

Companhia Paranaense de Energia

CNPJ/MF 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 / 2019

SUMÁRIO

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	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	12
1 Contexto Operacional	12
2 Concessões e Autorizações	14
3 Base de Preparação	17
4 Principais Políticas Contábeis	20
5 Caixa e Equivalentes de Caixa	22
6 Títulos e Valores Mobiliários	22
7 Clientes	23
8 Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	24
9 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos	25
10 Contas a Receber Vinculadas à Concessão	26
11 Ativos de contrato	28
12 Outros Créditos	29
13 Tributos	30
14 Despesas Antecipadas	33
15 Partes Relacionadas	33
16 Depósitos Judiciais	34
17 Investimentos	35
18 Imobilizado	38
19 Intangível	42
20 Obrigações Sociais e Trabalhistas	43
21 Fornecedores	43
22 Empréstimos e Financiamentos	44
23 Debêntures	49
24 Benefícios Pós-emprego	51
25 Encargos Setoriais a Recolher	53
26 Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	53
27 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão	54
28 Direito de uso de ativos e Passivo de arrendamentos	54
29 Outras Contas a Pagar	55
30 Provisões para Litígios e Passivo Contingente	56
31 Patrimônio Líquido	63
32 Receita Operacional Líquida	64
33 Custos e Despesas Operacionais	67
34 Resultado Financeiro	70
35 Segmentos Operacionais	71
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	95
COMPOSIÇÃO DOS GRUPOS RESPONSÁVEIS PELA GOVERNANÇA	105
RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE	106
PARECER DO CONSELHO FISCAL SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS REFERENTES AO PRIMEIRO TRIMESTRE DE 2019	108
DECLARAÇÃO	109

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
Balanços Patrimoniais
em 31 de março de 2019 e 31 dezembro de 2018
em milhares de reais

ATIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2019	31.12.2018	31.03.2019	31.12.2018
CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	5	262.289	315.003	2.053.970	1.948.409
Títulos e valores mobiliários	6	81.194	123.560	93.909	124.862
Cauções e depósitos vinculados		-	129	61.363	203
Clientes	7	-	-	2.905.916	2.944.091
Dividendos a receber		505.331	519.100	63.026	76.672
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8	195.169	190.876	195.169	190.876
Ativos financeiros setoriais	9	-	-	477.546	421.184
Contas a receber vinculadas à concessão	10	-	-	54.596	53.177
Ativos de contrato	11	-	-	88.295	85.019
Outros créditos	12	1.532	7.027	364.283	363.250
Estoques		-	-	113.058	116.285
Imposto de renda e contribuição social		4.712	6.130	110.654	152.157
Outros tributos a recuperar	13.2	321	321	180.497	160.842
Despesas antecipadas	14	-	40	37.977	40.819
Partes relacionadas	15	24.604	8.134	194	-
		1.075.152	1.170.320	6.800.453	6.677.846
NÃO CIRCULANTE					
Realizável a Longo Prazo					
Títulos e valores mobiliários	6	-	-	218.766	219.434
Outros investimentos temporários		21.357	19.511	21.357	19.511
Cauções e depósitos vinculados	22.1	-	-	90.093	89.555
Clientes	7	-	-	181.849	162.915
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8	1.236.979	1.254.166	1.236.979	1.254.166
Depósitos judiciais	16	120.354	131.840	515.464	528.290
Ativos financeiros setoriais	9	-	-	133.027	257.635
Contas a receber vinculadas à concessão	10	-	-	2.507.562	2.497.514
Ativos de contrato	11	-	-	3.506.956	3.348.211
Outros créditos	12	7.444	7.444	247.398	228.894
Imposto de renda e contribuição social	0	144.102	148.140	162.486	166.384
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.1	151.107	147.368	1.045.268	1.007.061
Outros tributos a recuperar	13.2	86.494	86.110	231.537	231.400
Despesas antecipadas	14	-	-	1.786	3.290
Partes relacionadas	15	106.707	104.751	-	-
		1.874.544	1.899.330	10.100.528	10.014.260
Investimentos	17	16.578.074	16.070.567	2.396.208	2.368.234
Imobilizado	18	983	996	10.785.775	10.840.663
Intangível	19	1.285	1.593	6.082.556	6.029.097
Direito de uso de ativos	28	365	-	97.769	-
		18.455.251	17.972.486	29.462.836	29.252.254
TOTAL DO ATIVO		19.530.403	19.142.806	36.263.289	35.930.100

As notas explicativas - NE são parte integrante das informações trimestrais.

Balanços Patrimoniais
em 31 de março de 2019 e 31 dezembro de 2018 (continuação)
em milhares de reais

PASSIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2019	31.12.2018	31.03.2019	31.12.2018
CIRCULANTE					
Obrigações sociais e trabalhistas	20	5.896	6.747	288.907	284.179
Partes relacionadas		1.042	755	-	-
Fornecedores	21	1.665	2.731	1.529.944	1.419.243
Imposto de renda e contribuição social		-	-	94.219	197.949
Outras obrigações fiscais	13.2	150	152	387.980	451.433
Empréstimos e financiamentos	22	208.459	129.401	1.051.712	1.113.047
Debêntures	23	1.245.186	941.677	2.504.504	2.184.881
Dividendos a pagar		354.203	354.203	369.950	375.675
Benefícios pós-emprego	24	123	87	61.243	58.478
Encargos setoriais a recolher	25	-	-	56.611	79.872
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26	-	-	262.297	270.429
Contas a pagar vinculadas à concessão	27	-	-	69.698	67.858
Passivo de arrendamentos	28	145	-	29.326	-
Outras contas a pagar	29	117	135	180.137	192.070
		1.816.986	1.435.888	6.886.528	6.695.114
NÃO CIRCULANTE					
Fornecedores	21	-	-	49.431	49.956
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.1	-	-	171.008	157.420
Outras obrigações fiscais	13.2	2.672	2.602	792.126	796.732
Empréstimos e financiamentos	22	578.705	773.984	2.709.492	2.934.260
Debêntures	23	298.202	596.403	5.041.802	5.333.250
Benefícios pós-emprego	24	4.950	4.867	917.099	910.285
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26	-	-	351.351	322.306
Contas a pagar vinculadas à concessão	27	-	-	523.610	516.305
Passivos financeiros setoriais	9	-	-	97.991	96.531
Passivo de arrendamentos	28	224	-	69.453	-
Outras contas a pagar	29	1.795	3.957	122.402	116.954
Provisões para litígios	30	295.953	292.180	1.692.155	1.664.773
		1.182.501	1.673.993	12.537.920	12.898.772
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Atribuível aos acionistas da empresa controladora					
Capital social	31.1	7.910.000	7.910.000	7.910.000	7.910.000
Ajustes de avaliação patrimonial	31.2	769.126	785.610	769.126	785.610
Reserva legal		914.751	914.751	914.751	914.751
Reserva de retenção de lucros		6.422.564	6.422.564	6.422.564	6.422.564
Lucros acumulados		514.475	-	514.475	-
		16.530.916	16.032.925	16.530.916	16.032.925
Atribuível aos acionistas não controladores	17.2.2	-	-	307.925	303.289
		16.530.916	16.032.925	16.838.841	16.336.214
TOTAL DO PASSIVO		19.530.403	19.142.806	36.263.289	35.930.100

As notas explicativas - NE são parte integrante das informações trimestrais.

Demonstrações de Resultados
 dos períodos findos em 31 de março de 2019 e de 2018
 em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2019	31.03.2018	31.03.2019	31.03.2018
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	32	-	-	3.896.006	3.348.681
Custos Operacionais	33	-	-	(2.730.735)	(2.460.196)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO		-	-	1.165.271	888.485
Outras Receitas (Despesas) Operacionais					
Despesas com vendas	33	-	-	(46.680)	(42.841)
Despesas gerais e administrativas	33	(10.212)	(24.277)	(173.282)	(198.368)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	33	(879)	44.534	(92.322)	(85.194)
Resultado da equivalência patrimonial	17	493.011	294.614	16.385	44.792
		481.920	314.871	(295.899)	(281.611)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		481.920	314.871	869.372	606.874
Resultado Financeiro	34				
Receitas financeiras		62.585	108.391	206.644	205.395
Despesas financeiras		(43.902)	(47.005)	(304.857)	(275.062)
		18.683	61.386	(98.213)	(69.667)
LUCRO OPERACIONAL		500.603	376.257	771.159	537.207
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	13.3				
Imposto de renda e contribuição social		(6.351)	(21.574)	(289.816)	(245.607)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		3.739	(6.131)	24.619	64.254
		(2.612)	(27.705)	(265.197)	(181.353)
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		497.991	348.552	505.962	355.854
Atribuído aos acionistas da empresa controladora		-	-	497.991	348.552
Atribuído aos acionistas não controladores	17.2.2	-	-	7.971	7.302
LUCRO LÍQUIDO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - em reais	31.3				
Ações ordinárias		1,73808	1,21651		
Ações preferenciais classe "A"		1,91189	1,33816		
Ações preferenciais classe "B"		1,91189	1,33816		

As notas explicativas - NE são parte integrante das informações trimestrais.

Demonstrações de Resultados Abrangentes
dos períodos findos em 31 de março de 2019 e de 2018
em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2019	Reapresentado 31.03.2018	31.03.2019	Reapresentado 31.03.2018
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		497.991	348.552	505.962	355.854
Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos		-	-	-	-
RESULTADO ABRANGENTE DO PERÍODO		497.991	348.552	505.962	355.854
Atribuível aos acionistas da empresa Controladora				497.991	348.552
Atribuível aos acionistas não controladores				7.971	7.302

As notas explicativas - NE são parte integrante das informações trimestrais.

Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido

em 31 de março de 2019 e de 2018

em milhares de reais

	NE nº	Atribuível aos acionistas da empresa controladora					Lucros acumulados	Total Controladora	Atribuível aos acionistas não controladores	Total Consolidado
		Capital social	Ajustes de avaliação patrimonial		Reservas de lucros					
			Custo atribuído do imobilizado	Outros resultados abrangentes	Reserva legal	Reserva de retenção de lucros				
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	31.2	-	(16.484)	-	-	-	16.484	-	-	-
Deliberação do dividendo adicional proposto	17.2.2	-	-	-	-	-	-	-	(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.

