA�O DO RESULTADO								
Receita operacional líquida	-	6.147	9.584	85.352	23.469	37.352	61.973	33.611
Custos e despesas operacionais	(17)	(33.038)	(976)	(41.344)	(2.386)	(4.559)	(20.017)	(1.193)
Resultado financeiro	6	(884)	(1.358)	(14.952)	(9.781)	(13.068)	(25.047)	(10.998)
Equivalência patrimonial	(7.836)	-	-	-	-	-	-	-
Provisão para IR e CSLL	-	(1.093)	(2.239)	(1.303)	(835)	(8.421)	(5.762)	(6.849)
Lucro (prejuízo) do período	(7.847)	(28.868)	5.011	27.753	10.467	11.304	11.147	14.571
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado abrangente do período	(7.847)	(28.868)	5.011	27.753	10.467	11.304	11.147	14.571
Participa�o no empreendimento - %	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	24,5	50,1	49,0
Valor contábil do investimento	106.254	64.166	141.172	719.554	346.466	176.743	604.292	345.408

Em 31.03.2020, a participa o da Copel nos compromissos assumidos dos seus empreendimentos controlados em conjunto equivale a R\$ 2.639 (R\$ 5.936 em 31.12.2019) e nos passivos contingentes equivale a R\$ 67.013 (R\$ 89.688 em 31.12.2019).

O prejuízo apurado na Caiuá deve-se principalmente ao registro de complemento de provisão para litígios, no valor de R\$ 31.904, decorrente de decisão parcial de processo arbitral em andamento referente a valor controverso de reequilíbrio econômico-financeiro de contrato de constru o.

17.4 Saldos integrais dos grupos de ativo, passivo e resultado e participação nos passivos contingentes das principais coligadas

	Dona Francisca	Foz do Chopim
	31.03.2020	31.03.2020
ATIVO	140.885	70.719
Ativo circulante	24.538	40.481
Ativo não circulante	116.347	30.238
PASSIVO	140.885	70.719
Passivo circulante	4.370	2.141
Passivo não circulante	3.634	25.952
Patrimônio líquido	132.881	42.626
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO		
Receita operacional líquida	17.631	14.149
Custos e despesas operacionais	(7.224)	(4.607)
Resultado financeiro	73	(406)
Provisão para IR e CSLL	(592)	(549)
Lucro líquido do período	9.888	8.587
Outros resultados abrangentes	-	-
Resultado abrangente do período	9.888	8.587
Participação na coligada - %	23,0303	35,77
Valor contábil do investimento	30.601	15.247

Em 31.03.2020, a participação da Copel nos passivos contingentes das suas coligadas equivale a R\$ 78.817 (R\$ 78.793 em 31.12.2019).

18 Imobilizado

18.1 Imobilizado por classe de ativos

Consolidado	Depreciação			Depreciação		
	Custo	acumulada	31.03.2020	Custo	acumulada	31.12.2019
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	8.082.238	(4.454.469)	3.627.769	8.082.238	(4.405.546)	3.676.692
Máquinas e equipamentos	8.867.524	(2.972.760)	5.894.764	8.875.458	(2.871.568)	6.003.890
Edificações	1.962.033	(1.066.350)	895.683	1.962.033	(1.054.009)	908.024
Terrenos	490.138	(30.305)	459.833	490.071	(27.651)	462.420
Veículos e aeronaves	45.832	(43.063)	2.769	47.960	(44.876)	3.084
Móveis e utensílios	22.451	(14.779)	7.672	22.415	(14.466)	7.949
(-) Impairment (18.5)	(993.332)	-	(993.332)	(961.177)	-	(961.177)
(-) Impairment (18.6)	(81.322)	-	(81.322)	(81.322)	-	(81.322)
(-) Obrigações especiais	(78)	35	(43)	(78)	35	(43)
	18.395.484	(8.581.691)	9.813.793	18.437.598	(8.418.081)	10.019.517
Em curso						
Custo	747.792	-	747.792	700.172	-	700.172
(-) Impairment (18.5)	(122.261)	-	(122.261)	(122.261)	-	(122.261)
(-) Impairment (18.6)	(5.325)	-	(5.325)	(5.325)	-	(5.325)
	620.206	-	620.206	572.586	-	572.586
	19.015.690	(8.581.691)	10.433.999	19.010.184	(8.418.081)	10.592.103

18.2 Mutações do imobilizado

Consolidado	Saldo em 1º.01.2020	Aquisições/ Impairment	Depreciação	Baixas	Transfe- rências	Saldo em 31.03.2020
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	3.676.692	-	(48.923)	-	-	3.627.769
Máquinas e equipamentos	6.003.890	-	(108.614)	(10.798)	10.286	5.894.764
Edificações	908.024	-	(12.341)	-	-	895.683
Terrenos	462.420	-	(2.654)	-	67	459.833
Veículos e aeronaves	3.084	-	(332)	(29)	46	2.769
Móveis e utensílios	7.949	-	(397)	(14)	134	7.672
(-) Impairment (18.5)	(961.177)	(32.155)	-	-	-	(993.332)
(-) Impairment (18.6)	(81.322)	-	-	-	-	(81.322)
(-) Obrigações especiais	(43)	-	-	-	-	(43)
	10.019.517	(32.155)	(173.261)	(10.841)	10.533	9.813.793
Em curso						
Custo	700.172	62.186	-	(4.352)	(10.214)	747.792
(-) Impairment (18.5)	(122.261)	-	-	-	-	(122.261)
(-) Impairment (18.6)	(5.325)	-	-	-	-	(5.325)
	572.586	62.186	-	(4.352)	(10.214)	620.206
	10.592.103	30.031	(173.261)	(15.193)	319	10.433.999

18.3 Custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados

Os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados no primeiro trimestre de 2020 totalizaram R\$ 644, à taxa média de 0,02% a.a. (R\$ 1.169, à taxa média de 0,03% a.a. durante o primeiro trimestre de 2019).

18.4 Operações em conjunto - consórcios

Os valores registrados no imobilizado, referentes às participações da Copel GeT em consórcios estão demonstrados a seguir:

Empreendimento	Participação (%) Copel GeT	Taxa média anual de depreciação (%)	31.03.2020	31.12.2019
UHE Gov. Jayme Canet Júnior - Mauá				
Consórcio Energético Cruzeiro do Sul	51,0			
Em serviço			859.917	859.917
(-) Depreciação Acumulada		3,43	(213.363)	(206.000)
Em curso			14.260	16.789
			660.814	670.706
UHE Baixo Iguaçu	30,0			
Em serviço			692.593	692.593
(-) Depreciação Acumulada		3,27	(24.744)	(19.038)
Em curso			47.297	49.240
			715.146	722.795
			1.375.960	1.393.501

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

Em 31.03.2020, os empreendimentos com saldos de *impairment* registrados são os seguintes:

Consolidado	Imobilizado			Valor em uso
	Custo	Depreciação	<i>Impairment</i>	
UHE Colíder	2.473.460	(98.792)	(758.941)	1.615.727
Complexo Eólico Cutia	1.245.645	(74.906)	(54.104)	1.116.635
UEGA	701.685	(424.028)	(50.508)	227.149
Consórcio Tapajós (a)	14.464	-	(14.464)	-
Usinas no Paraná	967.934	(59.716)	(237.576)	670.642
	5.403.188	(657.442)	(1.115.593)	3.630.153

(a) Projeto em desenvolvimento

No primeiro trimestre de 2020 o saldo de *impairment* sofreu as seguintes movimentações:

Consolidado	1º.01.2020	<i>Impairment</i>	Saldo em 31.03.2020
Em serviço			
UHE Colíder	(777.294)	18.353	(758.941)
Complexo Eólico Cutia	(54.104)	-	(54.104)
UEGA	-	(50.508)	(50.508)
Usinas no Paraná	(129.779)	-	(129.779)
	(961.177)	(32.155)	(993.332)
Em curso			
Consórcio Tapajós	(14.464)	-	(14.464)
Usinas no Paraná	(107.797)	-	(107.797)
	(122.261)	-	(122.261)
	(1.083.438)	(32.155)	(1.115.593)

18.6 Imobilizado da Copel Telecomunicações

A Administração da Companhia monitora continuamente o ambiente de negócio do segmento de telecomunicações com especial atenção à alguns fatores como o aumento de competitividade do setor, o alto grau de investimento necessário para preservação da carteira de clientes e o retorno esperado deste segmento.

Administração concluiu não ser necessário constituição de perdas adicionais ao valor registrado.

Em 31.03.2020 o saldo de perdas estimadas por redução ao valor recuperável de ativos - *impairment* é de R\$ 87.399 (R\$ 87.399 em 31.12.2019). Em 31.03.2020 foram registrados R\$ 7.559 (R\$ 20.425 no primeiro trimestre de 2019) referente à baixas dos valores decorrentes de desativação de ativos.

18.7 Empreendimentos em construção

18.7.1 PCH Bela Vista

Com um investimento estimado em R\$ 220.000, o empreendimento, que tem 29,4 MW de capacidade instalada e garantia física de 18,4 MW médios, será construída 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 das três unidades geradoras está prevista para os meses de fevereiro, março e abril de 2021, respectivamente.

18.7.2 Complexo eólico Jandaíra

Com um investimento estimado em R\$ 411.000, o empreendimento, que tem 90,1 MW de capacidade instalada e garantia física de 47,6 MW médios, será 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.

As obras têm previsão de início em maio de 2020, sendo que a entrada em operação do empreendimento está prevista entre maio de 2022 a julho de 2022 de forma escalonada por aerogerador.

19 Intangível

Consolidado	31.03.2020	31.12.2019
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (19.1)	5.728.468	5.703.686
Contratos de concessão/autorização de geração (19.2)	578.317	582.671
Outros intangíveis (19.4)	44.939	46.254
	6.351.724	6.332.611

19.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Consolidado	Ativo intangível em serviço	Obrigações especiais em serviço	Total
Em 1º.01.2020	8.487.265	(2.783.579)	5.703.686
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.1)	133.313	(16.078)	117.235
Transferências para outros créditos	(72)	-	(72)
Quotas de amortização - concessão (a)	(118.136)	34.281	(83.855)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(2.680)	-	(2.680)
Baixas	(5.846)	-	(5.846)
Em 31.03.2020	8.493.844	(2.765.376)	5.728.468

(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.

19.2 Contratos de concessão de geração

Consolidado	Contrato de concessão (a)		Direito de concessão e autorização	Total
	em serviço	em curso		
Em 1º.01.2020	209.467	-	373.204	582.671
Outorga Aneel - uso do bem público	-	3.682	-	3.682
Quotas de amortização - concessão e autorização (b)	(4.289)	-	(3.747)	(8.036)
Capitalizações para intangível em serviço	3.682	(3.682)	-	-
Em 31.03.2020	208.860	-	369.457	578.317

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

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

19.3 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

Consolidado	Total
Em 1º.01.2020	-
Transferências do contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.2)	9.304
Quotas de amortização - concessão	(9.304)
Em 31.03.2020	-

19.4 Outros intangíveis

Consolidado	em serviço	em curso	Total
Em 1º.01.2020	31.620	14.634	46.254
Aquisições	128	1.099	1.227
Transferências do imobilizado	35	-	35
Capitalizações para intangível em serviço	1.522	(1.522)	-
Quotas de amortização (a)	(2.569)	-	(2.569)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(3)	-	(3)
Baixas	-	(5)	(5)
Em 31.03.2020	30.733	14.206	44.939

(a) Taxa anual de amortização: 20%.

19.5 Custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados

Não foram capitalizados custos de empréstimos, financiamentos e debêntures no intangível durante o primeiro trimestre de 2020 e de 2019.

20 Obrigações Sociais e Trabalhistas

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2020	31.12.2019	31.03.2020	31.12.2019
Obrigações sociais				
Impostos e contribuições sociais (a)	1.525	1.939	32.438	47.022
Encargos sociais sobre férias e 13º salário	866	607	30.102	29.182
	2.391	2.546	62.540	76.204
Obrigações trabalhistas				
Folha de pagamento, líquida	1.945	1.945	3.316	3.330
Férias e 13º salário	2.802	2.149	99.511	98.648
Provisão para participação nos lucros e/ou resultados	1.865	1.430	187.001	156.040
Programa de desligamentos voluntários	-	367	686	2.820
Outros	6	-	176	2
	6.618	5.891	290.690	260.840
	9.009	8.437	353.230	337.044

(a) O Governo Federal postergou o vencimento da contribuição previdenciária patronal para agosto de 2020, originalmente previsto para abril de 2020, como uma das medidas tributárias para minimizar os impactos da pandemia do coronavírus nas empresas.

21 Fornecedores

Consolidado	31.03.2020	31.12.2019
	Energia elétrica	954.109
Materiais e serviços	534.930	520.647
Gás para revenda	49.006	79.174
Encargos de uso da rede elétrica	187.369	187.595
	1.725.414	1.873.193
	Circulante	1.533.067
	Não circulante	192.347
		1.685.280
		187.913

22 Empréstimos e Financiamentos

Consolidado												
Contrato	Empresa	Destinação	Garantias	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Pagamento de encargos	Encargos financeiros do contrato a.a.	Taxa efetiva de juros a.a.	Valor do contrato	31.03.2020	31.12.2019
MOEDA ESTRANGEIRA												
Secretaria do Tesouro Nacional - STN												
<i>Par Bond</i>	Copel	Reestruturação da dívida.	Garantias depositadas (22.1).	20.05.1998	1	11.04.2024	Semestral	6,0% + 0,20%	6,0% + 0,20%	17.315	84.367	64.325
<i>Discount Bond</i>				20.05.1998	1	11.04.2024	Semestral	3,5% + 0,20%	3,5% + 0,20%	12.082	58.221	44.658
Total moeda estrangeira											142.588	108.983
MOEDA NACIONAL												
Banco do Brasil												
CCB 306.401.381	Copel HOL	Capital de giro.	Cessão de créditos	19.12.2019	5	25.03.2022	Trimestral	120,00% do DI	126,99% do DI	640.005	640.442	640.530
NCI 306.401.445	Copel HOL			24.02.2017	2	15.02.2020	Semestral	124,5% do DI	136,15% do DI	77.000	-	39.446
											640.442	679.976
Eletrobras												
983/95	Copel DIS	Programa Nacional de Irrigação - Proni.	Receita própria; emissão de notas promissórias e duplicatas de venda mercantil.	22.12.1994	80	15.11.2020	Trimestral	8,0%	8,0%	11	19	26
984/95				22.12.1994	80	15.11.2020	Trimestral	8,0%	8,0%	14	8	11
985/95				22.12.1994	80	15.08.2021	Trimestral	8,0%	8,0%	61	9	11
206/07		Programa de Eletrificação Rural - Luz para Todos.	03.03.2008	120	30.08.2020	Mensal	5,0%+ 1,0%	5,05%	109.642	3.721	5.953	
273/09			18.02.2010	120	30.12.2022	Mensal	5,0%+ 1,0%	5,0%+ 1,0%	63.944	4.522	4.933	
											8.279	10.934
Caixa Econômica Federal												
415.855-22/14	Copel DIS	Programa de Eletrificação Rural - Luz para Todos.	Receita própria; emissão de notas promissórias e duplicatas de venda mercantil.	31.03.2015	120	08.12.2026	Mensal	6,0%	6,0%	16.984	12.931	13.410
3153-352		Aquisição de máquinas, equipamentos, bens de informática e automação.	Cessão fiduciária de duplicatas.	01.11.2016	36	15.12.2021	Mensal	5,5 % acima da TJLP	5,5 % acima da TJLP	1.156	289	331
											13.220	13.741
Finep												
21120105-00	Copel Tel	Projeto BEL - serviço de internet banda ultra larga (<i>Ultra Wide Band</i> - UWB).	Bloqueio de recebimentos na conta corrente da arrecadação.	17.07.2012	81	15.10.2020	Mensal	4,0%	4,39%	35.095	1.838	2.626
21120105-00				17.07.2012	81	15.10.2020	Mensal	3,5% + TR	3,88% + TR	17.103	1.553	2.219
											3.391	4.845
Banco do Brasil - Repasse BNDES												
21/02000-0	Copel GeT	Implementação da UHE Mauá.	Receita proveniente da comercialização de energia da usina.	16.04.2009	179	15.01.2028	Mensal	2,13% acima da TJLP	2,13% acima da TJLP	169.500	92.826	95.807
											92.826	95.807

(continua)

Consolidado	Empresa	Destinação	Garantias	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Pagamento de encargos	Encargos financeiros do contrato a.a.	Taxa efetiva de juros a.a.	Valor do contrato	31.03.2020	31.12.2019
BNDES												
820989.1		Implementação da UHE Mauá.	Receita proveniente da comercialização de energia da usina.	17.03.2009	179	15.01.2028	Mensal	1,63% acima da TJLP	1,63% acima da TJLP	169.500	92.827	95.807
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	20.253	21.090
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	45.025	46.240
13211061	Copel GeT	Implantação da UHE Colider.		04.12.2013	192	15.10.2031	Mensal	0% e 1,49% acima da TJLP	6,43% e 7,68%	1.041.155	799.913	817.329
13210331		Implantação da subestação Cerquilha 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	11.054	11.385
15206041		Implantação de linha de transmissão Assis - Paraguaçu Paulista II.	Cessão fiduciária de direitos creditórios.	28.12.2015	168	15.06.2030	Mensal	2,42% acima da TJLP	9,04%	34.265	21.882	22.419
15205921		Implantação de linhas de transmissão Londrina - Figueira e Saito Osório - Foz do Chopim.		28.12.2015	168	15.12.2029	Mensal	2,32% acima da TJLP	8,93%	21.584	13.185	13.526
18205101		Implantação da UHE Baixo Iguaçu		22.11.2018	192	15.06.2035	Mensal	1,94% acima da TJLP	8,50%	194.000	193.615	196.827
14205611-A				15.12.2014	72	15.01.2021	Mensal	2,09% acima da TJLP	8,37%	41.583	5.854	7.611
14205611-B	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	6	15.02.2021	Anual	2,09 acima da TR BNDES	2,09 acima da TR BNDES	17.821	3.979	8.288
14205611-C				15.12.2014	113	15.06.2024	Mensal	6,0%	6,0%	78.921	33.307	35.267
14205611-D				15.12.2014	57	15.02.2021	Mensal	TJLP	TJLP	750	9	11
14.2.1271.1	Santa Maria		Fiança da Copel; penhor de ações; cessão fiduciária de direitos creditórios; cessão fiduciária de receitas.	01.06.2015	192	15.08.2031	Mensal	1,66% acima da TJLP	8,26%	71.676	44.597	45.582
14.2.1272.1	Santa Helena			01.06.2015	192	15.08.2031	Mensal	1,66% acima da TJLP	8,26%	82.973	48.389	49.458
11211521	GE Farol			19.03.2012	192	15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	54.100	40.404	41.388
11211531	GE Boa Vista	Construção e implantação de centrais geradoras eólicas	Penhor de ações; cessão fiduciária de recebíveis provenientes de venda de energia elétrica produzidas pelo projeto; cessão fiduciária de máquinas e equipamentos.	19.03.2012	192	15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	40.050	29.870	30.598
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	67.742	69.394
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	72.348	74.112
18204611	Cutia		Penhor de ações; cessão fiduciária de direitos creditórios.	25.10.2018	192	15.07.2035	Mensal	2,04% acima da TJLP	8,37%	619.405	605.827	611.457
13212221 - A		Implantação de linha de transmissão entre as subestações Cascavel Oeste e Umuarama Sul e implantação da subestação Umuarama Sul.		03.12.2013	168	30.11.2028	Mensal	1,95% + TJLP	1,95% + TJLP	27.634	18.662	19.203
13212221 - B	Costa Oeste		Cessão fiduciária de direitos creditórios; 100% das ações penhoradas.	03.12.2013	106	30.09.2023	Mensal	3,5%	3,5%	9.086	2.792	2.992
14205851 - A		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	23.974	24.627
14205851 - B	Marumbi			08.07.2014	106	30.04.2024	Mensal	6,0%	6,0%	21.577	9.247	9.813
Total moeda nacional											2.204.755	2.254.424
											2.962.913	3.059.727
											Divida bruta	3.168.710
											(-) Custo de transação	(26.327)
											Divida líquida	3.142.383
											Circulante	255.521
											Não Circulante	2.886.862

DI - Depósito Interbancário
 IPCA - Índice nacional de preços ao consumidor amplo
 TJLP - Taxa de Juros de Longo Prazo.
 TR - Taxa referencial

22.1 Cauções e depósitos vinculados – STN

Constituição de garantias, sob a forma de caução em dinheiro, *Par Bond*, no valor de R\$ 74.883 (R\$ 57.968 em 31.12.2019), e *Discount Bond*, no valor de R\$ 52.273 (R\$ 40.465 em 31.12.2019), destinadas a amortizar os valores de principal, correspondentes aos contratos da STN, quando da exigência de tais pagamentos, em 11.04.2024. Os valores são atualizados mediante aplicação da média ponderada das variações percentuais dos preços do Bônus de Zero Cupom do Tesouro dos Estados Unidos da América, pela participação de cada série do instrumento na composição da carteira de garantias de principal, constituídas no contexto do Plano Brasileiro de Financiamento de 1992.

22.2 Composição dos empréstimos e financiamentos por tipo de moeda e indexador

Consolidado		31.03.2020	%	31.12.2019	%
Moeda estrangeira - variação da moeda no período (%)					
Dólar norte-americano	4,02	142.588	4,63	108.983	3,47
		142.588	4,63	108.983	3,47
Moeda nacional - indexadores ao final do período (%)					
TJLP	5,57	2.225.947	72,29	2.271.187	72,30
CDI	4,40	637.626	20,70	676.720	21,54
TR	0,00	1.541	0,05	2.202	0,07
IPCA	4,31	3.979	0,13	8.288	0,26
Sem indexador (taxa fixa anual)	-	68.369	2,20	75.003	2,36
		2.937.462	95,37	3.033.400	96,53
		3.080.050	100,00	3.142.383	100,00

22.3 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.03.2020	Controladora			Consolidado		
	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida
2021	384.003	(1.072)	382.931	526.871	(2.289)	524.582
2022	128.001	(324)	127.677	319.825	(1.941)	317.884
2023	-	-	-	191.807	(1.619)	190.188
2024	139.278	-	139.278	327.026	(1.625)	325.401
2025	-	-	-	185.175	(1.622)	183.553
Após 2025	-	-	-	1.210.609	(13.241)	1.197.368
	651.282	(1.396)	649.886	2.761.313	(22.337)	2.738.976

22.4 Mutação de empréstimos e financiamentos

Controladora	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
Em 1º.01.2020	108.983	676.720	785.703
Encargos	2.144	8.519	10.663
Variação monetária e cambial	31.461	-	31.461
Amortização - principal	-	(38.500)	(38.500)
Pagamento - encargos	-	(9.113)	(9.113)
Em 31.03.2020	142.588	637.626	780.214

Consolidado	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
Em 1º.01.2020	108.983	3.033.400	3.142.383
Encargos	2.144	48.368	50.512
Varição monetária e cambial	31.461	101	31.562
Amortização - principal	-	(94.837)	(94.837)
Pagamento - encargos	-	(49.570)	(49.570)
Em 31.03.2020	142.588	2.937.462	3.080.050

22.5 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 31.12.2019, todos os indicadores financeiros medidos penas anualmente foram integralmente atendidos. Em 31.03.2020, todos os demais indicadores e condições acordados foram integralmente atendidos.

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

Empresa	Instrumento Contratual	Indicadores financeiros anuais	Limite
Copel GeT	BNDES Finem nº 820989.1 - Mauá Banco do Brasil nº 21/02000-0 - Mauá	Ebitda / Resultado Financeiro Líquido	≥ 1,3
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 GE Boa Vista S.A. GE Farol S.A. GE Olho D'Água S.A. GE São Bento do Norte S.A.	Contrato de Cessão BNDES BNDES Finem nº 11211531 BNDES Finem nº 11211521 BNDES Finem nº 11211551 BNDES Finem nº 11211541	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Cutia	BNDES Finem nº 18204611	Índice de cobertura do serviço da dívida (a)	≥ 1,2
Costa Oeste	BNDES Finem nº 13212221	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Marumbi	BNDES Finem nº 14205851	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3

Financiamento a empreendimentos - Finem

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

23 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	31.03.2020	31.12.2019
Copel	5ª	(a)	Capital de giro e/ou realização de investimentos da emissora.	Fidejussória	13.05.2014	3	13.05.2019	Semestral	111,5% da taxa DI	111,5% da taxa DI	1.000.000	-	-
	6ª				28.06.2017	1	28.06.2019	Parcela Única	117,0% da taxa DI	117,0% da taxa DI	520.000	-	-
	7ª				19.01.2018	2	19.01.2021	Semestral	119,0% da taxa DI	125,18% do DI	600.000	302.825	617.378
	8ª				14.06.2019	1	14.06.2022	Semestral	106,0% da taxa DI	110,93% do DI	500.000	506.297	500.906
Copel GeT	1ª	(a)	Capital de giro e/ou realização de investimentos da emissora.	Fidejussória	15.05.2015	3	15.05.2020	Anual	113,0% da taxa DI	114,29% da taxa DI	1.000.000	350.887	346.906
	2ª				13.07.2016	2	13.07.2019	Anual	121,0% da taxa DI	121,0% da taxa DI	1.000.000	-	-
	3ª				20.10.2017	3	20.10.2022	Semestral	126,0% da taxa DI	131,21% da taxa DI	1.000.000	1.024.646	1.011.691
	4ª	(b)	Resgate antecipado total da 4ª emissão de notas promissórias e pagamento parcial da 1ª parcela de amortização da 2ª emissão de debêntures.	Fidejussória	23.07.2018	3	23.07.2023	Semestral	126,0% da taxa DI	133,77% da taxa DI	1.000.000	1.009.323	1.030.054
	5ª				25.09.2018	5	15.09.2025	Semestral	IPCA + 7,6475%	IPCA+ 8,3295%	290.000	306.300	308.464
	6ª (série 1)				15.07.2019	2	15.07.2024	Semestral	109,0% da taxa DI	111,25% da taxa DI	800.000	807.350	818.406
6ª (série 2)	(c)	Resgate antecipado total da 5ª emissão de notas promissórias e pagamento parcial da 2ª parcela de amortização da 2ª emissão de debêntures.	Fidejussória	15.07.2019	1	15.07.2025	Semestral	IPCA + 3,90%	IPCA+ 4,46%	200.000	206.459	205.677	
6ª (série 2)				15.07.2019	1	15.07.2025	Semestral	IPCA + 3,90%	IPCA+ 4,46%	200.000	206.459	205.677	
Copel DIS	2ª	(a)	Capital de giro e/ou realização de investimentos da emissora.	Fidejussória	27.10.2016	2	27.10.2019	Anual	124,0% da taxa DI	130,37% da taxa DI	500.000	-	-
	3ª				20.10.2017	2	20.10.2022	Semestral	126,0% da taxa DI	130,85% da taxa DI	500.000	512.323	505.846
	4ª				27.09.2018	3	27.09.2023	Semestral	DI + spread 2,70%	CDI + 3,96%	1.000.000	1.000.496	1.019.626
	5ª (série 1)	(c)	Investimento para expansão, renovação ou melhoria reembolso de despesas da rede de distribuição de energia elétrica da Emissora vinculada ao contrato de concessão nº 46/1999 da ANEEL.	Fidejussória	15.11.2019	3	15.11.2027	Semestral	IPCA + 4,20% a.a.	IPCA+ 4,61% a.a.	500.000	517.183	506.180
	5ª (série 2)				15.11.2019	2	15.11.2022	Semestral	DI + spread 1,45%	CDI + 1,65%	350.000	356.747	351.914
Copel CTE	1ª	(a)	Implantação, ampliação e modernização de rede de telecomunicações.	Fidejussória	15.10.2015	5	15.10.2024	Semestral	IPCA + 7,9633%	IPCA+ 8,1073%	160.000	201.428	195.429
	2ª				15.07.2017	1	15.07.2022	Semestral	IPCA + 5,4329%	IPCA+ 6,1036%	220.000	245.695	246.355
	3ª				15.05.2019	3	15.05.2024	Semestral	117,0% da taxa DI	119,58% da taxa DI	210.000	213.860	211.348
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	116.782	119.171
	2ª (série 2)				24.03.2016	192	15.07.2032	Mensal	IPCA + 9,87%	IPCA+ 10,92%	153.258	134.534	135.657
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	361.921	352.829
Compagás	2ª	(e)	Financiar plano de investimentos da emissora.	Flutuante	15.04.2016	54	15.12.2021	Trimestral	TJLP+2,17%	TJLP+2,17%	33.620	5.250	6.001
	3ª				17.12.2019	18	28.06.2021	Mensal	SELIC+2,17%	SELIC+2,17%	5.060	5.060	5.782
		(f)	Financiar plano de investimentos da emissora.	Real	17.12.2019	18	28.06.2021	Mensal	DI + Spread 0,88%a.a.	5,68%a.a.	43.000	36.875	44.746
											Dívida bruta	8.222.241	8.540.366
											(-) Custo de transação	(103.673)	(110.656)
											Dívida líquida	8.118.568	8.429.710
											Circulante	1.139.539	1.164.301
											Não Circulante	6.979.029	7.265.409

(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 distribuição, 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: Simpliflex Pavarini DTVM Ltda.

23.1 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.03.2020	Controladora			Consolidado		
	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida
2021	-	(1.144)	(1.144)	1.549.095	(17.086)	1.532.009
2022	500.000	(683)	499.317	2.400.460	(20.245)	2.380.215
2023	-	-	-	1.295.391	(12.565)	1.282.826
2024	-	-	-	626.888	(7.277)	619.611
2025	-	-	-	484.037	(5.296)	478.741
Após 2025	-	-	-	701.800	(16.173)	685.627
	500.000	(1.827)	498.173	7.057.671	(78.642)	6.979.029

23.2 Mutação das debêntures

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2020	1.112.721	8.429.710
Encargos e variação monetária	10.739	139.675
Amortização - principal	(300.000)	(313.696)
Pagamento - encargos	(19.088)	(137.121)
Em 31.03.2020	804.372	8.118.568

23.3 Cláusulas contratuais restritivas - *covenants*

A Copel 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 31.12.2019, todos os indicadores financeiros medidos pelas anualmente foram integralmente atendidos. Em 31.03.2020, todos os demais indicadores e condições acordados foram integralmente atendidos.

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

Empresa	Instrumento Contratual	Indicadores financeiros anuais	Limite
Copel	7ª Emissão de Debêntures 8ª Emissão de Debêntures		
Copel GeT	1ª Emissão de Debêntures 3ª Emissão de Debêntures 4ª Emissão de Debêntures 5ª Emissão de Debêntures 6ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado Índice de cobertura do serviço da dívida	≤ 3,5 ≥ 1,5
Copel DIS	3ª Emissão de Debêntures 4ª Emissão de Debêntures 5ª Emissão de Debêntures		
Copel TEL	1ª Emissão de Debêntures 2ª Emissão de Debêntures 3ª Emissão de Debêntures		
Compagás	2ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida / Ebitda	≤ 3,5
		Endividamento Geral	≤ 0,7
	3ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida / Ebitda	≤ 3,5
Nova Asa Branca I Nova Asa Branca II Nova Asa Branca III Nova Eurus IV Ventos de Santo Uriel	2ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Cutia	1ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida (a)	≥ 1,2

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

24 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.

As parcelas de custos assumidas pelas patrocinadoras desses planos são registradas de acordo com avaliação atuarial preparada anualmente por atuários independentes, de acordo com o CPC 33 (R1) Benefícios a Empregados, correlacionada à norma contábil internacional IAS 19 R e IFRIC 14. As premissas econômicas e financeiras para efeitos da avaliação atuarial são discutidas com os atuários independentes e aprovadas pela Administração da Controladora.

Outras informações estão disponíveis nas Demonstrações Financeiras de 31.12.2019.

24.1 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.

24.2 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.

24.3 Balanço patrimonial e resultado do exercício

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

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2020	31.12.2019	31.03.2020	31.12.2019
Planos previdenciários	221	228	1.240	1.537
Planos assistenciais	8.946	8.808	1.200.359	1.193.399
	9.167	9.036	1.201.599	1.194.936
Circulante	438	378	67.767	66.004
Não circulante	8.729	8.658	1.133.832	1.128.932

Os valores reconhecidos no resultado estão resumidos a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2020	31.03.2019	31.03.2020	31.03.2019
Empregados				
Planos previdenciários	146	129	17.276	18.244
Plano assistencial - pós-emprego	192	152	23.589	24.898
Plano assistencial - funcionários ativos	214	226	21.770	21.765
(-) Transferências para imobilizado e ativos de contrato	-	-	(5.267)	(5.629)
	552	507	57.368	59.278
Administradores				
Planos previdenciários	99	67	268	222
Plano assistencial	10	(6)	28	9
	109	61	296	231
	661	568	57.664	59.509

24.4 Mutação dos benefícios pós-emprego

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2020	9.036	1.194.936
Apropriação do cálculo atuarial	192	23.589
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	1.050	30.606
Amortizações	(1.111)	(47.532)
Em 31.03.2020	9.167	1.201.599

25 Encargos Setoriais a Recolher

Consolidado	31.03.2020	31.12.2019
Conta de desenvolvimento energético - CDE	4.267	4.104
Reserva global de reversão - RGR	9.529	12.068
Bandeira tarifária	-	12.336
	13.796	28.508

26 Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

26.1 Saldos constituídos para aplicação em Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Programa de Eficiência Energética - PEE

Consolidado	Aplicado e não concluído	Saldo a recolher	Saldo a aplicar	Saldo em 31.03.2020	Saldo em 31.12.2019
Pesquisa e desenvolvimento - P&D					
FNDCT	-	5.785	-	5.785	4.046
MME	-	2.893	-	2.893	2.023
P&D	179.945	-	162.239	342.184	341.658
	179.945	8.678	162.239	350.862	347.727
Programa de eficiência energética - PEE					
Procel	-	19.069	-	19.069	16.410
PEE	43.075	-	252.998	296.073	294.034
	43.075	19.069	252.998	315.142	310.444
	223.020	27.747	415.237	666.004	658.171
			Circulante	353.791	375.395
			Não circulante	312.213	282.776

Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT

Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - Procel

26.2 Mutação dos saldos de P&D e PEE

Consolidado	FNDCT	MME	P&D	Procel	PEE	Total
Em 1º.01.2020	4.046	2.023	341.658	16.410	294.034	658.171
Constituições	9.040	4.520	8.636	2.377	9.509	34.082
Contrato de desempenho	-	-	-	-	952	952
Juros (NE nº 34)	-	-	1.707	282	2.448	4.437
Recolhimentos	(7.301)	(3.650)	-	-	-	(10.951)
Conclusões	-	-	(9.817)	-	(10.870)	(20.687)
Em 31.03.2020	5.785	2.893	342.184	19.069	296.073	666.004

27 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão

Consolidado	Empresa	Outorga	Assinatura	Final	Taxa de desconto	Correção Anual			
							31.03.2020	31.12.2019	
UHE Mauá	Copel GeT	29.06.2007	03.07.2007	07.2042	5,65% a.a.	IPCA	17.067	16.890	
UHE Colíder	Copel GeT	29.12.2010	17.01.2011	01.2046	7,74% a.a.	IPCA	24.669	24.353	
UHE Baixo Iguaçu	Copel GeT	19.07.2012	20.08.2012	01.2047	7,74% a.a.	IPCA	7.693	7.588	
UHE Guaricana	Copel GeT	03.03.2020	03.03.2020	03.2025	7,74% a.a.	IPCA	3.682	-	
UHEs Fundão e Santa Clara	Elejor	23.10.2001	25.10.2001	10.2036	11,00% a.a.	IGPM	570.131	563.756	
							623.242	612.587	
							Circulante	73.910	73.032
							Não circulante	549.332	539.555

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.