	NE nº	Atribuível aos acionistas da empresa controladora					Lucros acumulados	Total Controladora	Atribuível aos acionistas não controladores	Total Consolidado
		Capital social	Ajustes de avaliação patrimonial		Reservas de lucros					
			Custo atribuído do imobilizado	Outros resultados abrangentes	Reserva legal	Reserva de retenção de lucros				
Saldo em 1º de janeiro de 2018		7.910.000	873.306	22.295	844.398	5.557.843	-	15.207.842	302.661	15.510.503
Ajustes decorrentes da adoção dos CPCs 47 e 48		-	-	(4.391)	-	-	(160.533)	(164.924)	-	(164.924)
Transferência para a reserva de retenção de lucros		-	-	-	-	(160.533)	160.533	-	-	-
Saldo em 1º de janeiro de 2018 ajustado		7.910.000	873.306	17.904	844.398	5.397.310	-	15.042.918	302.661	15.345.579
Lucro líquido do período - reapresentado		-	-	-	-	-	348.552	348.552	7.302	355.854
Resultado abrangente total do período		-	-	-	-	-	348.552	348.552	7.302	355.854
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos		-	(16.702)	-	-	-	16.702	-	-	-
Saldo em 31 de março de 2018 - reapresentado		7.910.000	856.604	17.904	844.398	5.397.310	365.254	15.391.470	309.963	15.701.433

As notas explicativas - NE são parte integrante das informações trimestrais.

Demonstrações dos Fluxos de Caixa
dos períodos findos em 31 de março de 2019 e de 2018
em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2019	Reapresentado 31.03.2018	31.03.2019	Reapresentado 31.03.2018
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					
Lucro líquido do período		497.991	348.552	505.962	355.854
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		(12.196)	779	199.631	196.104
Juros efetivos - bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas	10.3	-	-	(25.540)	(20.624)
Remuneração pela remensuração do fluxo de caixa dos ativos RBSE	10.4	-	-	(32.096)	(42.010)
Remuneração de contratos de concessão de transmissão	11.3	-	-	(88.499)	(39.273)
Imposto de renda e contribuição social	13.3	6.351	21.574	289.816	245.607
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.3	(3.739)	6.131	(24.619)	(64.254)
Resultado da equivalência patrimonial	17.1	(493.011)	(294.614)	(16.385)	(44.792)
Apropriação do cálculo atuarial dos benefícios pós-emprego	24.4	152	140	24.898	24.297
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	24.4	1.504	(11)	32.868	34.356
Constituição para programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26.2	-	-	32.144	29.507
Reconhecimento do valor justo do ativo indenizável da concessão	32	-	-	(13.624)	(9.568)
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	32	-	-	70.808	(221.945)
Depreciação e amortização	33	655	304	222.772	177.210
Perdas estimadas, provisões e reversões operacionais líquidas	33.4	2.445	(18.342)	102.537	116.041
Valor justo nas operações de compra e venda de energia no mercado ativo	36.2.12	-	-	(15.557)	-
Baixas de contas a receber vinculadas à concessão	10.1	-	-	18	2
Baixas de ativos de contrato	11.1	-	-	619	-
Resultado das baixas de imobilizado	18.2	-	-	24.138	3.114
Resultado das baixas de intangíveis	19.1	1	-	8.711	5.230
		153	64.513	1.298.602	744.856
Redução (aumento) dos ativos					
Cientes		-	-	96.112	320.666
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos		22.136	2.736	2.176	2.735
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8.1	69.646	65.030	69.646	65.030
Depósitos judiciais		12.711	(1.465)	18.859	5.795
Ativos financeiros setoriais	9.2	-	-	10.762	-
Outros créditos		5.495	(272)	29.222	(3.834)
Estoques		-	-	3.227	6.242
Imposto de renda e contribuição social a recuperar		5.456	25.051	45.401	260.318
Outros tributos a recuperar		(384)	(80.256)	(15.839)	(77.184)
Despesas antecipadas		40	-	4.346	5.203
Partes relacionadas		557	18.268	(194)	-
		115.657	29.092	263.718	584.971
Aumento (redução) dos passivos					
Obrigações sociais e trabalhistas		(851)	3.713	4.728	74.026
Partes relacionadas		287	(3.105)	-	-
Fornecedores		(1.066)	607	59.980	(262.672)
Outras obrigações fiscais		70	367	(65.363)	(87.501)
Benefícios pós-emprego	24.4	(1.537)	(16)	(48.187)	(47.916)
Encargos setoriais a recolher		-	-	(23.261)	(43.455)
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26.2	-	-	(17.210)	(16.497)
Contas a pagar vinculadas à concessão	27.1	-	-	(17.243)	(16.287)
Passivos financeiros setoriais		-	-	-	28.531
Outras contas a pagar		(2.180)	(140)	(41.203)	22.060
Provisões para litígios quitadas	30.1.1	-	(9)	(37.578)	(36.344)
		(5.277)	1.417	(185.337)	(386.055)
CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		110.533	95.022	1.376.983	943.772
Imposto de renda e contribuição social pagos		(6.351)	(24.041)	(393.546)	(197.892)
Encargos de empréstimos e financiamentos pagos	22.4	(17.286)	(39.432)	(54.264)	(86.257)
Encargos de debêntures pagos	23.2	(22.657)	(5.526)	(124.091)	(18.201)
Encargos de passivos de arrendamento pagos	28.2.1	(8)	-	(1.991)	-
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		64.231	26.023	803.091	641.422

(continua)

Demonstrações dos Fluxos de Caixa
dos períodos findos em 31 de março de 2019 e de 2018 (continuação)
em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2019	Reapresentado 31.03.2018	31.03.2019	Reapresentado 31.03.2018
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
Aplicações financeiras		40.649	(1.344)	(31.923)	18.920
Empréstimos concedidos a partes relacionadas		(18.900)	(138.865)	-	-
Recebimento de empréstimos concedidos a partes relacionadas		-	116.978	-	117.239
Aquisições de ativos de contrato		-	-	(226.614)	(132.683)
Participação financeira do consumidor - ativos de contrato		-	-	22.866	25.834
Aportes em investimentos	17.1	(23.144)	(115.990)	(47.080)	-
Redução de capital em investidas	17.1	-	-	34.300	35.280
Aquisições de imobilizado		(17)	(74)	(113.235)	(503.267)
Aquisições de intangível	19.4	-	(84)	(1.579)	(788)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		(1.412)	(139.379)	(363.265)	(439.465)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
Ingressos de empréstimos e financiamentos	22.4	-	-	16.103	-
Ingressos de debêntures emitidas		-	600.000	-	600.000
Amortizações de principal de empréstimos e financiamentos	22.4	(115.500)	(77.000)	(327.933)	(121.356)
Amortizações de principal de debêntures	23.2	-	-	(6.422)	(21.247)
Amortizações de principal de passivo de arrendamentos	28.2.1	(33)	-	(6.952)	-
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos		-	(1.965)	(9.061)	(1.966)
CAIXA LÍQUIDO (UTILIZADO) GERADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		(115.533)	521.035	(334.265)	455.431
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		(52.714)	407.679	105.561	657.388
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	5	315.003	56.833	1.948.409	1.040.075
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	5	262.289	464.512	2.053.970	1.697.463
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		(52.714)	407.679	105.561	657.388

As notas explicativas - NE são parte integrante das informações trimestrais.

Demonstrações do Valor Adicionado
dos períodos findos em 31 de março de 2019 e de 2018
em milhares de reais

VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	Controladora		Consolidado	
	31.03.2019	Reapresentado 31.03.2018	31.03.2019	Reapresentado 31.03.2018
Receitas				
Venda de energia e outros serviços	-	-	5.870.101	4.828.519
Receita de construção	-	-	372.848	362.135
Valor justo do ativo indenizável da concessão	-	-	13.624	9.568
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	-	-	(70.808)	221.945
Outras receitas	1.846	26.473	43.064	34.486
Perdas de crédito esperadas	-	-	(29.828)	(26.830)
	1.846	26.473	6.199.001	5.429.823
(-) Insumos adquiridos de terceiros				
Energia elétrica comprada para revenda	-	-	1.524.768	1.286.119
Encargos de uso da rede elétrica (-) ESS e EER	-	-	306.253	317.298
Material, insumos e serviços de terceiros	2.895	3.773	161.761	163.569
Gás natural e insumos para operações de gás	-	-	172.756	98.306
Custo de construção	-	-	306.292	331.190
Perda / Recuperação de valores ativos	-	-	60.190	23.622
Perdas estimadas para redução ao valor recuperável de ativos	-	-	5.362	2.899
Outros insumos	4.727	(7.094)	100.079	108.510
	7.622	(3.321)	2.637.461	2.331.513
(=) VALOR ADICIONADO BRUTO	(5.776)	29.794	3.561.540	3.098.310
(-) Depreciação e amortização	655	304	222.772	177.210
(=) VALOR ADICIONADO LÍQUIDO	(6.431)	29.490	3.338.768	2.921.100
(+) Valor adicionado transferido				
Resultado da equivalência patrimonial	493.011	294.614	16.385	44.792
Receitas financeiras	62.585	108.391	206.644	205.395
Outras receitas	1	-	34.245	29.204
	555.597	403.005	257.274	279.391
	549.166	432.495	3.596.042	3.200.491

(continua)

Demonstrações do Valor Adicionado
dos períodos findos em 31 de março de 2019 e de 2018 (continuação)
em milhares de reais

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO	Controladora				Consolidado			
	31.03.2019		31.03.2018		31.03.2019		31.03.2018	
		%		%		%		%
Pessoal								
Remunerações e honorários	2.514		2.506		207.201		215.277	
Planos previdenciário e assistencial	568		569		59.509		61.003	
Auxílio alimentação e educação	297		269		28.138		27.909	
Encargos sociais - FGTS	269		160		15.111		15.278	
Programa de desligamentos voluntários	-		4.421		-		91.152	
Participação nos lucros e/ou resultados	276		222		28.142		24.416	
	3.924	0,7	8.147	1,9	338.101	9,4	435.035	13,6
Governo								
Federal								
Tributos	3.384		28.759		688.153		566.695	
Encargos setoriais	-		-		582.916		589.439	
Estadual	1		1		1.177.010		976.031	
Municipal	17		56		3.278		2.680	
	3.402	0,6	28.816	6,7	2.451.357	68,2	2.134.845	66,7
Terceiros								
Juros	43.670		46.573		294.990		262.476	
Arrendamentos e aluguéis	179		407		4.157		9.642	
Doações, subvenções e contribuições	-		-		1.475		2.639	
	43.849	8,0	46.980	10,9	300.622	8,4	274.757	8,6
Acionistas								
Lucros retidos	497.991		348.552		497.991		348.552	
Remuneração do capital próprio	-		-		-		-	
Dividendos	-		-		-		-	
Participações de acionistas não controladores	-		-		7.971		7.302	
	497.991	90,7	348.552	80,5	505.962	14,0	355.854	11,1
	549.166	100,0	432.495	100,0	3.596.042	100,0	3.200.491	100,0

As notas explicativas - NE são parte integrante das informações trimestrais.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
dos períodos findos em 31 de março de 2019 e de 2018
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.