27.1 Mutação de contas a pagar vinculadas à concessão

Em 1º.01.2020	612.587
Adição	3.682
Ajuste a valor presente	(640)
Variação monetária	25.913
Pagamentos	(18.300)
Em 31.03.2020	623.242

28 Direito de uso de ativos e Passivo de arrendamentos

Com a adoção do CPC 06 (R2) / IFRS 16 a Companhia reconheceu Ativo de direito de uso e Passivo de arrendamentos conforme segue:

28.1 Direito de uso de ativos

Consolidado	Saldo em	Adições	Ajuste por remensuração	Amortização	Baixas	Saldo em
	1º.01.2020					31.03.2020
Imóveis	40.155	606	69	(4.436)	(306)	36.088
Veículos	46.400	17.643	-	(3.993)	-	60.050
Equipamentos	6.276	-	-	(433)	-	5.843
	92.831	18.249	69	(8.862)	(306)	101.981

28.2 Passivo de arrendamentos

28.2.1 Mutação do passivo de arrendamentos

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2020	283	96.604
Adições	-	18.249
Ajuste por remensuração	1	69
Encargos	5	2.109
Pagamento - principal	(38)	(8.421)
Pagamento - encargos	(6)	(2.002)
Baixas	-	(299)
Em 31.03.2020	245	106.309

A Companhia define a taxa de desconto com base na taxa de juros praticada na última captação de debêntures, desconsiderando captações subsidiadas ou incentivadas. A última taxa de desconto aplicada aos contratos iniciados a partir de março de 2020 foi de 5,10%a.a.

28.2.2 Vencimentos das parcelas de longo prazo

2021	19.192
2022	25.392
2023	10.573
2024	12.436
2025	2.845
Após 2025	5.577
Valores não descontados	76.015
Juros embutidos	(2.100)
Saldo passivo arrendamento em 31.12.2019	73.915

28.2.3 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	124.977	106.309
Pis/Cofins potencial	9.385	8.204

28.3 Impacto pela projeção de inflação nos fluxos de caixa descontados

Em conformidade com o CPC 06 (R2), 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) 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	106.309	118.071	11,06%
Direito de uso de ativos	101.981	111.043	8,89%
Despesa Financeira	2.109	2.338	10,86%
Despesa de amortização	8.862	9.334	5,33%

28.4 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 33.6). O saldo de compromissos de arrendamentos e aluguéis está demonstrado a seguir:

Consolidado	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	31.03.2020
Compromissos de arrendamentos e aluguéis	6.453	29.776	157.063	193.292

29 Outras Contas a Pagar

Consolidado	31.03.2020	31.12.2019
Valor justo na compra e venda de energia (NE nº 36.2.12)	315.584	251.973
Consumidores	35.336	43.024
Obrigações junto a clientes nas operações de venda de gás (a)	29.472	39.665
Taxa de iluminação pública arrecadada	43.636	38.805
Provisão Despacho Aneel nº 084/2017	27.311	26.008
Aquisição de investimentos	13.368	13.294
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	7.094	12.535
Cauções em garantia	11.907	9.257
Devolução ao consumidor	4.872	4.887
Valor justos dos derivativos - contrato a termo (NE nº 36.2.3 - b)	-	1.203
Outras obrigações	57.148	58.218
	545.728	498.869
	Circulante	194.971
	Não circulante	350.757
		149.407
		349.462

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

30 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 31.12.2019 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 informações trimestrais, 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.

30.1 Provisões para litígios

30.1.1 Mutação das provisões para litígios das ações consideradas como de perda provável

Consolidado	Resultado							Saldo em 31.03.2020
	Saldo em 1º.01.2020	Provisões para litígios		Custo de construção	Adições no ativo	Quitações	Transfe- rências/ Outros	
		Adições	Reversões	Adições				
Fiscais								
Cofins (a)	104.284	1.051	-	-	-	-	-	105.335
Outras (b)	71.506	648	(2.916)	-	-	(149)	2.941	72.030
	175.790	1.699	(2.916)	-	-	(149)	2.941	177.365
Trabalhistas (c)	673.062	30.450	(905)	-	-	(36.270)	-	666.337
Benefícios a empregados (d)	86.297	10.580	-	-	-	(36)	-	96.841
Cíveis								
Cíveis e direito administrativo (e)	336.962	17.054	(2.098)	-	-	(8.870)	-	343.048
Servidões de passagem (f)	127.010	218	-	1.964	184	(19)	-	129.357
Desapropriações e patrimoniais (g)	118.757	1	(752)	1.529	227	159	-	119.921
Consumidores (h)	4.956	147	-	-	-	(1)	-	5.102
Ambientais (i)	4.071	42	(5)	-	-	-	-	4.108
	591.756	17.462	(2.855)	3.493	411	(8.731)	-	601.536
Regulatórias (j)	79.808	474	(504)	-	-	(1.031)	-	78.747
	1.606.713	60.665	(7.180)	3.493	411	(46.217)	2.941	1.620.826

Controladora	Saldo em 1º.01.2020	Resultado		Saldo em 31.03.2020
		Adições	Reversões	
Fiscais				
Cofins (a)	104.284	1.051	-	105.335
Outras (b)	30.744	124	-	30.868
	135.028	1.175	-	136.203
Trabalhistas (c)	1.957	44	-	2.001
Cíveis (e)	150.529	3.105	-	153.634
Regulatórias (j)	17.357	-	-	17.357
	304.871	4.324	-	309.195

30.1.2 Descrição da natureza e/ou informações sobre as principais ações

a) **Contribuição para o financiamento da seguridade social - Cofins**

Autor: Receita Federal

Exigência de Cofins e respectivos juros e multa, 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.

Situação atual: aguardando julgamento de recursos judiciais.

b) Outras provisões fiscais

Ações relativas a 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.

c) Trabalhistas

Ações movidas por empregados e ex-empregados da Copel e de suas controladas, envolvendo cobrança de horas-extras, periculosidade, adicional de transferência, equiparação/reenquadramento salarial e outras, e também ações movidas por ex-empregados de seus empreiteiros e empresas terceirizadas (responsabilidade subsidiária), envolvendo cobrança de parcelas indenizatórias e outras.

d) Benefícios a empregados

Ações de reclamações trabalhistas movidas por ex-empregados aposentados da Copel e de suas controladas contra a Fundação Copel, que causarão, conseqüentemente, reflexos para a Companhia e suas subsidiárias integrais, na medida em que forem necessários aportes complementares.

e) Cíveis e direito administrativo

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.

No saldo está contido, ainda, valor relativo a discussão em arbitragem protegida por sigilo e confidencialidade, em fase de instrução probatória, sem decisão proferida.

As principais ações estão descritas a seguir:

Autor: Fumicultores

Valor estimado: R\$ 41.510

Ações impetradas por Fumicultores que tem como principal causa a falta de energia elétrica causando perda da produção.

f) Servidões de passagem

As ações judiciais ocorrem quando há divergência 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).

Decorrem também da 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.

g) Desapropriações e patrimoniais

As ações judiciais de desapropriação e patrimoniais ocorrem quando há divergência 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 etc.).

As ações patrimoniais compreendem, ainda, reintegrações de posse de imóveis de propriedade da concessionária. As demandas judiciais existem quando há necessidade de retomada dos imóveis invadidos por terceiros nas áreas de propriedade da Companhia. Decorrem também da intervenção no usucapião de terceiros, na qualidade de confrontante, a fim de preservar os limites e confrontações das áreas desapropriadas.

As principais ações estão descritas a seguir:

Autor: Proprietário de imóvel **Valor estimado:** R\$ 29.462

Ação de desapropriação para construção de subestação de energia elétrica que se discute o valor da indenização.

Situação atual: ação pendente de julgamento em 2º grau de jurisdição.

Autor: proprietário de imóvel **Valor estimado:** R\$ 10.926

Ação de desapropriação de área utilizada para o reservatório da Usina Mauá proposta pelo Consórcio Energético Cruzeiro do Sul, do qual a Copel GeT participa com o percentual de 51%, em que se discute o valor da indenização do imóvel que está em parte submerso.

Situação atual: Os embargos de declaração foram julgados e foi interposto recurso especial, denegado seguimento, foi interposto recurso de agravo estando o mesmo pendente de julgamento no STJ.

h) 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.

i) 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.

j) Regulatórias

A Companhia discute, nas esferas administrativa e judicial, notificações do Órgão Regulador sobre eventuais descumprimentos de normas regulatórias. A principal ação está descrita a seguir:

Autores: Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE e Dona Francisca Energética S.A.

Valor estimado: R\$ 57.000

A Copel, a Copel GeT e a Copel DIS estão discutindo ações judiciais contra o Despacho Aneel nº 288/2002, envolvendo as empresas citadas.

Situação atual: aguardando julgamento.

30.2 Passivo contingente

30.2.1 Classificação das ações consideradas como de perda possível

Passivos contingentes são obrigações presentes decorrentes de eventos passados, sem provisões reconhecidas por não ser provável uma saída de recursos que incorporam benefícios econômicos para liquidar a obrigação. A seguir, informações sobre a natureza e as potenciais perdas dos passivos contingentes da Companhia e de suas controladas:

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2020	31.12.2019	31.03.2020	31.12.2019
Fiscais (a)	178.027	175.632	641.796	628.546
Trabalhistas (30.1.2 - c)	1.691	1.655	414.359	419.917
Benefícios a empregados (30.1.2 - d)	-	-	21.509	21.338
Cíveis (b)	497.432	489.612	1.301.463	1.273.928
Regulatórias (c)	-	-	908.487	1.141.420
	677.150	666.899	3.287.614	3.485.149

30.2.2 Descrição da natureza e/ou informações sobre as principais ações

a) Fiscais

Ações relativas a impostos, taxas e outros tributos federais, estaduais e municipais, em que a Companhia discute sua incidência ou não, bem como suas bases e valores para recolhimento. As principais ações estão descritas a seguir:

Autor: Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS

Valor estimado: R\$ 119.006

Exigências fiscais relativas à contribuição previdenciária.

Situação atual: aguardando julgamento no Conselho Administrativo de Recursos Fiscais - CARF ou judicial.

Autor: Secretaria de Estado da Fazenda

Valor estimado: R\$ 90.726

O Estado do Paraná lavrou o auto de infração nº 6.587.156-4 em face da Copel Distribuição, por suposta ausência de recolhimento do ICMS sobre a rubrica "demanda medida" destacada nas faturas de energia elétrica emitidas em face de grande consumidor, no período de maio de 2011 a dezembro de 2013.

A Companhia sustenta a sua ilegitimidade para figurar no polo passivo da presente autuação fiscal, pois não tendo figurado no processo judicial, não pode sofrer os efeitos da decisão judicial nele proferida, o que implicaria na sua ilegitimidade para figurar no polo passivo do auto de infração citado.

A Companhia ingressou com mandado de segurança em 16.07.2019, tendo obtido liminar para suspender a exigibilidade do crédito tributário.

Autor: Prefeituras Municipais

Valor Estimado: R\$ 90.335

Exigência de Imposto sobre Propriedade Territorial Urbana - IPTU sobre imóveis afetados ao serviço público de energia elétrica. O processo aguarda julgamento em primeira instância.

Autor(es): Prefeituras Municipais

Valor estimado: R\$ 67.818

Exigência fiscal das prefeituras a título de ISS em serviço de construção civil prestado por terceiro.

Situação atual: aguardando julgamento de defesas em âmbito administrativo ou judicial.

Autor: Receita Federal do Brasil

Valor estimado: R\$ 106.561

Exigências e questionamentos administrativos referentes aos tributos federais.

Situação atual: aguardando julgamento no Conselho Administrativo de Recursos Fiscais - CARF ou judicial.

b) Cíveis

Ações que envolvem faturamento, supostos procedimentos irregulares, contratos administrativos e multa contratual, indenização por acidentes com a rede de energia elétrica, acidentes com veículos, servidões de passagem, desapropriações, patrimoniais e ambientais.

No saldo está contido, ainda, valor relativo a discussão em arbitragem protegida por sigilo e confidencialidade, em fase de instrução probatória, sem decisão proferida.

As principais ações estão descritas a seguir:

Autor: Departamento de Estradas e Rodagens - DER

Valor Estimado: R\$ 88.213

O DER lavrou auto de infração fiscal à Copel Distribuição que, por sua vez, impetrou ação com objeto de impugnar a cobrança da Taxa de Uso ou Ocupação da Faixa de Domínio das Rodovias, uma vez que a Companhia entende que esta taxa é inconstitucional por possuir caráter confiscatório.

Situação atual: aguardando sentença.

Autor: Fumicultores

Valor estimado: R\$ 30.610

Ações impetradas por fumicultores que tem como principal causa a falta de energia elétrica causando perda da produção.

Situação atual: aguardando julgamento.

c) Regulatórias

A Companhia está discutindo nas esferas administrativas e judiciais notificações do Órgão Regulador sobre eventuais descumprimentos de normas regulatórias. A principal ação está descrita a seguir:

Autor: Energia Sustentável do Brasil S.A. - ESBR

Valor estimado: R\$ 800.146

A ESBR moveu contra a Aneel a ação ordinária nº 10426-71.2013.4.01.4100, 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 inclui 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.

Situação atual: aguardando julgamento.

31 Patrimônio Líquido

31.1 Capital social

Em 31.03.2020, o capital social integralizado é de R\$ 10.800.000 (R\$ 10.800.000 em 31.12.2019). Sua composição por ações (sem valor nominal) e os principais acionistas estão demonstrações a seguir:

Acionistas	Número de ações em unidades							
	Ordinárias		Preferenciais "A"		Preferenciais "B"		Total	
	nº ações	%	nº ações	%	nº ações	%	nº ações	%
Estado do Paraná	85.028.598	58,63	-	-	-	-	85.028.598	31,07
BNDESPAR	38.298.775	26,41	-	-	27.282.006	21,26	65.580.781	23,96
Eletrobras	1.530.774	1,06	-	-	-	-	1.530.774	0,56
Custódias em bolsa:								
B3	19.727.829	13,60	76.783	23,50	77.476.591	60,39	97.281.203	35,56
NYSE	108.545	0,07	-	-	23.319.847	18,18	23.428.392	8,56
Latibex	-	-	-	-	168.511	0,13	168.511	0,06
Prefeituras	178.393	0,12	9.326	2,85	3.471	-	191.190	0,07
Outros	158.166	0,11	240.643	73,65	47.117	0,04	445.926	0,16
	145.031.080	100,00	326.752	100,00	128.297.543	100,00	273.655.375	100,00

31.2 Ajustes de avaliação patrimonial

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2020	591.927	591.927
Passivos atuariais		
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial		
Custo atribuído do imobilizado	-	(24.303)
Tributos sobre a realização dos ajustes	-	8.263
Custo atribuído do imobilizado - equivalência patrimonial, líquida de tributos	(16.040)	-
Em 31.03.2020	575.887	575.887

31.3 Lucro por ação - básico e diluído

Controladora	31.03.2020	31.03.2019
Numerador básico e diluído		
Lucro líquido básico e diluído alocado por classes de ações, atribuído aos acionistas controladores:		
Ações ordinárias	259.304	252.076
Ações preferenciais classe "A"	644	628
Ações preferenciais classe "B"	252.322	245.287
	512.270	497.991
Denominador básico e diluído		
Média ponderada das ações (em milhares):		
Ações ordinárias	145.031.080	145.031.080
Ações preferenciais classe "A"	327.477	328.627
Ações preferenciais classe "B"	128.296.818	128.295.668
	273.655.375	273.655.375
Lucro líquido básico e diluído por ação atribuído aos acionistas controladores		
Ações ordinárias	1,78792	1,73808
Ações preferenciais classe "A"	1,96671	1,91189
Ações preferenciais classe "B"	1,96671	1,91189

32 Receita Operacional Líquida

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos setoriais	ISSQN	Receita líquida	
						31.03.2020	31.03.2019
Fornecimento de energia elétrica	2.596.863	(238.873)	(555.479)	(43.851)	-	1.758.660	1.631.025
Suprimento de energia elétrica	1.013.088	(115.986)	(5.470)	(14.881)	-	876.751	660.159
Disponibilidade da rede elétrica	2.221.681	(212.542)	(561.809)	(404.548)	-	1.042.782	1.048.327
Receita de construção	241.665	-	-	-	-	241.665	289.651
Valor justo do ativo indenizável da concessão	9.187	-	-	-	-	9.187	13.624
Telecomunicações	124.380	(4.816)	(32.692)	-	(123)	86.749	103.347
Distribuição de gás canalizado	190.475	(18.278)	(33.905)	-	(36)	138.256	165.412
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	(64.923)	5.953	-	-	-	(58.970)	(67.507)
Outras receitas operacionais	68.262	(8.644)	-	-	(757)	58.861	51.968
	6.400.678	(593.186)	(1.189.355)	(463.280)	(916)	4.153.941	3.896.006

32.1 Detalhamento da receita por tipo e/ ou classe de consumidores

Consolidado	31.03.2020	31.03.2019
Fornecimento de energia elétrica	2.596.863	2.708.512
Residencial	839.157	878.819
Industrial	257.379	316.331
Comercial, serviços e outras atividades	532.614	592.516
Rural	179.153	166.449
Poder público	62.792	66.951
Iluminação pública	59.409	64.114
Serviço público	79.238	81.034
Consumidores livres	404.901	324.728
Doações e subvenções	182.220	217.570
Suprimento de energia elétrica	1.013.088	755.048
Contratos bilaterais	557.358	410.307
Contratos regulados	217.721	192.340
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	217.809	126.861
Juros efetivos - bonificação de outorga (NE nº 10.3)	20.200	25.540
Disponibilidade da rede elétrica	2.221.681	2.012.353
Residencial	725.261	660.520
Industrial	325.422	297.377
Comercial, serviços e outras atividades	475.334	359.469
Rural	153.837	115.802
Poder público	54.081	50.027
Iluminação pública	51.172	48.723
Serviço público	49.249	40.196
Consumidores livres	257.112	231.529
Concessionárias e geradoras	14.037	85.231
Receita de operação e manutenção - O&M	19.748	15.901
Receita de juros efetivos	96.428	107.578
Receita de construção	241.665	289.651
Valor justo do ativo indenizável da concessão	9.187	13.624
Telecomunicações	124.380	143.064
Distribuição de gás canalizado	190.475	224.372
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	(64.923)	(70.808)
Outras receitas operacionais	68.262	60.996
Arrendamentos e aluguéis (32.2)	41.203	34.244
Valor justo na compra e venda de energia	3.592	-
Renda da prestação de serviços	9.854	19.113
Outras receitas	13.613	7.639
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	6.400.678	6.136.812
(-) Pis/Pasep e Cofins	(593.186)	(551.460)
(-) ICMS	(1.189.355)	(1.180.293)
(-) ISSQN	(916)	(1.182)
(-) Encargos setoriais (32.3)	(463.280)	(507.871)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	4.153.941	3.896.006

32.2 Arrendamentos e aluguéis

32.2.1 Receita de arrendamento e aluguéis

Consolidado	31.03.2020	31.03.2019
Equipamentos e estruturas	40.895	33.941
Compartilhamento de instalações	268	260
Imóveis	40	43
	41.203	34.244

32.2.2 Recebíveis de arrendamentos

Consolidado	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total 31.03.2020
Compartilhamento de instalações	1.313	5.253	19.423	25.989

32.3 Encargos setoriais

Consolidado	31.03.2020	31.03.2019
Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de distribuição de energia (32.3.1)	382.616	458.681
Outros encargos do consumidor - bandeira tarifária	22.994	169
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética - P&D e PEE	34.170	31.475
Quota para reserva global de reversão - RGR	14.445	12.333
Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de transmissão de energia	6.297	2.624
Taxa de fiscalização	2.758	2.589
	463.280	507.871

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

A CDE foi criada pela Lei n.º 10.438/2002, alterada pela Lei nº 12.783/2013, e, para cumprir seus objetivos, tem entre suas fontes de recursos, 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. O saldo em 31.03.2020 é composto da seguinte forma:

Resoluções	Período	31.03.2020
CDE USO		
Resolução Homologatória nº 2.664/2019	Janeiro a março	382.928
(-) Liminares	Janeiro a março	(312)
		382.616

Liminares

Em decorrência de decisões liminares em favor da Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres - Abrace, da Associação Nacional dos Consumidores de Energia - Anace e de outros consumidores, que questionam judicialmente os componentes tarifários da CDE-Uso e CDE-Energia, a Aneel homologou o cálculo tarifário, deduzindo estes encargos das tarifas destes consumidores, enquanto vigorarem as liminares concedidas.

32.4 Reajuste Tarifário Anual da Copel DIS

A Aneel homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da Copel DIS por meio da Resolução Homologatória nº 2.559, de 18.06.2019, autorizando o reajuste médio de 3,41% (15,99% em 2018) percebido pelos consumidores e cuja aplicação ocorreu integralmente às tarifas a partir de 24.06.2019, sendo que para os consumidores da alta tensão o reajuste ficou em 4,32%, enquanto para os da baixa tensão em 2,92%.

A recomposição tarifária contempla: 10,54% relativos à inclusão dos componentes financeiros; 1,12% decorrentes da atualização da Parcela B (custos operacionais, depreciação e remuneração); -3,08% relativos à atualização da Parcela A (energia, transmissão, encargos e receitas irre recuperáveis); e -5,17% que refletem a retirada dos componentes financeiros do processo tarifário anterior.

33 Custos e Despesas Operacionais

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	31.03.2020
Energia elétrica comprada para revenda (33.1)	(1.496.751)	-	-	-	(1.496.751)
Encargos de uso da rede elétrica	(310.364)	-	-	-	(310.364)
Pessoal e administradores (33.2)	(199.570)	(2.871)	(76.696)	-	(279.137)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3)	(41.160)	(427)	(16.077)	-	(57.664)
Material	(20.498)	(12)	(1.743)	-	(22.253)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(130.471)	-	-	-	(130.471)
Gás natural e insumos para operação de gás	(101.828)	-	-	-	(101.828)
Serviços de terceiros (33.3)	(106.135)	(3.483)	(42.267)	-	(151.885)
Depreciação e amortização	(270.102)	(3)	(11.576)	(3.837)	(285.518)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	(40.124)	(43.148)	-	(50.129)	(133.401)
Custo de construção (33.5)	(240.204)	-	-	-	(240.204)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (33.6)	(40.184)	(4.969)	(25.524)	(28.875)	(99.552)
	(2.997.391)	(54.913)	(173.883)	(82.841)	(3.309.028)

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	31.03.2019
Energia elétrica comprada para revenda (33.1)	(1.409.726)	-	-	-	(1.409.726)
Encargos de uso da rede elétrica	(295.241)	-	-	-	(295.241)
Pessoal e administradores (33.2)	(204.964)	(3.592)	(76.029)	-	(284.585)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3)	(42.609)	(513)	(16.387)	-	(59.509)
Material	(15.738)	(83)	(1.839)	-	(17.660)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(768)	-	-	-	(768)
Gás natural e insumos para operação de gás	(134.129)	-	-	-	(134.129)
Serviços de terceiros (33.3)	(97.568)	(6.584)	(35.046)	-	(139.198)
Depreciação e amortização	(207.918)	(3)	(11.329)	(3.522)	(222.772)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	(5.362)	(29.828)	-	(67.347)	(102.537)
Custo de construção (33.5)	(266.097)	-	-	-	(266.097)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (33.6)	(50.615)	(6.077)	(32.652)	(21.453)	(110.797)
	(2.730.735)	(46.680)	(173.282)	(92.322)	(3.043.019)

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	31.03.2020
Pessoal e administradores (33.2)	(3.886)	-	(3.886)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3)	(661)	-	(661)
Material	(299)	-	(299)
Serviços de terceiros	(8.197)	-	(8.197)
Depreciação e amortização	(160)	(280)	(440)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	-	(3.341)	(3.341)
Outras receitas (despesas) operacionais	(6.078)	(4.525)	(10.603)
	(19.281)	(8.146)	(27.427)

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	31.03.2019
Pessoal e administradores (33.2)	(3.866)	-	(3.866)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3)	(568)	-	(568)
Material	(62)	-	(62)
Serviços de terceiros	(2.833)	-	(2.833)
Depreciação e amortização	(374)	(281)	(655)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	-	(2.445)	(2.445)
Outras receitas (despesas) operacionais	(2.509)	1.847	(662)
	(10.212)	(879)	(11.091)

33.1 Energia elétrica comprada para revenda

Consolidado	31.03.2020	31.03.2019
	Compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	777.957
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	186.473	263.264
Itaipu Binacional	379.627	309.254
Contratos bilaterais	232.071	172.335
Programa de incentivo a novas fontes de energia alternativa - Proinfa	55.571	66.889
Micro e mini geradores e recompra de clientes	28.180	5.904
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre energia elétrica comprada para revenda	(163.128)	(138.781)
	1.496.751	1.409.726

33.2 Pessoal e administradores

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2020	31.03.2019	31.03.2020	31.03.2019
Pessoal				
Remunerações	1.000	1.213	153.846	163.533
Encargos sociais	526	423	57.321	59.104
Auxílio alimentação e educação	323	297	27.334	28.138
Provisão para participação nos lucros e/ou resultados (a)	435	276	35.502	28.142
	2.284	2.209	274.003	278.917
Administradores				
Honorários	1.281	1.235	4.135	3.865
Encargos sociais	300	400	949	1.742
Outros gastos	21	22	50	61
	1.602	1.657	5.134	5.668
	3.886	3.866	279.137	284.585

(a) De acordo com a Lei Federal nº 10.101/2000, o Decreto Estadual nº 1.978/2007 e a Lei Estadual nº 16.560/2010.

33.3 Serviços de terceiros

Consolidado	31.03.2020	31.03.2019
Manutenção do sistema elétrico	44.155	37.682
Comunicação, processamento e transmissão de dados	23.429	33.160
Manutenção de instalações	26.000	24.701
Atendimento a consumidor	16.183	8.111
Leitura e entrega de faturas	11.776	11.168
Consultoria e auditoria	10.589	3.482
Outros serviços	19.753	20.894
	151.885	139.198

33.4 Perdas de crédito, provisões e reversões

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2020	31.03.2019	31.03.2020	31.03.2019
Provisão para litígios	3.341	2.445	52.502	68.250
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos - <i>Impairment</i>				
Contrato de concessão de geração de energia elétrica (NE nº 10.5)	-	-	-	(866)
Imobilizado - segmento de geração (NE nº 18.5)	-	-	32.155	6.228
Perdas de créditos esperadas (Clientes e Outros créditos)	-	-	43.148	29.828
Perdas estimadas em créditos tributários	-	-	(2.373)	(903)
Provisão para perdas em participações societárias (NE nº 17.1)	-	-	7.969	-
	3.341	2.445	133.401	102.537

33.5 Custo de construção

Consolidado	31.03.2020	31.03.2019
Material	134.924	154.627
Serviços de terceiros	71.817	76.167
Pessoal	28.143	30.935
Outros	5.320	4.368
	240.204	266.097

33.6 Outros custos e despesas operacionais, líquidos

Consolidado	31.03.2020	31.03.2019
Perdas na desativação e alienação de bens, líquidas (a)	17.146	29.847
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	13.741	27.312
Tributos	14.633	23.801
Taxa de arrecadação	12.351	12.584
Indenizações	8.416	20.328
Propaganda e publicidade	7.850	3.349
Arrendamentos e aluguéis	3.179	3.672
Outras receitas, custos e despesas, líquidos	22.235	(10.096)
	99.551	110.797

(a) Do total das perdas, R\$ 7.559 em 31.03.2020 e R\$ 20.425 em 31.03.2019 referem-se a baixas do ativo imobilizado da Copel Telecomunicações (NE nº 18.6).

34 Resultado Financeiro

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2020	31.03.2019	31.03.2020	31.03.2019
Receitas financeiras				
Acréscimos moratórios sobre faturas	-	-	56.318	62.017
Juros e variação monetária sobre repasse CRC (NE nº 8.1)	44.232	56.752	44.232	56.752
Renda de aplicações financeiras	191	5.795	29.587	32.351
Variação cambial sobre cauções de empréstimos	-	-	28.724	6.594
Valor justos dos derivativos - contrato a termo (NE nº 36.2.3 - b)	-	-	24.607	-
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2)	-	-	6.905	13.325
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	6.873	12.889
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 27.1)	-	-	782	368
Outras receitas financeiras	1.416	38	17.830	22.348
	45.839	62.585	215.858	206.644
(-) Despesas financeiras				
Variação monetária, cambial e encargos da dívida	19.258	42.574	219.095	242.742
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 27.1)	-	-	26.055	26.756
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	38.750	5.854
Juros sobre P&D e PEE (NE nº 26.2)	-	-	4.437	5.979
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2)	-	-	1.035	1.461
Outras despesas financeiras	1.029	1.328	21.072	22.065
	20.287	43.902	310.444	304.857
Líquido	25.552	18.683	(94.586)	(98.213)

35 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.

35.1 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.

No primeiro trimestre de 2020, todas as vendas foram realizadas em território brasileiro, bem como todos os ativos não correntes estão localizados em território nacional.

Não foi identificado na Companhia ou em suas controladas cliente algum que seja responsável individualmente por mais de 10% da receita líquida total no primeiro trimestre de 2020.

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 31.12.2019.

35.2 Segmentos reportáveis da Companhia

De acordo com o CPC 22/IFRS 8, os segmentos reportáveis da Companhia são:

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;

Telecomunicações (TEL) - tem como atribuição a prestação de serviços de telecomunicações e de comunicações em geral;

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; e

Holding (HOL) - tem como atribuição a participação em outras empresas.

35.3 Ativo por segmento reportável

ATIVO	Energia elétrica			TEL	GÁS	HOL	Operações inter-segundo	Consolidado
	GET	DIS	COM					
31.03.2020								
ATIVO TOTAL	19.654.987	13.230.124	819.983	1.525.474	822.139	2.884.437	(637.042)	38.300.102
ATIVO CIRCULANTE	2.270.907	4.324.130	334.309	553.334	249.234	822.625	(651.304)	7.903.235
ATIVO NÃO CIRCULANTE	17.384.080	8.905.994	485.674	972.140	572.905	2.061.812	14.262	30.396.867
Realizável a Longo Prazo	5.113.319	3.116.767	485.118	140.713	558.145	1.887.469	(355.194)	10.946.337
Investimentos	2.413.048	811	213	-	-	148.755	(1)	2.562.826
Imobilizado	9.603.772	-	52	807.251	-	22.924	-	10.433.999
Intangível	233.540	5.728.468	284	18.310	-	1.665	369.457	6.351.724
Direito de uso de ativos	20.401	59.948	7	5.866	14.760	999	-	101.981

ATIVO	Energia elétrica			TEL	GÁS	HOL	Operações inter-segundo	Consolidado
	GET	DIS	COM					
31.12.2019								
ATIVO TOTAL	19.457.551	13.434.522	690.372	1.527.098	904.993	3.183.677	(885.662)	38.312.550
ATIVO CIRCULANTE	2.039.443	4.631.991	229.630	528.754	313.896	1.127.469	(961.987)	7.909.196
ATIVO NÃO CIRCULANTE	17.418.108	8.802.531	460.742	998.344	591.097	2.056.208	76.325	30.403.354
Realizável a Longo Prazo	5.054.560	3.051.058	460.312	137.770	576.190	1.879.619	(296.879)	10.862.630
Investimentos	2.371.374	813	247	-	-	150.746	-	2.523.179
Imobilizado	9.735.093	-	53	833.974	-	22.983	-	10.592.103
Intangível	233.973	5.703.686	123	19.844	-	1.781	373.204	6.332.611
Direito de uso de ativos	23.108	46.974	7	6.756	14.907	1.079	-	92.831

35.4 Demonstração do resultado por segmento reportável

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica				TEL	GÁS	HOL	Operações inter-segundo	Consolidado
	GET		DIS	COM					
	GER	TRA							
31.03.2020									
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	996.402	193.834	2.628.359	538.841	97.461	147.973	-	(448.929)	4.153.941
Receita operacional líquida com terceiros	642.132	124.070	2.615.349	538.816	87.255	146.319	-	-	4.153.941
Receita operacional líquida entre segmentos	354.270	69.764	13.010	25	10.206	1.654	-	(448.929)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(597.956)	(91.552)	(2.294.104)	(526.901)	(92.717)	(126.591)	(28.136)	448.929	(3.309.028)
Energia elétrica comprada para revenda	(16.199)	-	(1.312.924)	(522.356)	-	-	-	354.728	(1.496.751)
Encargos de uso da rede elétrica	(117.295)	-	(268.020)	-	-	-	-	74.951	(310.364)
Pessoal e administradores	(50.638)	(30.992)	(166.562)	(2.822)	(15.373)	(8.634)	(4.116)	-	(279.137)
Planos previdenciário e assistencial	(9.421)	(5.975)	(37.296)	(376)	(2.899)	(1.020)	(677)	-	(57.664)
Material	(1.916)	(933)	(18.863)	(2)	(273)	33	(299)	-	(22.253)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(133.443)	-	-	-	-	-	-	2.972	(130.471)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	-	(101.828)	-	-	(101.828)
Serviços de terceiros	(28.847)	(6.315)	(101.004)	(444)	(15.768)	(3.132)	(8.318)	11.943	(151.885)
Depreciação e amortização	(146.864)	(2.591)	(88.434)	(11)	(37.241)	(9.849)	(528)	-	(285.518)
Provisão (reversão) para litígios	(12.752)	(7.232)	(29.521)	(7)	380	(20)	(3.350)	-	(52.502)
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos	(32.155)	-	-	-	-	-	-	-	(32.155)
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	(8.070)	(179)	(38.536)	(224)	(4.179)	2.445	(1)	-	(48.744)
Custo de construção	-	(32.644)	(204.733)	-	-	(2.827)	-	-	(240.204)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(40.356)	(4.691)	(28.211)	(659)	(17.364)	(1.759)	(10.847)	4.335	(99.552)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	3.071	21.407	-	(34)	-	-	(1.572)	-	22.872
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	401.517	123.689	334.255	11.906	4.744	21.382	(29.708)	-	867.785
Receitas financeiras	32.587	11.980	110.296	1.885	6.784	4.604	47.724	(2)	215.858
Despesas financeiras	(96.602)	(24.299)	(125.838)	(24)	(16.521)	(6.394)	(40.768)	2	(310.444)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	337.502	111.370	318.713	13.767	(4.993)	19.592	(22.752)	-	773.199
Imposto de renda e contribuição social	(116.105)	(27.080)	(109.436)	(4.665)	1.767	(6.883)	119	-	(262.283)
LUCRO (PREJUÍZO) DO PERÍODO	221.397	84.290	209.277	9.102	(3.226)	12.709	(22.633)	-	510.916