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).

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
Elejor - Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	70,0	Copel
UEG Araucária Ltda. (UEG)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - gás natural	20,0	Copel
			60,0	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
Bela Vista Geração de Energia S.A. (b)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	99,9	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) A Administração deu início ao processo de incorporação das atividades operacionais e versão do patrimônio da Copel REN para a acionista.

(b) Fase pré-operacional.

1.1.2 Empreendimentos controlados em conjunto

Empreendimento controlado em conjunto	Sede	Atividade principal	Participação	
			%	Investidora
Voltaia 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
Matrinchã Transmissora de Energia (TP NORTE) S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Guaraciaba Transmissora de Energia (TP SUL) S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	24,5	Copel GeT
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. (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. Existe deliberação dos consorciados por solicitar à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP via instauração de procedimento arbitral institucional 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) Fase pré-operacional.

1.1.3 Coligadas

Coligada	Sede	Atividade principal	Participação %	
			%	Investidora
Dona Francisca Energética S.A.	Agudo/RS	Geração de energia elétrica	23,0303	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
GBX Tietê II Empreendimentos Participações S.A. (b)	São Paulo/SP	Incorporação de empreendimentos imobiliários	19,31	UEG

(a) Investimento reduzido a zero por conta 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 Baixo Iguaçu (NE nº 18.5.1)	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	18.12.2032
Dona Francisca Energética	Contrato de concessão nº 188/1998 - UHE Dona Francisca	23	27.08.2033
UEG Araucária	Autorização - Resolução nº 351/1999 - UTE Araucária (60% da Copel GeT)	20	22.12.2029
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	25.03.2047
Usina de Energia Eólica Carnaúba S.A. (a)	Portaria MME nº 204 /2012 - EOL Carnaúbas	49	08.04.2047
Usina de Energia Eólica Reduto S.A. (a)	Portaria MME nº 230 /2012 - EOL Reduto	49	15.04.2047
Usina de Energia Eólica Santo Cristo S.A. (a)	Portaria MME nº 233 /2012 - EOL Santo Cristo	49	17.04.2047

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

Usina Hidrelétrica - UHE

Pequena Central Hidrelétrica - PCH

Usina Termelétrica - UTE

Usina Eolielétrica - EOL

2.1.1 Compagás

A Compagás tem contrato de concessão firmado com o Poder Concedente, o Estado do Paraná, que determina a data de 06.07.2024 como vencimento da concessão.

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. 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.

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. A Companhia aguarda o julgamento do mérito da ação.

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

31.03.2019	Término da concessão em 2024	Efeitos	Término da concessão em 2019
BALANÇO PATRIMONIAL			
Ativo não circulante			
Contas a receber vinculadas à concessão	127.696	203.417	331.113
Intangível	146.161	(145.246)	915
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO			
Receita Operacional Líquida			
Valor justo do ativo indenizável da concessão	2.420	3.271	5.691
Custos Operacionais			
Amortização	(7.170)	4.557	(2.613)

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	16.01.2046	
Autorização - Portaria nº 133/2011 - PCH Cavernoso II	100	27.02.2046	
Contrato de Concessão nº 002/2012 - UHE Baixo Iguaçu	30	13.09.2049	
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	26.03.2019	
UHE Governador Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia) (NE nº 36.2.6)	100	17.09.2023	
UHE São Jorge	100	03.12.2024	
UHE Guaricana	100	16.08.2026	
UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	100	15.11.2029	
UHE Gov. José Richa (Salto Caxias)	100	04.05.2030	
Autorização - Resolução nº 278/1999 - EOL Palmas	100	28.09.2029	
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 002/2016 - 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% da Copel)	60	22.12.2029
Nova Asa Branca I	Portaria MME nº 267/2011 - EOL Asa Branca I	100	24.04.2046
Nova Asa Branca II	Portaria MME nº 333/2011 - EOL Asa Branca II	100	30.05.2046
Nova Asa Branca III	Portaria MME nº 334/2011 - EOL Asa Branca III	100	30.05.2046
Nova Eurus IV	Portaria MME nº 273/2011 - EOL Eurus IV	100	26.04.2046
Santa Maria	Portaria MME nº 274/2012 - EOL SM	100	07.05.2047
Santa Helena	Portaria MME nº 207/2012 - EOL Santa Helena	100	08.04.2047
Ventos de Santo Uriel	Portaria MME nº 201/2012 - EOL Ventos de Santo Uriel	100	08.04.2047
GE Boa Vista	Portaria MME nº 276/2011 - EOL Dreen Boa Vista	100	27.04.2046
GE Farol	Portaria MME nº 263/2011 - EOL Farol	100	19.04.2046
GE Olho D'Água	Portaria MME nº 343/2011 - EOL Dreen Olho D'Água	100	31.05.2046
GE São Bento do Norte	Portaria MME nº 310/2011 - EOL Dreen São Bento do Norte	100	18.05.2046
Esperança do Nordeste	Portaria MME nº 183/2015 - EOL Esperança do Nordeste	100	10.05.2050
Paraíso dos Ventos do Nordeste	Portaria MME nº 182/2015 - EOL Paraíso dos Ventos do Nordeste	100	10.05.2050
Usina de Energia Eólica Jangada	REA nº 3.257/2011 - EOL GE Jangada	100	04.01.2042
Maria Helena	REA nº 3.259/2011 - EOL GE Maria Helena	100	04.01.2042
Usina de Energia Eólica Potiguar	Portaria MME nº 179/2015 - EOL Potiguar	100	10.05.2050
Usina de Energia Eólica Guajiru	REA nº 3.256/2011 - EOL Dreen Guajiru	100	04.01.2042
Usina de Energia Eólica Cutia	REA nº 3.258/2011 - EOL Dreen Cutia	100	04.01.2042
São Bento do Norte I	Portaria nº 349/2015 - EOL São Bento do Norte I	100	03.08.2050
São Bento do Norte II	Portaria nº 348/2015 - EOL São Bento do Norte II	100	03.08.2050
São Bento do Norte III	Portaria nº 347/2015 - EOL São Bento do Norte III	100	03.08.2050
São Miguel I	Portaria nº 352/2015 - EOL São Miguel I	100	03.08.2050
São Miguel II	Portaria nº 351/2015 - EOL São Miguel II	100	03.08.2050
São Miguel III	Portaria nº 350/2015 - EOL São Miguel III	100	03.08.2050
Foz do Chopim	Autorização - Resolução nº 114/2000 - PCH Arturo Andreoli	35,77	23.04.2030
PCH Bela Vista	Resolução Autorizativa nº 913/2007 - transferência de titularidade pela Resolução Autorizativa nº 7802/2019 (a)	99,9	01.01.2041

(a) Empreendimento em construção.

Copel GeT	Participação %	Vencimento
Contratos de Concessões de Linhas de Transmissão - LT e Subestações - SE		
Contrato nº 060/2001 (prorrogado pelo 3º Termo Aditivo) - Instalações de transmissão - diversos empreendimentos	100	31.12.2042
Contrato nº 075/2001 - LT Bateias - Jaguariáiva	100	16.08.2031
Contrato nº 006/2008 - LT Bateias - Pilarzinho	100	16.03.2038
Contrato nº 027/2009 - LT Foz do Iguaçu - Cascavel Oeste	100	18.11.2039
Contrato nº 010/2010 - LT Araraquara II - Taubaté	100	05.10.2040
Contrato nº 015/2010 - SE Cerquillo III	100	05.10.2040
Contrato nº 022/2012 - LT - Foz do Chopim - Salto Osório C2; LT 230 kV Londrina - Figueira	100	26.08.2042
Contrato nº 002/2013 - LT - Assis - Paraguaçu Paulista II; SE 230/88 kV Paraguaçu Paulista II	100	24.02.2043
Contrato nº 005/2014 - LT - Bateias - Curitiba Norte; SE 230/138 kV Curitiba Norte	100	28.01.2044
Contrato nº 021/2014 - LT Foz do Chopim - Realeza; SE Realeza 230/138 kV - Pátio novo em 230 kV	100	04.09.2044
Contrato nº 022/2014 - LT Assis - Londrina	100	04.09.2044
Contrato nº 006/2016 - LT 525kV Curitiba Leste - Blumenau C1 (a)	100	06.04.2046
LT 230 kV Uberaba - Curitiba Centro C1 e C2 (Subterrânea) (a)		
SE 230/138 kV Curitiba Centro (SF6) - 230/138 kV - 2 x ATF 150 MVA (a)		
SE 230/138 kV Medianeira (pátio novo 230 kV) - 2 x 150 MVA (a)		
LT 230 kV Baixo Iguaçu - Realeza (a)		
SE 230/138 kV Andirá Leste - 2 x ATR 150 MVA (a)		
Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias		
Costa Oeste Transmissora Contrato nº 001/2012 - LT Cascavel Oeste - Umuarama; SE Umuarama 230/20138 kV	100	11.01.2042
Caiuá Transmissora Contrato nº 007/2012 - LT Umuarama - Guaíra; LT 230 kV Cascavel Oeste - Cascavel Norte; SE Santa Quitéria 230/69-13,8 kV; SE Cascavel Norte 230/20138-13,8 kV	49	09.05.2042
Marumbi Transmissora Contrato nº 008/2012 - LT Curitiba - Curitiba Leste; SE Curitiba Leste 525/230 kV	100	09.05.2042
Integração Maranhense Contrato nº 011/2012 - LT Açailândia - Miranda II	49	09.05.2042
Matrinchã Transmissora Contrato nº 012/2012 - LT Paranaíba - Ribeirãozinho; LT 500 kV Paranaíba - Cláudia; SE Cláudia 500 kV; LT 500 kV Cláudia - Paranatinga; SE Paranatinga 500 kV; LT 500 kV Paranatinga - Ribeirãozinho	49	09.05.2042
Guaraciaba Transmissora Contrato nº 013/2012 - LT Ribeirãozinho - Marimondo II; LT 500 kV Ribeirãozinho - Rio Verde Norte; LT 500 Rio Verde Norte - Marimondo II; Seccionamento das LTs 500 kV Marimondo - Araraquara, na SE Marimondo II; SE Marimondo II 500 kV	49	09.05.2042
Paranaíba Transmissora Contrato nº 007/2013 - LT - T 500 kV Barreiras II - Rio das Éguas; LT 500 kV Rio das Éguas - Luziânia; LT 500 kV Luziânia - Pirapora 2	24,5	01.05.2043
Mata de Santa Genebra Contrato nº 001/2014 - LT - Itatiba - Bateias (a); LT 500 kV Itatiba - Bateias (a); LT 500 kV Araraquara 2 - Itatiba (a); LT 500 kV Araraquara 2 - Fernão Dias (a); SE Santa Bárbara D'Oeste 440 kV (a); SE Itatiba 500 kV (a); SE 500/440 kV Fernão Dias (a)	50,1	13.05.2044
Cantareira Transmissora Contrato nº 019/2014 - LT - Estreito - Fernão Dias	49	04.09.2044

(a) Empreendimento em construção.

3 Base de Preparação

3.1 Declarações de conformidade

As informações trimestrais estão sendo apresentadas considerando-se as disposições contidas no CPC 21 (R1) e IAS 34 - Informações Intermediárias. Conseqüentemente, determinadas informações contidas nas notas explicativas divulgadas nas demonstrações financeiras do exercício findo em 31.12.2018, que não sofreram modificações nos primeiros três meses de 2019, não estão sendo apresentadas. Portanto, estas informações trimestrais devem ser lidas em conjunto com as demonstrações financeiras de 31.12.2018, disponíveis nos *sites* da Comissão de Valores Mobiliários - CVM e da Copel.

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 das informações trimestrais foi aprovada pela Administração em 14.05.2019.

3.2 Moeda funcional e moeda de apresentação

As informações trimestrais 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 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, 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 e 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 31.12.2018, excetuando a descrita na NE 4.1.1 destas informações trimestrais.

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.

3.6 Reapresentação

Desde 1º.01.2018 estão vigentes o CPC 47 / IFRS 15 - Esclarecimentos à IFRS 15 - Receita de contratos com clientes e CPC 48 / IFRS 9 - Instrumentos financeiros. Durante o encerramento do exercício de 2018, especificamente para atividade de transmissão de energia, a Companhia reavaliou suas operações à luz das novas normas contábeis e concluiu que o saldo dos contratos de serviço público de transmissão de energia elétrica firmados com o Poder Concedente para construir, operar e manter as linhas e subestações de alta tensão devem ser classificados e apresentados como ativos de contratos, em substituição à classificação como ativo financeiro, anteriormente aplicada, uma vez que a contraprestação deste ativo está condicionada ao cumprimento de outras obrigações contratuais de desempenho.

Para estas informações trimestrais, o novo entendimento trouxe impacto no resultado do 1º trimestre de 2018, em decorrência do ajuste da equivalência patrimonial pela remensuração dos ativos das participações societárias da Copel GeT, e na Demonstração dos fluxos de caixa, pela reclassificação dos ativos de contrato, anteriormente classificados com intangível. Os efeitos nas demonstrações financeiras, reapresentadas para fins comparativos, estão demonstrados no quadro abaixo:

31.03.2018	Controladora			Consolidado		
	Apresentado	Ajustes	Reapresentado	Apresentado	Ajustes	Reapresentado
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO						
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	298.597	16.274	314.871	(297.885)	16.274	(281.611)
Resultado da equivalência patrimonial	278.340	16.274	294.614	28.518	16.274	44.792
Lucro antes do resultado financeiro e dos tributos	298.597	16.274	314.871	590.600	16.274	606.874
Lucro operacional	359.983	16.274	376.257	520.933	16.274	537.207
Lucro líquido do período	332.278	16.274	348.552	339.580	16.274	355.854
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	-	-	-	332.278	16.274	348.552
Atribuído aos acionistas não controladores	-	-	-	7.302	-	7.302
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE						
Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos	-	-	-	-	-	-
Resultado abrangente do período	332.278	16.274	348.552	339.580	16.274	355.854
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	-	-	-	332.278	16.274	348.552
Atribuído aos acionistas não controladores	-	-	-	7.302	-	7.302
DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA						
Fluxo de caixa das atividades operacionais	26.023	-	26.023	641.422	-	641.422
Lucro líquido do período	332.278	16.274	348.552	339.580	16.274	355.854
Resultado da equivalência patrimonial	(278.340)	(16.274)	(294.614)	(28.518)	(16.274)	(44.792)
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(139.379)	-	(139.379)	(439.465)	-	(439.465)
Aquisições de ativos de contrato	-	-	-	-	(132.683)	(132.683)
Participação financeira do consumidor - ativos de contr	-	-	-	-	25.834	25.834
Aquisições de intangível	(84)	-	(84)	(133.471)	132.683	(788)
Participação financeira do consumidor - intangível	-	-	-	25.834	(25.834)	-
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	521.035	-	521.035	455.431	-	455.431
Total dos efeitos no caixa e equivalentes de caixa	407.679	-	407.679	657.388	-	657.388
DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO						
Valor Adicionado a Distribuir	416.221	16.274	432.495	3.184.217	16.274	3.200.491
(+) Valor Adicionado Transferido	386.731	16.274	403.005	263.117	16.274	279.391
Resultado da equivalência patrimonial	278.340	16.274	294.614	28.518	16.274	44.792
Distribuição do Valor Adicionado	416.221	16.274	432.495	3.184.217	16.274	3.200.491
Acionistas	332.278	16.274	348.552	339.580	16.274	355.854
Lucros retidos	332.278	16.274	348.552	332.278	16.274	348.552
Participações de acionistas não controladores	-	-	-	7.302	-	7.302
Lucro líquido básico e diluído por ação atribuído aos acionistas da empresa controladora						
Ações ordinárias	1,15971	0,05680	1,21651			
Ações preferenciais classe "A"	1,27568	0,06248	1,33816			
Ações preferenciais classe "B"	1,27568	0,06248	1,33816			

4 Principais Políticas Contábeis

As políticas contábeis da Companhia são consistentes com aquelas apresentadas nas demonstrações financeiras de 31.12.2018, exceto as políticas divulgadas no item nº 4.1.

4.1 Pronunciamentos aplicáveis à Companhia a partir de 1º.01.2019

4.1.1 CPC 06 (R2)/IFRS 16 - Arrendamentos

O pronunciamento substitui o CPC 06 (R1) / IAS 17 - Arrendamentos, bem como interpretações relacionadas (ICPC 03 / IFRIC 4, SIC 15 e SIC 27). A adoção da nova norma elimina a contabilização de arrendamento operacional para o arrendatário, apresentando um único modelo de arrendamento que consiste em reconhecer inicialmente todos os arrendamentos no ativo e passivo a valor presente e reconhecer a amortização do ativo de direito de uso e os juros do arrendamento separadamente no resultado.

Método de transição

A Companhia aplicou o método de transição retrospectivo modificado, o qual não requer apresentação de informações comparativas. O passivo e o ativo de direito de uso são reconhecidos pelo valor presente das parcelas remanescentes. Diante do exposto, as informações referentes a exercícios anteriores continuam sendo apresentadas de acordo com a norma anterior.

A Companhia analisou seus contratos de arrendamento operacional, e aplicou o pronunciamento apenas aos contratos vigentes em 1º.01.2019 e que foram previamente identificados como arrendamentos.

Em conformidade com a CPC 06 (R2) / IFRS 16, a Companhia optou por adotar as isenções de reconhecimento prevista para arrendamentos de curto prazo (prazo de arrendamento de até 12 meses), e arrendamentos de ativos de baixo valor, como por exemplo computadores, impressoras e móveis, cujos valores sejam inferiores a R\$ 18. Estes contratos são reconhecidos como custos e/ou despesas operacionais de arrendamento em base linear conforme previsto na norma, durante a vigência do contrato.

A Companhia possui contratos de arrendamento de terrenos para desenvolvimento de projetos de geração de energia eólica que preveem pagamento mínimo durante o período de estudo/construção e pagamento com base em remuneração variável durante o período de operação comercial. Para os contratos que na data da aplicação da norma estão sujeitos a pagamento mínimo, a Companhia reconheceu Ativo de direito de uso e Passivo de arrendamento. Já para os contratos que estão em operação comercial, a Companhia reconhece em sua demonstração de resultado, quando o evento ou a condição é atendida, como arrendamentos e aluguéis, em custos e/ou despesas operacionais.

Uso de julgamento

Taxa de juros incremental de financiamento do arrendatário

A Companhia considerou para todos os contratos de arrendamento com partes relacionadas e terceiros, a taxa de juros necessária para adquirir ativos em condições similares àqueles alugueis contratados na data de assinatura. A taxa adotada pela Companhia considera o custo da última captação realizada, baseado no CDI (Certificado de Depósito Interbancário) somado a um spread de risco da Companhia. Na adoção inicial, a taxa utilizada foi de 9,10% a.a.