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica				TEL	GÁS	HOL	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET		DIS	COM					
	GER	TRA							
31.03.2019									
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	847.158	223.264	2.556.600	356.826	115.353	174.081	-	(377.276)	3.896.006
Receita operacional líquida com terceiros	548.766	175.604	2.545.445	356.826	103.771	174.081	-	(8.487)	3.896.006
Receita operacional líquida entre segmentos	298.392	47.660	11.155	-	11.582	-	-	(368.789)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(383.333)	(109.379)	(2.310.296)	(352.423)	(101.551)	(151.637)	(11.676)	377.276	(3.043.019)
Energia elétrica comprada para revenda	(25.294)	-	(1.329.531)	(360.361)	-	-	-	305.460	(1.409.726)
Encargos de uso da rede elétrica	(109.579)	-	(238.536)	-	-	-	-	52.874	(295.241)
Pessoal e administradores	(46.242)	(29.006)	(177.227)	(2.702)	(16.643)	(8.670)	(4.095)	-	(284.585)
Planos previdenciário e assistencial	(9.410)	(6.187)	(39.111)	(339)	(2.897)	(980)	(585)	-	(59.509)
Material	(2.060)	(1.061)	(13.299)	(5)	(714)	(458)	(63)	-	(17.660)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(768)	-	-	-	-	-	-	-	(768)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	-	(134.129)	-	-	(134.129)
Serviços de terceiros	(26.205)	(7.541)	(88.405)	(374)	(24.470)	(2.378)	(2.944)	13.119	(139.198)
Depreciação e amortização	(110.696)	(3.163)	(83.482)	(11)	(22.106)	(2.613)	(701)	-	(222.772)
Provisão (reversão) para litígios	(3.789)	(2.503)	(59.493)	14	(105)	73	(2.447)	-	(68.250)
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos	(5.300)	-	-	-	-	-	(62)	-	(5.362)
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	12.136	(12.645)	(24.847)	-	(3.128)	(441)	-	-	(28.925)
Custo de construção	-	(40.769)	(222.351)	-	-	(2.977)	-	-	(266.097)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(56.126)	(6.504)	(34.014)	11.355	(31.488)	936	(779)	5.823	(110.797)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	(3.255)	20.668	-	(14)	-	-	(1.014)	-	16.385
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	460.570	134.553	246.304	4.389	13.802	22.444	(12.690)	-	869.372
Receitas financeiras	26.722	5.879	94.155	10.121	2.961	3.441	63.384	(19)	206.644
Despesas financeiras	(123.597)	(36.844)	(72.163)	(32)	(11.526)	(5.057)	(55.657)	19	(304.857)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	363.695	103.588	268.296	14.478	5.237	20.828	(4.963)	-	771.159
Imposto de renda e contribuição social	(132.208)	(25.673)	(93.214)	(4.901)	(1.733)	(4.634)	(2.834)	-	(265.197)
LUCRO (PREJUÍZO) DO PERÍODO	231.487	77.915	175.082	9.577	3.504	16.194	(7.797)	-	505.962

35.5 Adições no ativo não circulante por segmento reportável

31.03.2020	Energia elétrica			TEL	GÁS	HOL	Consolidado
	GET	DIS	COM				
Ativos de contrato	-	194.751	-	-	4.629	-	199.380
Imobilizado	10.579	-	3	19.449	-	-	30.031
Intangível	926	-	169	132	-	-	1.227
Direito de uso de ativos	23.916	64.825	7	6.756	15.305	271	111.080
IFRS 16 (NE nº 28.1)	23.916	46.974	7	6.756	14.907	271	92.831
Adições do período	-	17.851	-	-	398	-	18.249

36 Instrumentos Financeiros

36.1 Categorias e apuração do valor justo dos instrumentos financeiros

Consolidado	NE nº	Nível	31.03.2020		31.12.2019	
			Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
Ativos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Caixa e equivalentes de caixa (a)	5	1	3.014.957	3.014.957	2.941.727	2.941.727
Títulos e valores mobiliários (b)	6	1	740	740	2.429	2.429
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2	291.945	291.945	279.652	279.652
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (c)	10.1 e 10.2	3	1.177.213	1.177.213	1.161.203	1.161.203
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (d)	10.5	3	69.182	69.182	72.553	72.553
Valor justos dos derivativos - contrato a termo (e)	12	3	23.404	23.404	-	-
Valor justo na compra e venda de energia (e)	12	3	527.838	527.838	460.635	460.635
Outros investimentos temporários (f)		1	12.657	12.657	15.566	15.566
Outros investimentos temporários (f)		2	9.718	9.718	12.168	12.168
			5.127.654	5.127.654	4.945.933	4.945.933
Custo amortizado						
Cauções e depósitos vinculados (a)			140	140	147	147
Caução STN (g)	22.1		127.156	109.178	98.433	94.671
Clientes (a)	7		3.119.077	3.119.077	3.182.567	3.182.567
Repasso CRC ao Governo do Estado do Paraná (h)	8		1.319.911	1.421.318	1.350.685	1.488.456
Ativos financeiros setoriais (a)	9		377.432	377.432	473.989	473.989
Contas a receber vinculadas à concessão - RBSE (c)	10.4		730.199	730.199	724.712	724.712
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (i)	10.3		650.600	740.960	670.196	738.483
			6.324.515	6.498.304	6.500.729	6.703.025
Total dos ativos financeiros			11.452.169	11.625.958	11.446.662	11.648.958
Passivos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Valor justo na compra e venda de energia (e)	29	3	315.584	315.584	251.973	251.973
Valor justos dos derivativos - contrato a termo (e)	29	3	-	-	1.203	1.203
			315.584	315.584	253.176	253.176
Custo amortizado						
Passivos financeiros setoriais (a)	9		103.319	103.319	102.284	102.284
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil (g)	13.2		-	-	18.063	18.001
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert (g)	13.2		489.262	442.658	497.207	439.519
Fornecedores (a)	21		1.725.414	1.725.414	1.873.193	1.873.193
Empréstimos e financiamentos (g)	22		3.105.501	3.141.101	3.168.710	3.110.104
Debêntures (j)	23		8.222.241	8.222.952	8.540.366	8.540.366
Passivo de arrendamentos (a)			106.309	106.309	96.604	96.604
Contas a pagar vinculadas à concessão (k)	27		623.242	706.200	612.587	690.326
			14.375.288	14.447.953	14.909.014	14.870.397
Total dos passivos financeiros			14.690.872	14.763.537	15.162.190	15.123.573

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.
- Os critérios estão divulgados na NE nº 4.4 das Demonstrações Financeiras de 31.12.2019.

- d) Os ativos de geração têm valores justos similares aos valores contábeis, conforme NE nº 4.4 das Demonstrações Financeiras de 31.12.2019.
- e) Os ativos e passivos equivalem ao seu respectivo valor contábil conforme NE nº 4.15 das Demonstrações Financeiras de 31.12.2019.
- f) 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.
- g) Utilizado como premissa básica o custo da última captação realizada pela Companhia, 120,0% do CDI, para desconto do fluxo de pagamentos esperado.
- h) Utilizada como premissa a comparação com o título Notas do Tesouro Nacional - NTN-B, de longo prazo e pós-fixado, a NTN-B Principal com vencimento em 15.08.2026, que paga em torno de 3,52% a.a. mais IPCA.
- i) 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%).
- j) Calculado conforme cotação do Preço Unitário - PU em 31.03.2020, obtido junto à Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiros e de Capitais - Anbima, líquido do custo financeiro a amortizar.
- k) Utilizada a taxa de desconto real e líquida, de 8,26% a.a., compatível com a taxa estimada pela Companhia para projetos de longo prazo.

36.2 Gerenciamento dos riscos financeiros

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

36.2.1 Risco de crédito

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

Consolidado		
Exposição ao risco de crédito	31.03.2020	31.12.2019
Caixa e equivalentes de caixa (a)	3.014.957	2.941.727
Títulos e valores mobiliários (a)	292.685	282.081
Cauções e depósitos vinculados (a)	127.296	98.580
Clientes (b)	3.119.077	3.182.567
Repasso CRC ao Governo do Estado do Paraná (c)	1.319.911	1.350.685
Ativos financeiros setoriais (d)	377.432	473.989
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (e)	1.177.213	1.161.203
Contas a receber vinculadas à concessão - RBSE (f)	730.199	724.712
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (g)	650.600	670.196
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (h)	69.182	72.553
Outros investimentos temporários (i)	22.375	27.734
	10.900.927	10.986.027

- 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 decorrente da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Tal risco está diretamente relacionado a fatores internos e externos à Copel. Para reduzir esse tipo de risco, a Companhia atua na gestão de contas a receber, detectando os consumidores inadimplentes, 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 o risco desse crédito reduzido, visto que as amortizações são garantidas com recursos provenientes de dividendos.
- 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, correspondente aos custos não recuperados por meio de tarifa.
- e) 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.
- f) A Administração considera o risco de crédito reduzido para o saldo relativo aos ativos RBSE, mesmo observadas as liminares que reduziram provisoriamente a RAP a ser recebida, conforme descrito na NE nº 10.4.
- g) 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.
- h) 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. A expectativa da Administração sobre a indenização destes ativos indica a recuperabilidade dos saldos registrados.
- i) 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.

36.2.2 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 2024, repetem-se os indicadores de 2023 até o horizonte da projeção.

Consolidado	Juros (a)	Menos de 1 mês	1 a 3 meses	3 meses a 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
31.03.2020							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 22	34.949	69.497	425.664	1.905.988	1.601.680	4.037.778
Debêntures	NE nº 23	55.986	417.328	958.997	6.810.620	1.636.369	9.879.300
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	6.175	12.350	58.258	343.033	1.366.389	1.786.205
Fornecedores	-	1.266.716	169.388	67.595	221.715	-	1.725.414
Pert	Selic	4.158	8.347	37.963	219.571	317.107	587.146
Passivos Financeiros Setoriais	Selic	-	-	-	108.349	-	108.349
Passivo de arrendamentos	NE nº 28	3.752	7.526	30.609	80.226	18.981	141.094
		1.371.736	684.436	1.579.086	9.689.502	4.940.526	18.265.286

(a) Taxa de juros efetiva - média ponderada.

Conforme divulgado nas NEs nºs 22.5 e 23.3, a Companhia e suas controladas têm empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas contratuais restritivas (*covenants*) que podem exigir a antecipação do pagamento dessas obrigações.

Em 31.03.2020, a Copel apresentou capital circulante líquido negativo de R\$ 333.215 no balanço da Controladora. A Administração vem monitorando a evolução da liquidez e adotando ações para equacionamento da capacidade financeira de curto prazo, destacando-se: redução do programa de investimentos da Companhia e manutenção das ações de reduções de custos, bem como o alongamento da dívida, já previsto pela Administração.

36.2.3 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.

A dívida em moeda estrangeira da Companhia não é significativa e não existe exposição a operações com derivativos de câmbio. A Companhia mantém monitoramento das taxas cambiais.

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 Compagás 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.

Para o cenário base, foram considerados os saldos existentes nas respectivas contas em 31.03.2020 e, para o cenário provável, considerou-se os saldos com a variação da taxa de câmbio - fim de período (R\$/US\$ 5,00) prevista na mediana das expectativas de mercado para 2020 do Relatório Focus do Bacen de 30.04.2020. Para os cenários 1 e 2, foi considerada deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável.

Risco cambial	Risco	Base	Cenários projetados - dez.2020		
		31.03.2020	Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ativos financeiros					
Caução STN (garantia de empréstimo STN)	Baixa do dólar	127.156	(4.860)	(35.434)	(66.008)
		127.156	(4.860)	(35.434)	(66.008)
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos - STN	Alta do dólar	(142.588)	5.450	(28.835)	(63.119)
Fornecedores					
Eletrobras (Itaipu)	Alta do dólar	(264.343)	10.103	(53.456)	(117.016)
Aquisição de gás	Alta do dólar	(49.006)	1.873	(9.910)	(21.693)
		(455.937)	17.426	(92.201)	(201.828)

Além da análise de sensibilidade exigida pela Instrução CVM nº475/2008, a Companhia avalia seus instrumentos financeiros considerando os possíveis efeitos no resultado e patrimônio líquido frente aos riscos avaliados pela Administração da Companhia na data das informações trimestrais, conforme sugerido pelo CPC 40 (R1) Instrumentos Financeiros: Evidenciação. Baseado na posição patrimonial e no valor nominal dos instrumentos financeiros em aberto em 31.03.2020, estima-se que esses efeitos seriam próximos aos valores mencionados na coluna de cenário projetado provável da tabela acima, uma vez que as premissas utilizadas pela Companhia são próximas às descritas anteriormente.

b) Risco cambial - euro

Esse risco decorre da possibilidade da perda por conta de flutuações nas taxas de câmbio com reflexos no valor justo das operações com instrumentos financeiros derivativos de compra a termo de moeda sem entrega física (NDF - *Non Deliverable Forward*), cujos ganhos e perdas são reconhecidos no resultado da Companhia.

Baseado nos valores nominais de 22 milhões de euros, em aberto em 31.03.2020, o valor justo foi estimado pela diferença entre os valores contratados nos respectivos termos e as cotações futuras da moeda (taxas referenciais da B3), trazidos a valor presente pela taxa pré na mesma data. O saldo ativo, registrado em 31.03.2020, está apresentado na NE nº 12. O saldo passivo, em 31.12.2019, está apresentado na NE nº 29.

Análise de sensibilidade sobre as operações com instrumentos financeiros derivativos

A Companhia desenvolveu análise de sensibilidade com objetivo de mensurar o impacto da exposição à variação da cotação do Euro (€).

As análises de sensibilidade foram preparadas de acordo com a Instrução CVM nº 475/08, considerando, para os cenários 1 e 2, a elevação ou queda de 25% e 50% nas cotações futuras, aplicados sobre a cotação futura de 31.03.2020. Os resultados obtidos são estes:

Consolidado	Variação na taxa cambial	Base 31.03.2020	Cenários projetados	
			Cenário 1	Cenário 2
Ganhos (perdas) em operações com instrumentos financeiros derivativos	Elevação	23.404	53.837	84.828
	Queda	23.404	(8.147)	(39.139)

c) 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.

Para o cenário base, foram considerados os saldos existentes nas respectivas contas em 31.03.2020 e para o cenário provável considerou-se os saldos com a variação dos indicadores: CDI/Selic - 2,75%, IPCA - 1,97%, IGP-DI - 4,70%, IGP-M - 4,90% e TJLP - 5,20%, previstos na mediana das expectativas de mercado para 2020 do Relatório Focus do Bacen de 30.04.2020, exceto a TJLP, que considera a projeção interna da Companhia.

Para os cenários 1 e 2, foi considerada uma deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável.

Risco de taxa de juros e variações monetárias	Risco	Base 31.03.2020	Cenários projetados - dez.2020		
			Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ativos financeiros					
Títulos e valores mobiliários	Baixa CDI/Selic	292.685	7.106	5.341	3.572
Cauções e depósitos vinculados	Baixa CDI/Selic	140	3	3	2
Repasso CRC ao Governo do Estado do Paraná	Baixa IGP-DI	1.319.911	46.259	34.744	23.196
Ativos financeiros setoriais	Baixa Selic	377.432	7.758	5.823	3.886
Contas a receber vinculadas à concessão	Baixa IPCA	2.558.012	37.702	28.294	18.874
Contas a receber vinculadas à concessão de geração	Indefinido (a)	69.182	-	-	-
		4.617.362	98.828	74.205	49.530
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos					
Banco do Brasil	Alta CDI	(640.442)	(13.164)	(16.441)	(19.713)
BNDES	Alta TJLP	(2.155.430)	(83.527)	(104.246)	(124.902)
BNDES	Alta IPCA	(3.979)	(59)	(73)	(88)
Banco do Brasil - Repasse de recursos do BNDES	Alta TJLP	(92.826)	(3.597)	(4.489)	(5.379)
Caixa Econômica Federal	Alta TJLP	(289)	(11)	(14)	(17)
Outros	Sem Risco	(69.947)	-	-	-
Debêntures	Alta CDI/Selic	(6.126.689)	(125.948)	(157.303)	(188.605)
Debêntures	Alta IPCA	(1.973.520)	(29.088)	(36.337)	(43.579)
Debêntures	Alta TJLP	(122.032)	(4.729)	(5.902)	(7.071)
Passivo de arrendamentos		(106.309)	-	-	-
Passivos financeiros setoriais	Alta Selic	(103.319)	(2.124)	(2.652)	(3.180)
Pert	Alta Selic	(489.262)	(10.057)	(12.560)	(15.060)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IGP-M	(570.131)	(20.827)	(25.995)	(31.148)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IPCA	(53.111)	(783)	(978)	(1.173)
		(12.507.286)	(293.914)	(366.990)	(439.915)

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

Além da análise de sensibilidade exigida pela Instrução CVM nº 475/2008, a Companhia avalia seus instrumentos financeiros, considerando os possíveis efeitos no resultado e patrimônio líquido frente aos riscos avaliados pela Administração da Companhia na data das informações trimestrais, conforme sugerido pelo CPC 40 (R1). Com base na posição patrimonial e no valor nocional dos instrumentos financeiros em aberto em 31.03.2020, estima-se que esses efeitos seriam próximos aos valores mencionados na coluna de cenário projetado provável da tabela acima, uma vez que as premissas utilizadas pela Companhia são próximas às descritas anteriormente.