Prazo de arrendamento para os contratos com prazo indeterminável

A Companhia possui contratos de arrendamento com prazos indeterminados. Para estes contratos, foi adotada como estimativa de prazo sua prorrogação máxima até 60 meses.

Efeitos na aplicação inicial

Os novos requerimentos do CPC 06 (R2)/IFRS 16 produziram os seguintes impactos no reconhecimento e apresentação dos contratos de arrendamento e alugueis.

Demonstrações Financeiras	CPC 06 (R1) / IAS 17	CPC 06 (R2) / IFRS16
Balanco Patrimonial		
Ativo não circulante	-	Direito de uso de ativos
Passivo circulante e passivo não circulante	-	Passivo de arrendamento
Demonstração de Resultado		
Custos Operacionais	Arrendamentos e alugueis	Amortização do direito de uso de ativos
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	Arrendamentos e alugueis	Amortização do direito de uso de ativos
Despesa Financeira	-	Juros sobre o passivo de arrendamento
Demonstração de Fluxo de Caixa		
Pagamentos de juros de passivos de arrendamento	-	Atividade operacional
Pagamentos de principal de passivos de arrendamento	-	Atividade de financiamento

Os efeitos da adoção inicial estão apresentados na NE nº 28.

4.1.2 ICPC 22/IFRIC 23 – Incerteza sobre Tratamentos de Impostos sobre o lucro

Esta interpretação esclarece como aplicar os requisitos de reconhecimento e mensuração do CPC 32 - Tributos sobre o Lucro, quando há incerteza sobre os tratamentos de tributo sobre o lucro. Conforme atendidos determinados requisitos, como por exemplo quando for mais provável que a autoridade fiscal não aceite determinado tratamento, a entidade deverá reconhecer e mensurar seu tributo corrente ou diferido, ativo ou passivo, aplicando os requisitos do CPC 32 com base em lucro tributável (prejuízo fiscal), bases fiscais, prejuízos fiscais não utilizados, créditos fiscais não utilizados e alíquotas fiscais determinados, considerando esta incerteza.

A Companhia avaliou seus tratamentos de tributos sobre o lucro e concluiu a que aplicação da norma não gerou impacto em seus resultados.

5 Caixa e Equivalentes de Caixa

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2019	31.12.2018	31.03.2019	31.12.2018
Caixa e bancos conta movimento	442	2.044	196.115	167.728
Aplicações financeiras de liquidez imediata	261.847	312.959	1.857.855	1.780.681
	262.289	315.003	2.053.970	1.948.409

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% 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 1 a 59 meses a partir do final do período de relatório.

Categoria	Indexador	Controladora		Consolidado	
		31.03.2019	31.12.2018	31.03.2019	31.12.2018
Cotas de fundos de investimentos (a)	CDI	81.194	123.560	276.979	286.855
Certificados de Depósitos Bancários - CDB	95,0% a 101% do CDI	-	-	31.487	50.629
Operação Compromissada	96,5% a 98% do CDI	-	-	3.503	6.116
Letras Financeiras do Tesouro - LFT	Selic	-	-	706	696
		81.194	123.560	312.675	344.296
	Circulante	81.194	123.560	93.909	124.862
	Não circulante	-	-	218.766	219.434

Certificado de Depósito Interbancário - CDI

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

(a) Tratam-se de fundos de renda fixa na Controladora e de contas de reserva destinadas ao cumprimento de contratos com o BNDES, nas demais empresas.

7 Clientes

Consolidado	Saldos vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Saldo 31.03.2019	Saldo 31.12.2018
Consumidores					
Residencial	331.303	239.388	19.355	590.046	584.621
Industrial	218.573	45.995	88.885	353.453	409.096
Comercial	277.106	70.487	31.903	379.496	379.449
Rural	71.901	23.395	5.003	100.299	89.634
Poder público	39.412	6.199	4.724	50.335	56.920
Iluminação pública	37.580	34	-	37.614	39.114
Serviço público	37.763	772	520	39.055	42.702
Receita de fornecimento não faturada	518.151	-	-	518.151	538.245
Parcelamento de débitos (7.1)	135.555	16.263	48.165	199.983	197.951
Subsídio baixa renda - Eletrobras	11.691	-	-	11.691	11.958
Outros créditos	28.926	32.322	73.249	134.497	138.116
	1.707.961	434.855	271.804	2.414.620	2.487.806
Concessionárias, permissionárias e comercializadoras					
Suprimento de energia elétrica					
Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR	9.153	243	5.576	14.972	10.882
Contratos bilaterais	93.896	692	7.420	102.008	101.594
CCEE (7.2)	146.947	-	222.838	369.785	323.657
Receita de suprimento não faturada	152.357	-	-	152.357	137.076
Regime de cotas e Ressarcimento de geradores	-	631	2.677	3.308	2.994
	402.353	1.566	238.511	642.430	576.203
Encargos de uso da rede elétrica	164.871	7.787	7.418	180.076	208.060
Telecomunicações	53.482	16.175	7.079	76.736	62.985
Distribuição de gás	94.637	3.969	11.244	109.850	103.340
(-) Perdas de créditos esperadas (7.3)	(3.142)	(11.041)	(321.764)	(335.947)	(331.388)
	2.420.162	453.311	214.292	3.087.765	3.107.006
Circulante				2.905.916	2.944.091
Não circulante				181.849	162.915

7.1 Parcelamento de débitos

Os saldos de parcelamento de débitos estão a valor presente, em 31.03.2019, considerando o montante a ser descontado, as datas de realização, as datas de liquidação e a taxa de desconto, que varia de 0,07% a 4,26% a.m.

7.2 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

A Companhia discute judicialmente o pedido de excludente de responsabilidade para que a obrigatoriedade do fornecimento da energia vendida da UHE de Colíder seja postergada (NE nº 18.4).

Em decorrência do êxito no pedido de antecipação de tutela na ação ordinária, a Companhia possui o montante a receber de R\$ 190.856 pela energia entregue no período de janeiro a outubro de 2015, precificada ao Preço de Liquidação de Diferença - PLD. Tendo em vista a incerteza do recebimento, foram registradas perdas de crédito esperadas no valor de R\$ 119.665, correspondente a diferença entre o preço do PLD e o valor do contrato. O saldo remanescente, de R\$ 71.191, corresponde ao direito líquido e certo pelo fornecimento da energia, independentemente de qualquer litígio.

Ainda em relação a este mesmo processo, o montante de R\$ 43.844, decorrente do fornecimento de energia valorado ao PLD, não foi reconhecido em virtude da incerteza sobre o julgamento do mérito da ação judicial.

7.3 Perdas de créditos esperadas

Consolidado	Saldo em 1º.01.2019	Adições / (reversões)	Perdas	Saldo em 31.03.2019
Consumidores				
Residencial	21.722	17.200	(15.924)	22.998
Industrial	87.197	14	(137)	87.074
Comercial	69.717	5.825	(4.378)	71.164
Rural	3.810	172	29	4.011
Poder público	4.874	146	(93)	4.927
Iluminação pública	120	162	-	282
Serviço público	199	559	-	758
Não faturado	1.502	(127)	-	1.375
Ajuste a valor presente	(2.883)	(336)	-	(3.219)
	186.258	23.615	(20.503)	189.370
Concessionárias, permissionárias e comercializadoras				
CCEE (7.2)	119.665	-	-	119.665
Concessionárias e permissionárias	9.474	1.129	-	10.603
	129.139	1.129	-	130.268
Telecomunicações	3.879	3.128	(2.943)	4.064
Distribuição de gás	12.112	441	(308)	12.245
	331.388	28.313	(23.754)	335.947

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 rigorosamente os pagamentos nas condições contratadas, restando 73 parcelas mensais.

8.1 Mutação do CRC

	Saldo em 1º.01.2019	Juros	Variacão monetária	Recebimentos	Saldo em 31.03.2019
	1.445.042	23.073	33.679	(69.646)	1.432.148
Circulante	190.876				195.169
Não circulante	1.254.166				1.236.979

8.2 Vencimento das parcelas de longo prazo

2020	161.081
2021	222.337
2022	237.123
2023	252.893
2024	269.712
Após 2024	93.833
	1.236.979

9 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos

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

Consolidado	31.03.2019		31.12.2018	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2018				
Parcela A				
Energia elétrica para revenda - CVA Energ	131.694	-	274.495	-
Energia elétrica para revenda - Itaipu	133.410	-	278.072	-
Transporte de energia pela rede básica	13.481	-	28.100	-
Transporte de energia de Itaipu	3.988	-	8.312	-
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	(115.263)	-	(240.248)	-
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	7.885	-	16.434	-
Proinfa	1.443	-	3.007	-
Outros componentes financeiros				
Neutralidade	20.440	-	42.605	-
Sobrecontratação	(22.535)	-	(46.972)	-
Risco hidrológico	(84.016)	-	(175.117)	-
Devoluções tarifárias	(17.675)	-	(36.840)	-
Ajuste CVA Angra III	3.009	-	6.272	-
Outros	2.605	-	5.429	-
	78.466	-	163.549	-
Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2019				
Parcela A				
Energia elétrica para revenda - CVA Energ	394.691	131.563	176.198	176.198
Energia elétrica para revenda - Itaipu	530.068	176.690	304.085	304.086
Transporte de energia pela rede básica	(72.400)	(24.133)	(29.307)	(29.307)
Transporte de energia de Itaipu	14.855	4.952	7.469	7.469
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	(246.498)	(82.166)	(120.862)	(120.862)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	119.339	39.780	71.325	71.325
Proinfa	6.857	2.285	(9)	(9)
Outros componentes financeiros				
Neutralidade	38.445	12.815	40.212	40.211
Sobrecontratação	(175.746)	(58.582)	(95.722)	(95.722)
Risco hidrológico	(155.338)	(51.779)	(71.958)	(71.958)
Devoluções tarifárias	(55.193)	(18.398)	(23.796)	(23.796)
	399.080	133.027	257.635	257.635
	477.546	133.027	421.184	257.635

Consolidado	31.03.2019		31.12.2018	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Passivos financeiros setoriais - revisão tarifária 2021				
Componentes financeiros				
Devoluções tarifárias	-	(97.991)	-	(96.531)
	-	(97.991)	-	(96.531)
	-	(97.991)	-	(96.531)

9.2 Mutação dos ativos e passivos financeiros setoriais líquidos

Consolidado	Saldo em 1º.01.2019	Receita Operacional		Resultado financeiro	Bandeiras tarifárias	Saldo em 31.03.2019
		Constituição	Amortização	Atualização		
Parcela A						
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu	886.243	89.203	(149.582)	14.304	-	840.168
Energia elétrica comprada p/ revenda - CVA Energ	626.891	180.107	(147.802)	9.514	(10.762)	657.948
Transporte de energia pela rede básica	(30.514)	(36.959)	(15.122)	(457)	-	(83.052)
Transporte de energia comprada de Itaipu	23.250	4.648	(4.468)	365	-	23.795
ESS	(481.972)	(83.550)	129.041	(7.446)	-	(443.927)
CDE	159.084	14.030	(8.755)	2.645	-	167.004
Proinfa	2.989	9.051	(1.614)	159	-	10.585
Outros componentes financeiros						
Neutralidade	123.028	(30.067)	(22.164)	903	-	71.700
Ajuste CVA Angra III	6.272	-	(3.263)	-	-	3.009
Risco hidrológico	(319.033)	(60.430)	91.101	(2.771)	-	(291.133)
Devoluções tarifárias	(180.963)	(24.996)	19.165	(2.463)	-	(189.257)
Sobrecontratação	(238.416)	(39.994)	24.436	(2.889)	-	(256.863)
Outros	5.429	-	(2.824)	-	-	2.605
	582.288	21.043	(91.851)	11.864	(10.762)	512.582
Ativo circulante	421.184					477.546
Ativo não circulante	257.635					133.027
Passivo não circulante	(96.531)					(97.991)

10 Contas a Receber Vinculadas à Concessão

Consolidado	31.03.2019	31.12.2018
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (10.1)	777.188	783.023
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (10.2)	331.113	322.259
Bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas (10.3)	634.300	625.772
Remensuração do ativo financeiro RBSE (10.4)	752.755	753.826
Contrato de concessão de geração de energia elétrica (10.5)	66.802	65.811
	2.562.158	2.550.691
	Circulante	53.177
	Não circulante	2.497.514
	54.596	53.177
	2.507.562	2.497.514

10.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Em 1º.01.2019	783.023
Transferências para ativos de contrato (NE nº 11.1)	(13.086)
Transferências para investimento	(661)
Transferências para outros créditos (bens destinados a alienação)	(3)
Reconhecimento do valor justo	7.933
Baixas	(18)
Em 31.03.2019	777.188

10.2 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

Em 1º.01.2019	322.259
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.2)	3.163
Reconhecimento do valor justo	5.691
Em 31.03.2019	331.113

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

Em 1º.01.2019	625.772
Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes	(17.012)
Juros efetivos (NE nº 32)	25.540
Em 31.03.2019	634.300

10.4 Remensuração dos ativos RBSE

Em 1º.01.2019	753.826
Transferências para ativos de contrato (NE nº 11.3)	1.713
Remuneração	32.096
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(34.880)
Em 31.03.2019	752.755

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 três 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 o atual ciclo 2018-2019, conforme Resolução Homologatória Aneel nº 2.408, de 26.06.2018.

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

Em 1º.01.2019	65.811
Remuneração pela remensuração do fluxo de caixa	125
Reversão de perdas estimadas para redução ao valor recuperável (NE nº 33.4)	866
Em 31.03.2019	66.802

11 Ativos de contrato

Consolidado	31.03.2019	31.12.2018
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (11.1)	703.641	640.500
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (11.2)	26.929	25.718
Contratos de concessão de transmissão (11.3)	2.864.681	2.767.012
	3.595.251	3.433.230
	Circulante 88.295	85.019
	Não circulante 3.506.956	3.348.211

11.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Consolidado	Ativo	Obrigações especiais	Total
Em 1º.01.2019	664.755	(24.255)	640.500
Aquisições	228.528	-	228.528
Participação financeira do consumidor	-	(22.866)	(22.866)
Provisão para litígios adicionada ao custo das obras	135	-	135
Transferências de/para o intangível (NE nº 19.1)	(177.084)	21.961	(155.123)
Transferências de/para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.1)	12.464	622	13.086
Baixas	(619)	-	(619)
Em 31.03.2019	728.179	(24.538)	703.641

Durante a fase de construção são capitalizados os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures. No primeiro trimestre de 2019 esses custos totalizaram R\$ 1.621, à taxa média de 0,09% a.a. (R\$ 1.003, à taxa média de 0,06% a.a. durante o primeiro trimestre de 2018, capitalizado no ativo de contrato).

11.2 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

Em 1º.01.2019	25.718
Aquisições	4.283
Transferências do intangível (NE nº 19.3)	91
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.2)	(3.163)
Em 31.03.2019	26.929

11.3 Contratos de concessão de transmissão

Em 1º.01.2019	2.767.012
Transferências do contas a receber vinculadas à concessão - RBSE (NE nº 10.4)	(1.713)
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(53.292)
Transferências para o imobilizado	(148)
Remuneração	88.499
Receita de construção	64.323
Em 31.03.2019	2.864.681

12 Outros Créditos

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2019	31.12.2018	31.03.2019	31.12.2018
Serviços em curso (a)	7.449	7.444	182.146	165.973
Créditos nas operações de aquisição de gás (12.1)	-	-	110.086	112.003
Repasse CDE (12.2)	-	-	102.349	107.472
Valor justo na compra e venda de energia (NE nº 36.2.12)	-	-	50.276	14.793
Adiantamento a empregados	849	453	34.653	21.201
Adiantamento a fornecedores (b)	286	319	18.731	22.096
Bandeira tarifária - CCRTB	-	-	10.289	28.725
Adiantamento para indenizações imobiliárias	-	-	9.520	19.591
Alienações e desativações em curso	-	-	13.023	19.457
Outros créditos	392	6.255	80.608	80.833
	8.976	14.471	611.681	592.144
Circulante	1.532	7.027	364.283	363.250
Não circulante	7.444	7.444	247.398	228.894

CCRTB - 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 alienação 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

Saldo a ser repassado pela CDE referente aos descontos tarifários incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários definidos conforme art. 13, inciso VII, da Lei nº 10.438/2002 e Decreto nº 7.891/2013. O valor repassado à Copel DIS referente ao período de junho de 2017 a maio de 2018, conforme Resolução Homologatória nº 2.255/2017, foi de R\$ 49.304 mensais. A partir de junho de 2018 esse valor foi alterado para R\$ 62.699 mensais, pela Resolução Homologatória nº 2.402, de 19.06.2018, que homologou o resultado do último Reajuste Tarifário Anual.

13 Tributos

13.1 Imposto de renda e contribuição social diferidos

13.1.1 Mutação do imposto de renda e contribuição social diferidos

Controladora	Saldo em 1º.01.2019	Reconhecido no resultado	Saldo em 31.03.2019
Ativo não circulante			
Provisões para litígios	100.123	1.283	101.406
Amortização do direito de concessão	20.063	95	20.158
Provisão Finam	3.455	-	3.455
Benefícios pós-emprego	1.682	43	1.725
Outros	51.174	(131)	51.043
	176.497	1.290	177.787
(-) Passivo não circulante			
Atualização de depósitos judiciais	22.259	(2.441)	19.818
Custo de transação sobre empréstimos e debêntures	4.341	(636)	3.705
Instrumentos financeiros	2.529	628	3.157
	29.129	(2.449)	26.680
Líquido	147.368	3.739	151.107

Consolidado	Saldo em 1º.01.2019	Reconhecido no resultado	Saldo em 31.03.2019
Ativo não circulante			
Provisões para litígios	573.177	20.788	593.965
Benefícios pós-emprego	328.685	3.327	332.012
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	328.011	(295)	327.716
Provisão para P&D e PEE	154.491	2.451	156.942
Provisão para compra de energia	155.570	23.685	179.255
Perdas de créditos esperadas	114.010	2.061	116.071
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	71.140	(11.680)	59.460
INSS - liminar sobre depósito judicial	67.010	1.302	68.312
Amortização do direito de concessão	53.339	1.197	54.536
Provisão para participação nos lucros	30.548	9.352	39.900
Contratos de concessão	23.606	(325)	23.281
Instrumentos financeiros	12.232	(1.450)	10.782
Outros	135.539	11.976	147.515
	2.047.358	62.389	2.109.747
(-) Passivo não circulante			
Contratos de concessão	613.658	36.385	650.043
Custo atribuído ao imobilizado	415.325	(8.492)	406.833
Atualização de depósitos judiciais	64.167	(2.026)	62.141
Custo de transação sobre empréstimos e debêntures	31.127	(2.996)	28.131
Diferimento de ganho de capital	11.320	-	11.320
Capitalização de encargos financeiros	1.898	-	1.898
Outros	60.222	14.899	75.121
	1.197.717	37.770	1.235.487
Líquido	849.641	24.619	874.260
Ativo apresentado no Balanço Patrimonial	1.007.061		1.045.268
Passivo apresentado no Balanço Patrimonial	(157.420)		(171.008)

13.1.2 Realização dos créditos fiscais diferidos

	Controladora		Consolidado	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
2019	821	(315)	457.340	(66.169)
2020	172	(2.467)	276.068	(87.321)
2021	172	(923)	193.076	(90.044)
2022	172	-	122.524	(105.507)
2023	172	-	119.462	(74.084)
2024 a 2026	516	-	224.429	(194.263)
2027 a 2029	175.762	(22.975)	716.848	(618.099)
	177.787	(26.680)	2.109.747	(1.235.487)

13.1.3 Créditos fiscais não reconhecidos

Em 31.03.2019, a UEG Araucária não reconheceu créditos de imposto de renda e contribuição social sobre prejuízos fiscais e bases negativas no montante de R\$ 38.600 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	
	31.03.2019	31.12.2018	31.03.2019	31.12.2018
Ativo circulante				
ICMS a recuperar	-	-	106.082	96.072
PIS/Pasep e Cofins a compensar	321	321	73.845	64.200
Outros tributos a compensar	-	-	570	570
	321	321	180.497	160.842
Ativo não circulante				
ICMS a recuperar	-	-	49.854	50.306
PIS/Pasep e Cofins	86.479	86.097	147.976	147.380
Outros tributos a compensar	15	13	33.707	33.714
	86.494	86.110	231.537	231.400
Passivo circulante				
ICMS a recolher	2	-	147.111	185.634
PIS/Pasep e Cofins a recolher	-	-	115.516	115.345
IRRF sobre JSCP	-	-	-	23.687
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert	-	-	47.428	46.777
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	-	-	64.678	64.974
Outros tributos	148	152	13.247	15.016
	150	152	387.980	451.433
Passivo não circulante				
INSS a recolher - liminar sobre depósito judicial	2.672	2.602	201.256	197.413
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert	-	-	466.377	471.665
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	-	-	5.390	21.658
TCFRH (a)	-	-	114.874	101.821
Outros tributos	-	-	4.229	4.175
	2.672	2.602	792.126	796.732

(a) Taxa de Controle, Acompanhamento e Fiscalização das Atividades de Exploração e do Aproveitamento de Recursos Hídricos - pagamento suspenso por liminar.