36.2.4 Risco quanto à escassez de energia

Aproximadamente 64% 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.

A partir de 2014, os reservatórios das regiões Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste enfrentaram situações climáticas adversas, levando os órgãos responsáveis pelo setor a adotarem medidas de otimização dos recursos hídricos para garantir o pleno atendimento à carga. No primeiro trimestre de 2020, os reservatórios do Nordeste e Norte tiveram boas recuperações em seus níveis, o que praticamente reduz a zero o risco de racionamento nestes subsistemas. Como o sistema é interligado, os subsistemas do Sul e do Sudeste/Centro-Oeste, apesar de estarem em níveis armazenamentos menores, também acabam por ter baixo risco de falta de energia uma vez que podem fazer uso da energia armazenada nos outros dois subsistemas.

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE tem mantido os indicadores de risco de déficit de energia dentro da margem de segurança, nas projeções de curto prazo. O mesmo posicionamento é adotado pelo ONS em relação ao risco de déficit no médio prazo, conforme apresentado no Plano da Operação Energética 2019-2023 - PEN 2019.

Embora os estoques nos reservatórios não sejam os ideais, sob o ponto de vista dos órgãos reguladores, quando combinados com outras variáveis, como o menor crescimento do consumo, são suficientes para manter o risco de déficit dentro da margem de segurança estabelecida pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE (risco máximo de 5%) em todos os subsistemas.

36.2.5 Risco quanto aos impactos do GSF

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 aflúncias 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, abordagem atualmente adotada 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, Santa Clara, Fundão, 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.

36.2.6 Risco de não prorrogação das concessões de geração e transmissão

Atualmente, 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. 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.

A concessionária deve solicitar a prorrogação da concessão com antecedência mínima de 60 meses da data final do contrato ou ato de outorga para usinas de geração de energia hidrelétrica e 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 receita inicial.

Contudo, em 2019 foi publicado o Decreto nº 10.135/2019 que regulamentou a outorga dos contratos de concessão no setor elétrico associada à privatização através de alienação do controle de titular de concessão de serviço público de geração de energia elétrica, alterando o 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.

A Copel possui 2 usinas com o vencimento da concessão nos próximos 5 anos.

Para a Usina Hidrelétrica Governador Bento Munhoz da Rocha Netto - UHE GBM (1676 MW), que terá sua concessão vencida em 2023, a Companhia não manifestou interesse pela prorrogação da concessão tendo em vista que estudos internos demonstraram que a prorrogação mediante alteração do regime de exploração antecipado seria desvantajosa econômica e financeiramente em relação a exploração da usina no atual regime, até o seu vencimento. Em 03.03.2020, a Copel GeT transferiu a concessão da UHE GBM para a subsidiária F.D.A. Geração de Energia Elétrica S.A. com o objetivo de alienar o controle desta concessionária e, desta forma, possibilitar uma nova outorga pelo prazo de 30 anos.

Com relação à UHE São Jorge, cuja concessão vence em 2024, 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, 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 lei, a Companhia poderá se manifestar sobre a intenção em prorrogar a concessão da UHE Apucarantina até outubro de 2020 e das UHEs Guaricana e Chaminé até agosto de 2021. 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.

36.2.7 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 na extinção da concessão (cláusula décima oitava, subcláusula primeira), respeitadas as disposições do contrato, particularmente o direito à ampla defesa e ao contraditório.

Indicadores e penalidades

Ano	Indicador	Critérios	Penalidades
até 2020	Eficiência econômico-financeira e de qualidade	2 anos consecutivos ou ao final do período de 5 anos (2020)	extinção da concessão
	Indicadores de qualidade	2 anos consecutivos ou 3 vezes em 5 anos	limitação de distribuição de dividendos e JCP
	Eficiência econômico-financeira	no ano base	aporte de capital (a) limitação de distribuição de dividendos e JCP regime restritivo de contratos com partes relacionadas
A partir do 6º ano (2021)	Eficiência econômico-financeira	2 anos consecutivos	extinção da concessão
	Indicadores de qualidade	3 anos consecutivos	

Metas definidas à Copel Distribuição nos primeiros cinco anos após a prorrogação do contrato de concessão

Ano	Gestão Econômico-Financeira	Realizado	Qualidade - limites ^(a)		Qualidade - realizado	
			DECi ^(b)	FECi ^(b)	DECi	FECi
2016			13,61	9,24	10,80	7,14
2017	LAJIDA ≥ 0 ^(c)	661.391	12,54	8,74	10,41	6,79
2018	LAJIDA (-) QRR ≥ 0 ^(d)	550.675	11,23	8,24	10,29	6,20
2019	{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} ≤ 1 / (0,8 * SELIC) ^(e)		10,12	7,74	9,10	6,00
2020	{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} ≤ 1 / (1,11 * SELIC) ^(e)		9,83	7,24	-	-

(a) Conforme NT 0335/2015 Aneel.

(b) DECi - Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora; e FECi - Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora.

(c) Lajida regulatório ajustado por eventos não recorrentes (PDV, benefício pós emprego, provisões e reversões) conforme subcláusula sexta, anexo III, do Quinto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão.

(d) QRR: Quota de Reintegração Regulatória ou Despesa de Depreciação Regulatória. Será o valor definido na última Revisão Tarifária Periódica - RTP, acrescido do IGPM entre o mês anterior ao da RTP e o mês anterior ao do período de 12 meses da aferição de sustentabilidade econômico-financeira.

(e) Selic: limitada a 12,87% a.a.

36.2.8 Risco de não prorrogação da concessão de distribuição de gás

Conforme apresentado na NE nº 2.1.1, a data de vencimento da concessão de distribuição de gás da controlada Compagás está em discussão junto ao poder concedente.

Em caso de não prorrogação da concessão, a Compagás 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.

36.2.9 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, que 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. Entretanto, caso as distribuidoras apurem níveis de contratação inferiores ou superiores aos limites regulatórios, estas ainda poderão manter a garantia de neutralidade caso se identifique que tal violação decorre de acontecimentos extraordinários e imprevisíveis, os quais não permitem gerenciamento por parte do comprador.

Em relação à contratação de 2020, os cenários de oferta e demanda considerados neste primeiro trimestre apontavam que neste ano a Copel DIS atingiria nível de contratação dentro dos limites regulatórios. Entretanto, após a adoção de medidas governamentais para conter os efeitos da Covid-19, implementadas a partir da segunda quinzena de março, foi observada uma redução importante do consumo de energia elétrica no Estado do Paraná, fenômeno também verificado em praticamente todos os demais estados brasileiros.

Este cenário atual, além de inédito, guarda incertezas sobre sua evolução e reflexos futuros. Por conta disto, embora seja esperado o aumento do nível de contratação, ainda não é possível afirmar que resultará em sobrecontratação. Não obstante, a medida em que o acompanhamento diário do consumo prover maior volume de dados e informações, será possível reavaliar as projeções iniciais e mensurar este risco.

Adicionalmente, é importante destacar que todas as distribuidoras têm encaminhado à ANEEL, diariamente, informações dos seus mercados realizados, para que o órgão regulador tenha acesso de forma independente e isonômica aos efeitos das medidas de isolamento social. Neste sentido, a Copel DIS entende que devido ao caráter extraordinário desta situação, deverá manter preservada a garantia de neutralidade da compra de energia e envidará esforços para que uma eventual sobrecontratação seja reconhecida como involuntária.

36.2.10 Risco quanto à escassez de gás

O mercado de gás natural no Paraná é composto pelos consumidores da Compagás (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). A Compagás possui contrato de suprimento de gás natural até dezembro de 2021, gás este proveniente da Bolívia, e está realizando uma chamada pública para consulta ao mercado sobre propostas para suprimento de gás natural a partir de janeiro de 2022. Já a UEG Araucária negocia contratos de gás natural de curta duração por não ter energia elétrica gerada contratada no ambiente regulado.

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, a Agência Nacional do Petróleo 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, com uma regulação aperfeiçoada.

No âmbito do Novo Mercado de Gás, a oferta de gás natural já demonstra crescimento e diversificação, tendo-se como alternativas a importação de gás da Bolívia, importação de gás natural liquefeito (GNL) que possui grande oferta mundial, 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.

Em relação à malha de transporte, as mudanças na regulação para possibilitar o acesso de novos agentes, as chamadas públicas oportunamente realizadas pela TBG (transportador do Gasbol) que tem como finalidade o estabelecimento de regime de contratação de capacidade no gasoduto e o Plano Indicativo de Gasodutos (PIG) coordenado pela EPE, dão uma visão de melhor estruturação do setor e planejamento adequado para atendimento às demandas atuais e futuras, ainda que para estas últimas sejam necessários investimentos.

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 Compagás, 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.

36.2.11 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. Em 31.03.2020 o saldo consolidado da provisão registrado no passivo referente a não performance é de R\$ 69.352 (R\$ 65.790, em 31.12.2019), que poderá ser compensado com uma maior produção futura, medida dentro do ciclo contratual anual e/ou quadrienal.

36.2.12 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, apurado pela diferença entre o preço contratado e o preço de mercado futuro estimado pela Companhia.

Baseado nos valores nocionais de R\$ 5.071.848 para contratos de compra e de R\$ 5.115.179 para contratos de venda de energia elétrica, em aberto em 31.03.2020, o valor justo foi estimado utilizando os preços definidos internamente pela Companhia na última semana de março de 2020, que representavam a melhor estimativa do preço de mercado futuro. A taxa de desconto utilizada tem como referência a taxa de retorno das NTN-B divulgada pela Anbima, em 31.03.2020, ajustada pelo risco de crédito e pelo risco adicional de projeto.

Os saldos patrimoniais, referentes à estas transações em aberto em 31.03.2020, estão abaixo apresentados.

Consolidado	Ativo	Passivo	Saldo líquido
Circulante	60.770	(59.893)	877
Não circulante	467.068	(255.691)	211.377
	527.838	(315.584)	212.254

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

O principal fator de risco é a exposição à variação dos preços de mercado da energia. A variação da taxa de desconto não impacta de forma relevante o valor justo apurado.

As análises de sensibilidade foram preparadas de acordo com a Instrução CVM nº 475/08. Para o cenário provável consideraram-se os saldos atualizados com a curva de preços de mercado e taxa NTN-B em 05.05.2020. Para os cenários 1 e 2, a elevação ou queda de 25% e 50% foram aplicadas sobre os preços futuros considerados no cenário provável. Os resultados obtidos são estes:

Consolidado	Varição no preço	Base 31.03.2020	Cenários projetados		
			Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ganhos (perdas) não realizados em operações de compra e venda de energia em mercado ativo	Elevação	212.254	214.626	277.254	339.882
	Queda	212.254	214.626	151.998	89.370

36.2.13 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.

36.3 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.

36.3.1 Endividamento em relação ao patrimônio líquido:

Endividamento	Controladora		Consolidado	
	31.03.2020	31.12.2019	31.03.2020	31.12.2019
Empréstimos e financiamentos	783.030	785.703	3.105.501	3.142.383
Debêntures	809.122	1.112.721	8.222.241	8.429.710
(-) Caixa e equivalentes de caixa	38.921	25.304	3.014.957	2.941.727
(-) Títulos e valores mobiliários	90	90	292.685	282.081
Dívida líquida	1.553.141	1.873.030	8.020.100	8.348.285
Patrimônio líquido	17.764.684	17.252.414	18.109.128	17.598.212
Endividamento em relação ao patrimônio líquido	0,09	0,11	0,44	0,47

37 Transações com Partes Relacionadas

Consolidado Parte Relacionada / Natureza da operação	Ativo		Passivo		Receita		Custo / Despesa	
	31.03.2020	31.12.2019	31.03.2020	31.12.2019	31.03.2020	31.03.2019	31.03.2020	31.03.2019
Controlador								
Estado do Paraná - dividendos			190.664	190.664	-	-	-	-
Repasse CRC (NE nº 8)	1.319.911	1.350.685	-	-	44.232	56.752	-	-
Programa Luz Fraterna (a)	7.212	7.478	-	-	-	-	-	-
Programa Tarifa Rural Noturna (a)	8.696	7.639	-	-	-	-	-	-
Programa Morar Bem Paraná (a)	227	-	-	-	-	-	-	-
Empregados cedidos (b)	18	33	-	-	-	-	-	-
Serviços de telecomunicações (c)	17.475	16.312	-	-	10.953	10.543	-	-
Sistema Meteorológico do Paraná - Simepar (d)	-	-	181	185	-	-	(570)	(534)
Entidades com influência significativa								
BNDES e BNDESPAR - dividendos (e)			130.204	130.204	-	-	-	-
Financiamentos (NE nº 22)	-	-	2.182.157	2.231.409	-	-	(37.845)	(47.141)
Debêntures - Compagás (NE nº 23)	-	-	10.310	11.783	-	-	(358)	(358)
Debêntures - eólicas (NE nº 23) (f)	-	-	250.385	253.877	-	-	(6.751)	(7.520)
Entidade controlada pelo Estado do Paraná								
Sanepar (c) (g)	285	294	405	311	1.235	1.112	(1.722)	(1.369)
Empreendimentos controlados em conjunto								
Voltalia São Miguel do Gostoso - dividendos	1.032	1.032	-	-	-	-	-	-
Caiuá Transmissora de Energia (c) (h) (i) (j)	256	256	1.311	1.512	767	496	(3.993)	(3.269)
Dividendos	4.443	4.443	-	-	-	-	-	-
Integração Maranhense Transmissora (i) (j)	-	-	143	161	-	-	(504)	(457)
Dividendos	4.306	4.306	-	-	-	-	-	-
Matrinchã Transmissora de Energia (i) (j)	-	-	775	829	-	-	(2.662)	(2.445)
Dividendos	30.651	31.793	-	-	-	-	-	-
Guaraciaba Transmissora de Energia (i) (j)	-	-	391	383	-	-	(1.336)	(1.099)
Dividendos	16.173	14.846	-	-	-	-	-	-
Paranaíba Transmissora de Energia (i) (j)	-	-	575	638	-	-	(1.995)	(1.705)
Dividendos	5.962	5.962	-	-	-	-	-	-
Cantareira Transmissora de Energia (i) (j)	-	-	418	467	-	-	(857)	(504)
Dividendos	7.286	7.286	-	-	-	-	-	-
Mata de Santa Genebra Transmissão (i) (j) (k)	4.679	2.035	269	10	4.465	10.754	(320)	-
Coligadas								
Dona Francisca Energética S.A. (l)	14	40	1.436	1.436	41	-	(4.214)	(1.436)
Dividendos	99	-	-	-	-	-	-	-
Foz do Chopim Energética Ltda. (c) (m)	177	209	-	-	538	654	-	-
Sercomtel S.A. Telecomunicações (c) (n)	5.176	4.436	-	-	2.116	2.103	(1)	(1)
Pessoal chave da administração								
Honorários e encargos sociais (NE nº 33.2)	-	-	-	-	-	-	(5.134)	(5.668)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 24.3)	-	-	-	-	-	-	(296)	(231)
Outras partes relacionadas								
Fundação Copel (c)	50	9	-	-	65	84	-	-
Aluguel de imóveis administrativos	-	-	10.204	14.662	-	-	(270)	(1.708)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 24.3)	-	-	1.201.599	1.194.936	-	-	-	-
Lactec (c) (o)	12	4	1.899	1.507	191	-	(473)	(424)

- 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 preenchem 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 que, em 31.03.2020, totalizam 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, face a tal condição, este valor não foi contabilizado, em atendimento ao que dispõem as normas contábeis vigentes. Considerando o tratamento tributário a ser aplicado, conforme determina a Receita Federal do Brasil na Instrução Normativa nº 1.753/2017, a Companhia efetuou a tributação sobre essa receita.

A Administração reforça que está envidando todos os esforços necessários e tomando todas as medidas cabíveis para preservação dos interesses da Companhia.

O Programa Tarifa Rural Noturna do Governo do Estado do Paraná regulamentado pelo Decreto nº 1.288 de 30.04.2019, compreende a concessão de desconto especial mensal na tarifa de energia elétrica e dos encargos decorrentes desse serviço, inclusive adicional de bandeira tarifária, referente ao consumo noturno para as unidades consumidoras consideradas nesse decreto. Esse programa prevê o pagamento pelo Governo Estadual à Copel Distribuição do valor correspondente a 60% do consumo de energia elétrica ativa da propriedade dos consumidores beneficiários, compreendido no período considerado como consumo noturno, conforme especificado no Decreto 1.288 de 30.04.2019.