13.3 Conciliação da provisão para imposto de renda e contribuição social

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2019	Reapresentado 31.03.2018	31.03.2019	Reapresentado 31.03.2018
Lucro antes do IRPJ e CSLL	500.603	376.257	771.159	537.207
IRPJ e CSLL (34%)	(170.205)	(127.927)	(262.194)	(182.650)
Efeitos fiscais sobre:				
Equivalência patrimonial	167.624	100.169	5.571	15.229
Despesas indedutíveis	(80)	(5)	(5.094)	(3.844)
Incentivos fiscais	44	53	4.297	3.110
Prejuízo fiscal e base negativa da CSLL não constituídos	-	-	(6.940)	(6.875)
Constituição e/ou compensação de prejuízo fiscal e base negativa da CSLL de exercícios anteriores	-	-	2.663	-
Diferença entre as bases de cálculo do lucro real e presumido	-	-	(3.906)	(6.441)
Outros	5	5	406	118
IRPJ e CSLL correntes	(6.351)	(21.574)	(289.816)	(245.607)
IRPJ e CSLL diferidos	3.739	(6.131)	24.619	64.254
Alíquota efetiva - %	0,5%	-3,1%	34,4%	26,2%

14 Despesas Antecipadas

Consolidado	31.03.2019	31.12.2018
Prêmio de risco - Repactuação do Risco Hidrológico (GSF) (14.1)	8.709	12.574
Outros	31.054	31.535
	39.763	44.109
	Circulante	40.819
	Não circulante	3.290

14.1 Repactuação do Risco Hidrológico (GSF)

Consolidado	Saldo em 1º.01.2019	Amor-tização	Transfe-rências	Saldo em 31.03.2019
Prêmio de risco - ativo circulante	9.394	(3.865)	1.590	7.119
Prêmio de risco - ativo não circulante	3.180	-	(1.590)	1.590
Intangível	38.707	(1.760)	-	36.947
	51.281	(5.625)	-	45.656
Prêmio de risco a amortizar - despesa antecipada	12.574			8.709
Extensão de prazo da outorga - intangível	38.707			36.947

15 Partes Relacionadas

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2019	31.12.2018	31.03.2019	31.12.2018
Controlador				
Estado do Paraná - Programa Morar Bem	-	-	194	-
Controladas				
Copel DIS (15.1)	106.707	104.751	-	-
Eólicas (15.2)	18.983	-	-	-
Compartilhamento de estrutura	5.467	8.134	-	-
Reembolso de gastos	154	-	-	-
	131.311	112.885	194	-
	Circulante	8.134	194	-
	Não circulante	106.707	-	-

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 Eólicas - Contratos de mútuo

Em 14.03.2019, foram assinados contratos de mútuo entre a Copel (mutuante) e as usinas eólicas (mutuárias), 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. Em 30.04.2019 o mútuo foi quitado.

Mutuárias	Limite aprovado	Receita financeira	Saldo a receber
		31.03.2019	31.03.2019
Central Geradora Eólica São Miguel I S.A.	8.077	4	6.680
Central Geradora Eólica São Miguel II S.A.	7.529	3	4.970
Central Geradora Eólica São Miguel III S.A.	11.854	1	7.333
	27.460	8	18.983

16 Depósitos Judiciais

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2019	31.12.2018	31.03.2019	31.12.2018
Fiscais	119.889	131.791	360.546	369.423
Trabalhistas	68	49	83.792	84.908
Cíveis				
Cíveis	-	-	60.440	63.484
Servidões de passagem	-	-	3.354	3.280
Consumidores	-	-	1.518	1.861
	-	-	65.312	68.625
Outros	397	-	5.814	5.334
	120.354	131.840	515.464	528.290

17 Investimentos

17.1 Muta o dos investimentos

Controladora	Saldo em 1 ^o .01.2019	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amorti- za�o	Dividendos e JSCP	Saldo em 31.03.2019
Controladas						
Copel GeT	8.911.964	292.077	-	-	-	9.204.041
Copel DIS	5.908.755	175.082	-	-	-	6.083.837
Copel TEL	638.873	3.504	20.100	-	-	662.477
Copel REN	28.749	32	-	-	-	28.781
Copel Energia	83.468	9.577	2.305	-	-	95.350
UEG Araucária (17.2)	74.132	(4.055)	739	-	-	70.816
Compagás (17.2)	221.654	8.260	-	-	-	229.914
Elejor (17.2)	37.785	9.548	-	-	(7.783)	39.550
Elejor - direito de concessão	13.008	-	-	(189)	-	12.819
	15.918.388	494.025	23.144	(189)	(7.783)	16.427.585
Empreendimentos controlados em conjunto						
Voltaia São Miguel do Gostoso I (17.3)	110.568	(3.530)	-	-	-	107.038
Voltaia São Miguel do Gostoso - direito de autoriza�o	10.405	-	-	(92)	-	10.313
	120.973	(3.530)	-	(92)	-	117.351
Coligadas						
Dona Francisca Energética (17.4)	29.144	2.516	-	-	(584)	31.076
Outras	2.062	-	-	-	-	2.062
	31.206	2.516	-	-	(584)	33.138
	16.070.567	493.011	23.144	(281)	(8.367)	16.578.074

Consolidado	Saldo em 1 ^o .01.2019	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Redu�o de capital	Amorti- za�o	Dividendos e JSCP	Transfe- rências	Saldo em 31.03.2019
Empreendimentos controlados em conjunto (17.3)								
Voltaia São Miguel do Gostoso I	110.568	(3.530)	-	-	-	-	-	107.038
Voltaia São Miguel do Gostoso - direito de autoriza�o	10.405	-	-	-	(92)	-	-	10.313
Paraná Gás	-	-	-	-	-	-	-	-
Caiuá	74.639	(554)	-	-	-	-	-	74.085
Integra�o Maranhense	129.684	203	-	-	-	-	-	129.887
Matrinch�	673.216	6.532	-	-	-	-	-	679.748
Guaraciaba	356.941	(1.011)	-	(34.300)	-	-	-	321.630
Paranaíba	160.584	5.556	-	-	-	-	-	166.140
Mata de Santa Genebra	484.262	4.099	40.080	-	-	-	-	528.441
Cantareira	317.523	(1.485)	-	-	-	-	-	316.038
	2.317.822	9.810	40.080	(34.300)	(92)	-	-	2.333.320
Coligadas								
Dona Francisca Energética (17.4)	29.144	2.516	-	-	-	(584)	-	31.076
Foz do Chopim Energética (17.4)	8.227	4.073	-	-	-	-	-	12.300
Domin� Holdings	2.442	(14)	-	-	-	(1.181)	-	1.247
Outras	9.115	-	-	-	-	-	-	9.115
	48.928	6.575	-	-	-	(1.765)	-	53.738
Propriedades para investimento	1.342	-	-	-	(7)	-	673	2.008
Adiantamento para futura aquisi�o de investimento	142	-	7.000	-	-	-	-	7.142
	2.368.234	16.385	47.080	(34.300)	(99)	(1.765)	673	2.396.208

17.2 Controladas com participação de não controladores

17.2.1 Informações financeiras resumidas

Saldos em 31.03.2019	Compagás	Elejor	UEG Araucária
ATIVO	679.817	622.267	414.576
Ativo circulante	203.896	57.700	15.995
Ativo não circulante	475.921	564.567	398.581
PASSIVO	679.817	622.267	414.576
Passivo circulante	130.676	84.468	36.958
Passivo não circulante	98.330	481.301	27.230
Patrimônio líquido	450.811	56.498	350.388
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO			
Receita operacional líquida	174.081	71.084	-
Custos e despesas operacionais	(151.637)	(25.314)	(20.588)
Resultado financeiro	(1.616)	(25.114)	314
Tributos	(4.634)	(7.017)	-
Lucro (prejuízo) do período	16.194	13.639	(20.274)
Outros resultados abrangentes	-	-	-
Resultado abrangente do período	16.194	13.639	(20.274)
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA			
Fluxo de caixa das atividades operacionais	10.542	13.190	(20.731)
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(4.395)	(43)	(2)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(1.467)	(30.228)	2.930
TOTAL DOS EFETOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	4.680	(17.081)	(17.803)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	90.155	42.886	21.516
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	94.835	25.805	3.713
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	4.680	(17.081)	(17.803)

17.2.2 Mutação do patrimônio líquido atribuível aos acionistas não controladores

Participação no capital social	Compagás: 49%	Elejor: 30%	UEG Araucária: 20%	Consolidado
Em 1º.01.2019	212.962	16.193	74.134	303.289
Lucro líquido (prejuízo) do período	7.934	4.092	(4.055)	7.971
Deliberação do dividendo adicional proposto	-	(3.335)	-	(3.335)
Em 31.03.2019	220.896	16.950	70.079	307.925