- 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)** Receita da Copel TEL proveniente de serviços de telecomunicações e arrendamentos de equipamentos e infraestrutura. Os saldos apresentados são líquidos de Perdas de crédito esperadas.
- d)** 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 umidade, mapeamento e análise de ventos e descargas atmosféricas.
- e)** O BNDES é controlador da BNDES Participações S.A. - BNDESPAR, que possui ações da Copel (NE nº 31.1). Em 22.12.2018 encerrou a vigência do acordo de acionista entre o Estado do Paraná e o BNDESPAR, assinado em 22.12.1998.
- f)** 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.
- g)** Saneamento básico prestado pela Sanepar.
- h)** Contrato de prestação de serviços de operação e manutenção prestados pela Copel GeT, com vencimento em 09.05.2021. 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.
- i)** Encargos de uso do sistema de transmissão devidos pela Copel GeT, UEG Araucária e parques eólicos.

- j) 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.
- k) Contratos firmados pela Copel GeT: operação e manutenção, com vencimento em 1º.02.2023, prestação de serviços de engenharia do proprietário, assessoria e consultoria com vencimentos em maio de 2020 e compartilhamento de instalações com vencimento em 1º.01.2043.
- l) Contratos de conexão ao sistema de transmissão firmados pela Copel GeT, Costa Oeste e Marumbi, com vencimentos a partir de 17.08.2031 até 21.07.2048. Contrato de compra e venda de energia realizado pela Copel GeT, com vencimento em 31.03.2025.
- m) Contratos firmados pela Copel GeT: operação e manutenção, com vencimento em 23.05.2020, e conexão ao sistema de transmissão, com vencimento em 1º.01.2043.
- n) Contrato de compartilhamento de postes, realizado entre a Sercomtel S.A. Telecomunicações e a Copel DIS.
- o) 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, UEGA e com a Copel DIS, submetidos a controle prévio ou a posteriori, com anuência da Aneel. A Copel COM presta serviços e vende energia ao instituto.

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.

37.1 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 22 e 23.

A Copel forneceu garantias financeiras, na modalidade de carta fiança corporativa, para contratos de compra de energia elétrica efetuados pela Copel GeT, no total de R\$ 2.817 (R\$ 4.005 em 31.12.2019) e efetuados pela Copel Energia, no total de R\$ 105.124 (R\$ 21.846 em 31.12.2019).

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	Data da emissão	Vencimento final	Valor aprovado	Saldo 31.03.2020	% participação	Valor aval/fiança
(1) Caiuá Transmissora (a)	Financiamento	23.12.2013	15.02.2029	84.600	55.714	49,0	5.956
(2) Guaraciaba Transmissora	Financiamento	28.09.2016	15.01.2031	440.000	369.257	49,0	180.936
(3) Guaraciaba Transmissora	Debêntures	15.07.2018	15.12.2030	118.000	123.203	49,0	60.369
(4) Mata de Santa Genebra	Financiamento	30.11.2017	15.07.2033	1.018.500	1.086.644	50,1	544.409
(5) Mata de Santa Genebra	Debêntures	15.04.2019	15.11.2030	210.000	208.416	50,1	104.416
(6) Cantareira Transmissora de Energia (a)	Financiamento	28.12.2016	15.09.2032	426.834	447.436	49,0	28.175
(7) Cantareira Transmissora de Energia	Debêntures	09.01.2018	15.08.2032	100.000	98.682	49,0	48.354
							972.615

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

Instituição financeira financiadora: BNDES: (1) (2) (4) (6)

Destinação: programa de investimentos

Aval / Fiança: prestado pela Copel GeT: (1); prestado pela Copel: (2) (3) (4) (5) (6) (7).

Garantias da operação: penhor das ações de propriedade da Copel GeT nos empreendimentos.

Seguro Garantia de Fiel Cumprimento Empresa	Término da vigência	Importância segurada	% aval Copel GeT	Valor do aval
Matrinchã Transmissora	30.09.2020	90.000	49,0	44.100
Mata de Santa Genebra	31.05.2020	78.300	50,1	39.228
				83.328

38 Compromissos

Os compromissos relacionados a contratos de longo prazo ainda não incorridos, portanto não reconhecidos nas informações trimestrais, estão demonstrados a seguir:

Consolidado	31.03.2020	31.12.2019
Contratos de compra e transporte de energia	137.654.773	137.279.155
Aquisição de ativo imobilizado		
Construção de linhas de transmissão e subestações	94.227	115.732
Construção das usinas do empreendimento eólico Jandaíra	438.861	-
Construção da PCH Bela Vista	82.458	111.481
Obras de telecomunicações	79.383	90.769
Aquisição de ativo para obras de distribuição de energia elétrica	578.393	428.441
Obrigações de compra de gás	997.299	859.211

39 Seguros

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

Consolidado Apólice	Término da vigência	Importância segurada
Riscos Operacionais - UHE Baixo Iguaçu	31.05.2020	2.233.183
Riscos Operacionais - UHE Colíder	01.11.2020	2.166.984
Riscos Operacionais - Cutia e Bento Miguel	29.03.2021	2.165.557
Riscos Nomeados	24.08.2020	2.069.590
Riscos Operacionais - UEG Araucária (a)	31.05.2021	882.374
Riscos Operacionais - Brisa Potiguar	27.06.2020	890.763
Riscos Operacionais - UHE Governador Jayme Canet Junior	23.11.2020	799.290
Incêndio - imóveis próprios e locados	24.08.2020	662.791
Riscos Operacionais - São Bento	27.06.2020	569.835
Riscos Operacionais - Elejor	11.03.2021	302.984

(a) O valor da importância segurada de Riscos Operacionais - UEG Araucária foi convertido de dólar para real com a taxa do dia 31.03.2020, de R\$ 5,1987.

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.

40 Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa

40.1 Transações que não envolvem caixa

Dentre as movimentações ocorridas na rubrica de ativos de contrato, especificadas nas NEs nº 11.1 e 11.2, as aquisições totalizaram R\$ 218.580 (R\$ 232.811 em 31.03.2019). Deste valor, R\$ 73.308 (R\$ 57.124 em 31.03.2019) correspondem ao montante de compras efetuadas a prazo e ainda não quitadas até o final do período.

De acordo com as informações constantes na NE nº 18.2, as aquisições de imobilizado totalizaram R\$ 62.186 (R\$ 98.945 em 31.03.2019). Deste valor, R\$ 9.073 (R\$ 45.414 em 31.03.2019) correspondem ao montante de compras efetuadas a prazo e ainda não quitadas até o final do período.

Conforme a NE nº 28.1, as adições e ajustes por remuneração ocorridos no direito de uso de ativos totalizaram R\$ 18.318 (R\$ 1.849 em 31.03.2019), 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.

41 Eventos subsequentes

41.1 Efeito do coronavírus (Covid-19) nas demonstrações financeiras

A expectativa de queda no crescimento e de recessão em alguns segmentos empresariais, resultante da suspensão de certos negócios e atividades causada pelo surto de coronavírus, afeta a performance da economia brasileira, com efeitos subsequentes nas operações da Copel, impactando principalmente em redução na demanda por energia elétrica, podendo expor os níveis de energia já contratados no mercado livre e também afetar os limites regulatórios de contratação no mercado regulado. Além disso, a Companhia poderá ter efeitos decorrentes de: (i) aumento da inadimplência, (ii) redução nos preços futuros de curto prazo, e (iii) atraso no cronograma de obras, acarretando, conseqüentemente, em maior impacto sobre os resultados financeiros da Companhia.

Em 08.04.2020, foi emitida a Medida Provisória nº 950, pelo Governo Federal, que dispõe sobre medidas temporárias emergenciais destinadas ao setor elétrico para enfrentamento do estado de calamidade pública, estabelecendo isenção nas tarifas de energia, custeada pelo encargo do setor elétrico denominado Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, para os consumidores de baixa renda até o consumo de 220 kWh/mês, por um período de três meses, e prevendo recursos por meio de operação de crédito destinada a prover alívio financeiro às distribuidoras de energia elétrica. Nesta mesma data, a Aneel publicou Despacho nº 986, autorizando a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, a repassar aos agentes do setor, com características de consumo, os recursos financeiros excedentes disponíveis no fundo de reserva para alívio futuro de encargos, com o objetivo de reforçar a liquidez do setor em meio a pandemia. Ainda em 08.04.2020, a Companhia obteve acesso a recursos financeiros no montante de R\$ 84.881, que será registrado como passivo financeiro setorial. O referido despacho autoriza a CCEE a efetuar novos repasses ao longo de 2020.

A operação de crédito prevista na Medida Provisória nº 950, que hoje está sendo tratada pela Aneel e pelos Ministérios de Minas e Energia ("MME") e da Economia, e que prevê a criação da Conta Covid, tem como objetivo equilibrar o caixa das empresas de distribuição de energia elétrica e evitar que os efeitos da inadimplência e da redução no consumo de energia elétrica durante a pandemia do coronavírus afete todo o setor, bem como amenizará a pressão tarifária sobre os consumidores, em 2020, decorrente de custos extraordinários inseridos no contexto da pandemia do Covid-19.

Ressalta-se que a medida provisória não alcança os contratos de energia celebrados no mercado livre. A Copel poderá sofrer impacto na arrecadação proveniente deste mercado em razão da redução dos volumes contratados ou pela postergação do vencimento das faturas de energia de seus clientes. Eventuais medidas temporárias e emergenciais do Governo Federal não devem alcançar o mercado livre de energia, que deverá buscar negociações bilaterais ou ter a situação arbitrada pelo Poder Judiciário.

Em relação ao mercado cativo de distribuição, a Copel estima que no curto prazo haverá uma redução da receita e da arrecadação de recebíveis de fornecimento de energia, bem como um possível aumento na inadimplência dos grandes clientes, atendidos em alta tensão, e também da classe de consumo comercial, como resultado do prolongamento da política de distanciamento social. Em médio prazo, os efeitos podem ser ampliados para as demais classes de consumo, em especial à residencial.

Devido as medidas aplicadas pela Aneel no contexto do Covid-19, a Companhia não está realizando suspensão de fornecimento de energia para clientes residenciais, além de serviços e atividades essenciais. Neste sentido, um possível aumento na inadimplência dos consumidores, somada à queda na arrecadação e à paralisação de diversas atividades comerciais e industriais decorrentes das medidas de isolamento social podem afetar adversamente os resultados financeiros e econômicos da Companhia. Eventualmente, com a queda no consumo de energia, a Companhia poderá ficar em uma posição acima do limite regulatório permitido de sobrecontratação de energia elétrica.

A Copel tem acompanhado as projeções da carga emitidas pelos órgãos oficiais do setor elétrico, que já demonstram sinais de retração em 2020, fortemente impactados pela queda de consumo nos segmentos comercial e industrial. Essa queda tem provocado notificações por parte dos compradores de energia, sob a perspectiva e alegação de caso fortuito e força maior gerados pela pandemia da Covid-19, requerendo redução dos montantes dos contratos de energia e/ou parcelamento das faturas vincendas.

Forçadas pela retração da carga, as projeções de PLD e GSF para o restante do ano de 2020 já demonstram uma queda em relação às projeções anteriores à instauração do estado de calamidade pública provocada pela pandemia da Covid-19. Outro ponto de atenção são os eventuais impactos no cronograma de implantação de projetos de geração e transmissão, ou até mesmo na disponibilidade dos ativos existentes decorrentes de ações locais que impeçam o acesso às instalações ou de problemas com os fornecedores do setor, também afetados pela crise. A Administração, de forma diligente, tem acompanhado os prazos das obras em curso e mantém contínua comunicação com o regulador sobre eventuais atrasos que poderão ocorrer até a normalização das atividades comerciais do mercado como um todo.

Com o objetivo de monitorar e mitigar os impactos e consequências nas principais atividades, a Copel estabeleceu um Comitê de Contingência, conforme mencionado na NE nº 1 (a), e vem monitorado constantemente seus contratos, a liquidez do mercado de energia e o preço de curto prazo, bem como as negociações com o Órgão Regulador do setor elétrico brasileiro para a implementação de diretrizes que garantam a manutenção da sustentabilidade econômico-financeira de toda a cadeia de geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia elétrica e gás.

41.2 Entrada em operação de empreendimento - Mata de Santa Genebra

Em 03.05.2020, teve início a operação comercial da linha de transmissão 500 kV Araraquara 2 - Fernão Dias (Circuito 1), com 241 km de extensão, empreendimento pertencente à Mata de Santa Genebra Transmissão S.A), controlada em conjunto da Copel GeT. A operação comercial da nova linha de transmissão foi autorizada conforme Termo de Liberação Provisória ("TLP") ONS nº 71/5/2020 e passará a incrementar a Receita Anual Permitida da Mata de Santa Genebra em aproximadamente R\$ 52,1 milhões.

COMENTÁRIO DO DESEMPENHO

em 31 de março de 2020

em milhares de reais

1 Linhas de Distribuição

Redes Compactas - A Copel Distribuição S.A. vem implantando redes compactas em áreas urbanas com elevado grau de arborização nas proximidades das redes de distribuição. Essa tecnologia evita cortes e podas de árvores e melhora a qualidade do fornecimento, pois reduz o número de desligamentos. Ao final de março de 2020, a extensão das redes compactas instaladas era de 11.823 km (10.671 km em março de 2019), representando um acréscimo de 1.152 km em doze meses, variação de 10,8%.

Rede Secundária Isolada - A Copel Distribuição também está investindo em redes secundárias isoladas em baixa tensão (127/220 V), 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 e aumentar a vida útil dos transformadores pela redução do número de curtos-circuitos na rede, entre outras. Ao final de março de 2020, a extensão das redes de distribuição secundárias isoladas instaladas era de 19.402 km (18.435 km em março de 2019), representando um incremento de 967 km nos últimos doze meses, variação de 5,2%.

2 Mercado de Energia

Comportamento do mercado - A geração de energia da Copel Geração e Transmissão S.A. e parques eólicos nos três primeiros meses de 2020 foi de 2.475GWh (4.825GWh no mesmo período de 2019). O montante de energia comprada por meio de CCEAR (leilão) por parte da Copel Distribuição foi de 2.904GWh (3.068GWh no mesmo período de 2019) e de Itaipu foi de 1.367GWh (1.375GWh no mesmo período de 2019), conforme demonstrado no fluxo a seguir:

Fluxo de energia (GWh)		janeiro a março de 2020	
Geração própria		2.475	20,3%
Energia comprada		9.693	79,7%
Disponibilidade		12.168	
CCEAR	2.904		
Itaipu	1.367		
Dona Francisca	35		
CCEE (MCP)	54		
Angra:	241		
CCGF:	1.545		
MRE:	2.160		
Proinfa:	107		
Outros ¹ :	1.280		
Mercado Cativo	5.180	42,6%	
Concessionárias²	19	0,2%	
Suprimento concessionária CCEE³	46	0,4%	
Cessões MCSD EN⁴	172	1,4%	
Consumidores livres	1.943	16,0%	
Energia suprida	4.208	34,6%	
Contratos bilaterais	2.462		
CCEAR	889		
CER	229		
CCEE (MVE)	110		
CCEE(MCP)	509		
MRE	9		
Perdas e diferenças	600	4,9%	
Perdas rede básica	175		
Perdas distribuição	588		
Alocação de contratos no CG	(163)		

CCEAR: Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado.

CER: Contrato de Energia de Reserva.

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

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

MRE: Mecanismo de Realocação de Energia.

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

¹Outros: Energia comprada pela Copel Comercialização.

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

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

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

Venda de energia - Na tabela a seguir são apresentadas as vendas totais de energia da Copel, aberto entre Copel Distribuição, Copel Geração e Transmissão, Copel Comercialização e parques eólicos:

Classe			Em GWh
	jan a mar 2020	jan a mar 2019	Variação
Copel Distribuição			
Mercado cativo	5.180	5.245	-1,2%
Residencial	2.023	1.998	1,3%
Industrial	596	658	-9,4%
Comercial	1.243	1.298	-4,2%
Rural	695	665	4,5%
Outras	623	627	-0,6%
Concessionárias e permissionária	19	64	-70,3%
CCEE (Cessões MCSD EN)	172	-	-
CCEE (MVE)	109	-	-
CCEE (MCP) (a)	82	381	-78,5%
Total da Copel Distribuição	5.562	5.690	-2,2%
Copel Geração e Transmissão (com FDA)			
CCEAR (Copel Distribuição)	32	31	3,2%
CCEAR (outras concessionárias)	568	546	4,0%
Consumidores livres	832	974	-14,6%
Contratos bilaterais (Copel Comercialização)	1.783	1.114	60,1%
Contratos bilaterais ¹	721	810	-11,0%
CCEE (MCP) ²	418	629	-33,5%
Total da Copel Geração e Transmissão	4.354	4.104	6,1%
Parques Eólicos			
CCEAR (outras concessionárias)	328	325	0,9%
CER	228	226	0,9%
Total dos Parques Eólicos	556	551	0,9%
Copel Comercialização			
Consumidores livres	1.110	616	80,2%
Contratos bilaterais	1.787	1.298	37,7%
Total Copel Comercialização	2.897	1.914	51,4%
Total	13.369	12.259	9,1%

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

¹ Inclui Contratos de Venda no Curto Prazo.

² Garantia Física alocada no período, após impacto do GSF.

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 cativo da Copel Distribuição - A venda de energia para o mercado cativo da Copel Distribuição totalizou 5.180GWh no 1T20, redução de 1,2%, como consequência da migração de clientes industriais para o mercado livre e do menor consumo na classe comercial, parcialmente compensado pelo crescimento de 1,3% no consumo do segmento residencial. Destaca-se que a elevada base de comparação, em função da média de temperaturas mais altas registradas no primeiro trimestre do ano anterior, também influenciou no desempenho do mercado cativo.

A classe residencial consumiu 2.023GWh entre janeiro e março de 2020, registrando um crescimento de 1,3%, reflexo principalmente do aumento de 2,1% no número de clientes, parcialmente compensados pela retração de 0,8% do consumo médio mensal (175kWh/mês no 1T20 ante 177kWh/mês no 1T19). No primeiro trimestre de 2020 essa classe representou 39,1% do consumo do mercado cativo, totalizando 3.850.721 consumidores no final de março de 2020.

A classe industrial registrou queda de 9,4% no período de janeiro e março de 2020, totalizando 596GWh, reflexo, principalmente, da migração de clientes para o mercado livre, os quais representariam o consumo médio de aproximadamente 77GWh no trimestre. Ao final de março de 2020, a classe industrial representou 11,5% do consumo do mercado cativo, com 71.586 consumidores.

A classe comercial consumiu 1.243GWh no primeiro trimestre de 2020, redução de 4,2%. Esse resultado foi influenciado, principalmente, pela queda no consumo do segmento de construção de edifícios, como também das atividades artísticas, criativas e de espetáculos e da produção florestal. Esse resultado foi parcialmente compensado pelo desempenho positivo do consumo para as atividades de comércio atacadista. Ao final do 1T20, essa classe representava 24,0% do consumo do mercado cativo, com 407.554 consumidores.

A classe rural registrou aumento de 4,5% no consumo de energia no 1T20, totalizando 695GWh. Ao final de março de 2020, a classe representou 13,4% do consumo do mercado cativo da Copel com 349.237 consumidores.

As outras classes (poderes públicos, iluminação pública, serviços públicos e consumo próprio) totalizaram 623GWh consumidos entre janeiro e março de 2020, com redução de 0,5%. Em conjunto, essas classes representaram 12,0% do consumo do mercado cativo, com 58.870 consumidores ao final do 1T20.

Número de consumidores - O número de consumidores finais (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 março de 2019 foi de 4.656.533, representando um crescimento de 1,7% sobre o mesmo mês de 2018.

Classe	mar 2020	mar 2019	Variação
Residencial	3.850.721	3.772.134	2,1%
Industrial	71.586	72.510	-1,3%
Comercial	407.554	401.293	1,6%
Rural	349.237	351.663	-0,7%
Outras	58.870	57.762	1,9%
Total cativo	4.737.968	4.655.362	1,8%
Suprimento Fio (a)	7	7	0,0%
Consumidores livres (b)	1.497	1.164	28,6%
Total geral	4.739.472	4.656.533	1,8%

(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 2020	mar 2019
Copel e subsidiárias integrais		
Copel	100	76
Copel Geração e Transmissão	1.603	1.666
Copel Distribuição	4.939	5.325
Copel Telecomunicações	383	466
Copel Comercialização	40	35
	7.065	7.568
Controladas		
Compagás	143	159
Elejor	7	7
UEG Araucária	16	17
	166	183

4 Relações com o Mercado

De janeiro a março de 2020, as ações ordinárias nominativas (ON - código CPLE3) e as ações preferenciais nominativas classe B (PNB - código CPLE6) da COPEL estiveram presentes em 100% dos pregões da Brasil Bolsa Balcão (B3).

As ações em circulação totalizaram 68,93% do capital da Companhia. Ao final de março de 2020, o valor de mercado da COPEL, considerando as cotações de todos os mercados, ficou em R\$ 15.353.720 mil.

Na [B]3, as ações ON (CPLE3) fecharam o trimestre cotadas a R\$ 58,38 com variação negativa de 15,51%; as ações PNB (CPLE6) fecharam o trimestre cotadas a R\$ 53,50 com variação negativa de 22,54%. No mesmo período o IBOVSPA teve variação negativa de 36,86%.

Na Bolsa de Valores de Nova Iorque (NYSE), as ações ON são negociadas no “Nível 1” na forma de ADR’s, sob o código ELPVY, estiveram presentes em 11% dos pregões, fechando o período cotadas a US\$ 11,20 com variação negativa de 34,50%; as ações PNB são negociadas no “Nível 3” na forma de ADS’s, sob o código ELP, estiveram presentes em 100% dos pregões, fechando o período cotadas a US\$ 10,41 com variação negativa de 38,55 %. Neste mesmo período o índice DOW JONES teve variação negativa de 23,20%.

No LATIBEX (Mercado de Valores Latino-Americano em Euros), vinculado à Bolsa de Valores de Madri, as ações PNB da Companhia são negociadas sob o código XCOP, estiveram presentes em 31% dos pregões, fechando o período cotadas a € 9,65 com variação negativa de 36,51%. No mesmo período o índice LATIBEX *All Shares* teve variação negativa de 46,33%.

A tabela a seguir sintetiza as negociações das ações da Copel de janeiro a março de 2019:

Negociação das ações - jan a mar 2020	ON		PNB	
	Total	Média diária	Total	Média diária
B3				
Negócios	62.024	1.000	391.383	6.313
Quantidade	11.815.000	190.565	69.852.300	1.126.650
Volume (R\$ mil)	866.059	13.969	4.589.421	74.023
Presença nos pregões	62	100%	62	100%
Nyse				
Quantidade	1.431	204	47.447.139	765.276
Volume (US\$ mil)	21	3	720.122	11.615
Presença nos pregões	7	11%	62	100%
Latibex				
Quantidade	-	-	9.488	474
Volume (€ mil)	-	-	135	7
Presença nos pregões	-	-	20	31%

5 Tarifas

Tarifas de fornecimento de energia

Tarifas médias de fornecimento (a) - R\$/MWh	mar 2020	mar 2019	Varição
Industrial (b)	491,54	598,38	-17,9%
Residencial	504,68	505,00	-0,1%
Comercial	573,95	487,45	17,7%
Rural	469,21	341,76	37,3%
Outras	364,09	350,30	3,9%
	536,70	471,68	13,8%

(a) Não considera as bandeiras tarifárias, sem Pis/Cofins e líquido de ICMS.

(b) Não inclui consumidores livres.

Tarifas de compra de energia

Tarifas de compra de energia* - R\$/MWh	mar 2020	mar 2019	Variação
Itaipu (a)	328,17	245,25	33,8%
Leilão 2010 - H30	235,70	225,12	4,7%
Leilão 2010 - T15 (b)	153,71	110,77	38,8%
Leilão 2011 - H30	242,91	232,16	4,6%
Leilão 2011 - T15 (b)	192,46	183,11	5,1%
Leilão 2012 - T15 (b)	163,19	191,20	-14,7%
Leilão 2016 - T20 (b)	169,67	156,48	8,4%
Leilão CCEAR 2014 - 2019 (c)	-	168,81	-100,0%
Bilaterais	-	245,06	-100,0%
Angra	273,25	248,48	10,0%
Contrato de cotas de garantia física - CCGF (d)	99,88	93,54	6,8%
Santo Antonio	150,84	143,84	4,9%
Jirau	132,72	126,51	4,9%
Demais Leilões (e)	179,23	161,01	11,3%
Média	189,93	168,13	13,0%

(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) Disponibilidade.

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

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

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

Tarifas de suprimento de energia

Tarifas de suprimento de energia - R\$/MWh	mar 2020	mar 2019	Variação
Leilão - CCEAR 2011-2040	226,98	218,54	3,9%
Leilão - CCEAR 2013-2042	246,37	238,99	3,1%
Leilão - CCEAR 2015 - 2044 (a)	180,76	166,64	8,5%
Leilão - CCEAR 2018 - 2048	173,10	174,25	-
Concessionárias dentro do Estado do Paraná	213,58	204,07	4,7%

Com PIS/COFINS. Líquida de ICMS.

(a) Para o ano de 2018, a energia de Colíder foi submetida ao MCSD de Energia Nova. O atendimento dos CCEARs está sendo realizado parcialmente na proporção da entrada em operação comercial das suas unidades, conforme liminar sob a ação n.º 1018935-95.2017.4.01.3400.

6 Resultado Econômico-Financeiro

Receitas (NE nº 32)

A Receita operacional líquida, acumulada até março de 2020, atingiu R\$ 4.153.941 montante 6,6% superior aos R\$ 3.896.006 registrados no mesmo período de 2019.

Essa variação decorreu, principalmente, pelos seguintes fatos:

- a) aumento de 7,8% na Receita de fornecimento de energia elétrica, em virtude principalmente da cessação do Encargo da CDE-Energia a partir de outubro de 2019 devido a quitação da conta-ACR e do aumento de 4,2% no volume de energia vendida aos consumidores finais - destacando-se a elevação de 22,2% do mercado livre da Copel GeT e Copel Comercialização, compensado pela redução de 1,2% no consumo do mercado cativo da Copel DIS em decorrência da migração de clientes industriais para o

mercado livre, do menor consumo na classe comercial, parcialmente compensado pelo crescimento de 1,3% no consumo do segmento residencial e pela base elevada de comparação, em função da média de temperaturas mais altas registradas no primeiro trimestre do ano anterior, que também influenciou no desempenho inferior do mercado cativo, bem como pela redução tarifária de 4,11% da Copel DIS válida a partir de 24.06.2019.

- b) acréscimo de 32,8% na Receita de suprimento de energia elétrica, sobretudo pelo aumento de 22,4% na energia comercializada de contratos bilaterais e de 2,5% nos contratos em ambiente regulado, compensado pela menor liquidação de energia na CCEE e pelo menor PLD médio no período;
- c) estabilidade na Receita de disponibilidade da rede elétrica, devido essencialmente ao reajuste tarifário de 11,63% aplicado em junho de 2019 aos consumidores da distribuidora e pelo crescimento de 0,6% no consumo de energia, compensado pela menor receita de O&M dos ativos de transmissão;
- d) redução de 16,1% na Receita de telecomunicações, decorrente principalmente da redução do número de circuitos, sobretudo no mercado de varejo; e
- e) redução de 16,4% na Receita de Distribuição de gás canalizado impactado pela redução no volume comercializado de gás.

Custos e Despesas Operacionais (NE nº 33)

O total de custos e despesas operacionais atingiu R\$ 3.309.028 no primeiro trimestre de 2020, valor 8,7% superior aos R\$ 3.043.019 registrados no mesmo período de 2019. Os principais destaques foram:

- a) acréscimo de 6,2% em Energia elétrica comprada para revenda decorrente sobretudo da maior compra da energia de Itaipu e de contratos bilaterais para fazer frente ao maior volume de energia vendida no mercado livre;
- b) redução de 5,0% na remuneração de Pessoal e administradores, exceto provisão de PLR, em virtude principalmente da redução do quadro de empregados e política de redução de custos; compensada parcialmente pelo reajuste salarial, conforme acordo coletivo, de 2,92% em outubro de 2019;
- c) redução de 24,1% nas despesas com Gás natural e insumos para operação de gás decorrente do menor volume de aquisição para revenda;
- d) aumento de 28,2% na conta de depreciação e amortização decorrente do início da operação comercial das usinas de Colíder, Cutia e Baixo Iguaçu em 2019 e também dos ativos de telecomunicações;
- e) aumento de 30,1% em Perdas de crédito, provisões e reversões decorrente do *impairment* no segmento de geração e do acréscimo em Perdas de créditos esperadas; e

f) redução de 10,2% em Outros custos e despesas operacionais devido ao menor valor em perdas na desativação de bens e em compensação financeira pela utilização de recursos hídricos.

Resultado da Equivalência Patrimonial

Aumento de 39,6% em relação ao mesmo período de 2019, decorrente, principalmente, do melhor resultado das controladas em conjunto Guaraciaba e Cantareira, compensado pelo resultado negativo da Caiuá.

Resultado Financeiro (NE nº 34)

A variação positiva de R\$ 3.627 no resultado financeiro corresponde a 3,7% comparado com o mesmo período de 2019. Os destaques foram o aumento na receita variação cambial sobre cauções vinculadas a contrato de empréstimo em moeda estrangeira, no valor justo nos contratos a termo de moeda estrangeira e pelo menor encargo de dívidas, compensado pela maior despesa com variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu.

Lajida

O lucro antes dos juros, imposto de renda, depreciação e amortização - Lajida (*earnings before interest, taxes, depreciation and amortization - Ebitda*) está demonstrado a seguir:

Consolidado	31.03.2020	31.03.2019	Varição	31.12.2019
Cálculo do Lajida/Ebitda				
Lucro líquido do período	510.916	505.962	0,98%	2.062.869
IRPJ e CSLL diferidos	(4.696)	(24.619)	-80,93%	205.771
Provisão para IRPJ e CSLL	266.979	289.816	-7,88%	433.555
Despesas (receitas) financeiras, líquidas	94.586	98.213	-3,69%	488.486
Lajir/Ebit	867.785	869.372	-0,18%	3.190.681
Depreciação e Amortização	285.518	222.772	28,17%	1.093.836
Lajida/Ebitda	1.153.303	1.092.144	5,60%	4.284.517
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	1.134.634	1.066.964	6,34%	4.131.734
Atribuído aos acionistas não controladores	18.669	25.180	-25,86%	152.783
Cálculo da Margem do Ebitda				
Ebitda	1.153.303	1.092.144	5,60%	4.284.517
Receita Operacional Líquida - ROL	4.153.941	3.896.006	6,62%	16.244.274
Margem do Ebitda% (Ebitda ÷ ROL)	27,8%	28,0%	-0,7%	26,4%

O Lajida 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.

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	ADRIANA ANGELA ANTONIOLLI CARLOS BIEDERMANN DANIEL PIMENTEL SLAVIERO GUSTAVO BONINI GUEDES LEILA ABRAHAM LORIA LUIZ CLAUDIO MAIA VIEIRA MARCO ANTÔNIO BARBOSA CÂNDIDO OLGA STANKEVICIUS COLPO

COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

Presidente	MARCO ANTÔNIO BARBOSA CÂNDIDO
Membros	CARLOS BIEDERMANN LEILA ABRAHAM LORIA LUIZ CLAUDIO MAIA VIEIRA OLGA STANKEVICIUS COLPO

CONSELHO FISCAL

Presidente	DEMETRIUS NICHELE MACEI
Membros Titulares	HARRY FRANÇÓIA JÚNIOR JOSÉ PAULO DA SILVA FILHO LETÍCIA PEDERCINI ISSA MAIA ROBERTO LAMB
Membros Suplentes	EMIR CALLUF FILHO ESTEVÃO DE ALMEIDA ACCIOLY GILBERTO PEREIRA ISSA JOÃO LUIZ GIONA JUNIOR OTAMIR CESAR MARTINS

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 de Relações Institucionais	EDUARDO VIEIRA DE SOUZA BARBOSA
Diretor de Governança, Risco e <i>Compliance</i>	VICENTE LOIÁCONO NETO
Diretor Adjunto	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 TRIMESTRAIS

Aos Acionistas e Administradores da
Companhia Paranaense de Energia - COPEL

Introdução

Revisamos as informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas da Companhia Paranaense de Energia - COPEL ("Companhia"), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR, referentes ao trimestre findo em 31 de março de 2020, que compreendem o balanço patrimonial em

31 de março de 2020 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para o período de três meses findo nessa data e das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de três meses findo nessa data, incluindo as notas explicativas.

A Administração da Companhia é responsável pela elaboração dessas 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 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 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 anteriormente referidas 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 das ITR, e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela CVM

Ênfase

Assuntos relacionados à COVID 19

Sem modificar a nossa conclusão, chamamos a atenção para as notas explicativas nº 1 e nº 41 às informações financeiras intermediárias, nas quais a Companhia descreve os efeitos e potenciais efeitos da COVID-19 em suas operações, bem como as ações planejadas e as ações tomadas até o momento.

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 2020, elaboradas sob a responsabilidade da Administração 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 ITR, com o objetivo de concluir se elas estão conciliadas com as informações financeiras intermediárias e os registros contábeis, conforme aplicável, e se 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 DVA não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nessa norma e de forma consistente em relação às informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Curitiba, 14 de maio de 2020

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

Fernando de Souza Leite
Contador
CRC nº 1 PR 050422/O-3

**PARECER DO CONSELHO FISCAL SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
INTERMEDIÁRIAS REFERENTES AO PRIMEIRO TRIMESTRE DO EXERCÍCIO DE 2020**

Os membros do Conselho Fiscal da Companhia Paranaense de Energia - Copel, abaixo assinados, dentro de suas atribuições e responsabilidades legais e estatutárias, procederam ao exame das Demonstrações Financeiras Intermediárias referentes ao 1º trimestre de 2020 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 a auditoria independente, e, considerando ainda o Relatório de Revisão Limitada dos Auditores Independentes Deloitte Touche Tohmatsu, 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 2020, e opinam que tais demonstrações podem ser divulgadas.

Curitiba, 14 de maio de 2020

DEMETRIUS NICHELE MACEI
Presidente

HARRY FRANÇÓIA JÚNIOR

JOSÉ PAULO DA SILVA FILHO

LETÍCIA PEDERCINI ISSA MAIA

ROBERTO LAMB

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 no inciso II, parágrafo 1º, do artigo 29 da 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 relativamente às informações financeiras intermediárias da Copel, contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR, de 31.03.2020; e

(II) revimos, discutimos e concordamos com as informações financeiras intermediárias da Copel, contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR, de 31.03.2020.

E, por ser verdade, firmamos a presente.

Curitiba, 14 de abril de 2020

Daniel Pimentel Slaviero
Diretor Presidente

Ana Letícia Feller
Diretora de Gestão Empresarial

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

Cassio Santana da Silva
Diretor de Desenvolvimento de
Negócios

Eduardo Vieira de Souza Barbosa
Diretor Jurídico e de Relações
Institucionais

Vicente Loíacono Neto
Diretor de Governança, Risco e
Compliance