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

Saldos em 31.03.2019	Voltalia	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
ATIVO	220.868	261.544	466.327	2.216.344	1.204.514	1.605.072	2.382.524	1.437.734
Ativo circulante	2.325	28.538	51.075	315.028	173.790	166.713	231.276	162.644
Caixa e equivalentes de caixa	181	3.766	7.222	122.315	60.816	14.466	3.179	42.422
Outros ativos circulantes	2.144	24.772	43.853	192.713	112.974	152.247	228.097	120.222
Ativo não circulante	218.543	233.006	415.252	1.901.316	1.030.724	1.438.359	2.151.248	1.275.090
PASSIVO	220.868	261.544	466.327	2.216.344	1.204.514	1.605.072	2.382.524	1.437.734
Passivo circulante	2.219	26.555	74.475	139.191	80.722	107.538	205.655	57.608
Passivos financeiros	-	7.436	13.247	72.336	28.447	55.995	52.788	42.902
Outros passivos circulantes	2.219	19.119	61.228	66.855	52.275	51.543	152.867	14.706
Passivo não circulante	-	83.798	126.776	689.914	467.402	819.410	1.122.095	735.153
Passivos financeiros	-	55.550	88.304	675.943	481.257	604.154	938.341	527.419
Outros passivos não circulantes	-	28.248	38.472	13.971	(13.855)	215.256	183.754	207.734
Patrimônio líquido	218.649	151.191	265.076	1.387.239	656.390	678.124	1.054.774	644.973
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO								
Receita operacional líquida	-	1.720	46.341	64.596	16.133	61.141	220.437	12.880
Custos e despesas operacionais	(24)	(1.175)	(8.913)	(8.696)	(5.445)	(8.958)	(178.588)	(927)
Resultado financeiro	2	(1.495)	(9.788)	(16.129)	(11.080)	(14.916)	(22.354)	(13.593)
Equivalência patrimonial	(7.182)	-	-	-	-	-	-	-
Provisão para IR e CSLL	-	(183)	(27.224)	(26.441)	(1.670)	(14.591)	(11.312)	(1.391)
Lucro (prejuízo) do período	(7.204)	(1.133)	416	13.330	(2.062)	22.676	8.183	(3.031)
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado abrangente do período	(7.204)	(1.133)	416	13.330	(2.062)	22.676	8.183	(3.031)
Participação no empreendimento - %	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	24,5	50,1	49,0
Valor contábil do investimento	107.138	74.085	129.887	679.748	321.630	166.140	528.441	316.038

Em 31.03.2019, a participação da Copel nos compromissos assumidos dos seus empreendimentos controlados em conjunto equivale a R\$ 40.284 (R\$ 81.263 em 31.12.2018) e nos passivos contingentes equivale a R\$ 17.761 (R\$ 40.324 em 31.12.2018).

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

Saldos em 31.03.2019	Dona Francisca	Foz do Chopim
ATIVO	142.374	77.923
Ativo circulante	21.842	45.351
Ativo não circulante	120.532	32.572
PASSIVO	142.374	77.923
Passivo circulante	4.227	17.402
Passivo não circulante	3.210	26.133
Patrimônio líquido	134.937	34.388
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO		
Receita operacional líquida	17.445	13.526
Custos e despesas operacionais	(6.039)	(2.091)
Resultado financeiro	129	466
Provisão para IR e CSLL	(607)	(513)
Lucro líquido do período	10.928	11.388
Outros resultados abrangentes	-	-
Resultado abrangente do período	10.928	11.388
Participação na coligada - %	23,0303	35,77
Valor contábil do investimento	31.076	12.300

Em 31.03.2019, a participação da Copel nos passivos contingentes das suas coligadas equivale a R\$ 61.634 (R\$ 61.341 em 31.12.2018).

18 Imobilizado

18.1 Imobilizado por classe de ativos

Consolidado	31.03.2019			31.12.2018		
	Custo	Depreciação acumulada		Custo	Depreciação acumulada	
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	7.694.300	(4.255.947)	3.438.353	6.643.087	(4.216.613)	2.426.474
Máquinas e equipamentos	7.730.356	(2.733.690)	4.996.666	5.648.292	(2.674.150)	2.974.142
Edificações	2.607.871	(1.037.742)	1.570.129	1.500.990	(1.021.783)	479.207
Terrenos	468.357	(19.622)	448.735	375.286	(18.184)	357.102
Veículos e aeronaves	47.448	(42.551)	4.897	47.744	(41.978)	5.766
Móveis e utensílios	22.260	(12.971)	9.289	22.057	(12.642)	9.415
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (18.7)	(935.415)	-	(935.415)	(3.489)	-	(3.489)
(-) Obrigações especiais	(68)	29	(39)	(68)	27	(41)
	17.635.109	(8.102.494)	9.532.615	14.233.899	(7.985.323)	6.248.576
Em curso						
Custo	1.525.155	-	1.525.155	5.789.780	-	5.789.780
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (18.7)	(271.995)	-	(271.995)	(1.197.693)	-	(1.197.693)
	1.253.160	-	1.253.160	4.592.087	-	4.592.087
	18.888.269	(8.102.494)	10.785.775	18.825.986	(7.985.323)	10.840.663

18.2 Mutações do imobilizado

Consolidado	Saldo em 1º.01.2019	Aquisições/ Impairment	Depreciação	Baixas	Transfe- rências	Saldo em 31.03.2019
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	2.426.474	-	(39.371)	(1)	1.051.251	3.438.353
Máquinas e equipamentos	2.974.142	-	(68.359)	(23.990)	2.114.873	4.996.666
Edificações	479.207	-	(12.992)	-	1.103.914	1.570.129
Terrenos	357.102	-	(1.437)	-	93.070	448.735
Veículos e aeronaves	5.766	-	(1.078)	(95)	304	4.897
Móveis e utensílios	9.415	-	(381)	(5)	260	9.289
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (18.7)	(3.489)	-	-	-	(931.926)	(935.415)
(-) Obrigações especiais	(41)	-	2	-	-	(39)
	6.248.576	-	(123.616)	(24.091)	3.431.746	9.532.615
Em curso						
Custo	5.789.780	98.945	-	(47)	(4.363.523)	1.525.155
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (18.7)	(1.197.693)	(6.228)	-	-	931.926	(271.995)
	4.592.087	92.717	-	(47)	(3.431.597)	1.253.160
	10.840.663	92.717	(123.616)	(24.138)	149	10.785.775

18.3 Custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados

Os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados no imobilizado durante o primeiro trimestre de 2019 totalizaram R\$ 1.169, à taxa média de 0,03% a.a. (R\$ 1.297, à taxa média de 0,04% a.a., durante o primeiro trimestre de 2018).

18.4 UHE Colíder

Em 09.03.2019 e 07.05.2019, entraram em operação comercial, respectivamente, duas unidades geradoras da usina, conforme Despachos Aneel nº(s) 673/2019 e 1.273/2019, ambas com 100 MW de potência instalada. A terceira e última unidade geradora tem previsão de entrada durante o segundo semestre de 2019.

Em decorrência de caso fortuito e de força maior a usina atrasou sua operação comercial, inicialmente prevista para janeiro de 2015. A Copel GeT protocolou na Aneel pedido de excludente de responsabilidade para que a obrigatoriedade do fornecimento da energia vendida fosse postergado, o qual foi negado pela agência. A Copel GeT então protocolou, em 18.12.2017, ação ordinária com pedido de tutela antecipada junto ao Poder Judiciário, solicitando a reversão da decisão da Agência e, em 06.04.2018, o Tribunal Federal da 1ª Região deferiu integralmente a antecipação de tutela recursal requerida pela Copel GeT no Agravo de Instrumento para isentá-la de quaisquer ônus, encargos ou restrições a direito decorrentes do deslocamento do cronograma de implantação da UHE Colíder.

Após o início parcial da operação comercial, em março de 2019, a usina atendeu seu contrato de venda de energia com geração própria no montante de 41,1 MW médios de um total contratado de 125 MW médios. Para os períodos anteriores o contrato foi cumprido conforme descrito a seguir:

- de janeiro de 2015 a maio de 2016, com sobras de energia descontratada em suas demais usinas;
- em junho de 2016, com redução parcial por meio de acordo bilateral;

- 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 - MCS-D-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 obtida pela Administração.

Em virtude do não julgamento do mérito da ação, foram reconhecidos no resultado do trimestre os efeitos contratuais tanto da receita, quanto do custo da energia para cobertura de seu lastro.

18.5 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 (%)	31.03.2019	31.12.2018
UHE Gov. Jayme Canet Júnior - Mauá				
Consórcio Energético Cruzeiro do Sul	51,0			
Em serviço			859.917	859.917
(-) Depreciação Acumulada		3,43	(183.910)	(176.546)
Em curso			22.738	22.738
			698.745	706.109
UHE Baixo Iguaçu (18.5.1)	30,0			
Em serviço			723.271	-
(-) Depreciação Acumulada		3,27	(1.971)	-
Em curso			-	717.599
			721.300	717.599
			1.420.045	1.423.708

18.5.1 Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu - Cebi

A Copel detém 30% de participação no Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu - Cebi. O consórcio tem o objetivo de construir e explorar o empreendimento denominado Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu, com potência instalada de 350,2 MW e garantia física de 171,3 MW médios localizado no Rio Iguaçu, entre os Municípios de Capanema e de Capitão Leônidas Marques, e entre a UHE Governador José Richa e o Parque Nacional do Iguaçu, no Estado do Paraná. A usina encontra-se 100% em operação comercial, tendo o início da geração comercial das unidades 1 e 2 ocorrido em fevereiro de 2019 e da unidade 3 em abril de 2019.

18.6 Construção do empreendimento eólico Cutia

O empreendimento eólico Cutia, localizado no Estado do Rio Grande do Norte, está dividido em dois grandes complexos:

- Complexo Cutia, composto por sete parques eólicos (Guajiru, Jangada, Potiguar, Cutia, Maria Helena, Esperança do Nordeste e Paraíso dos Ventos do Nordeste), com 180,6 MW de capacidade total instalada e 71,4 MW médios de garantia física. Todos os parques eólicos encontram-se em operação comercial.
- Complexo Bento Miguel: composto por seis parques eólicos (São Bento do Norte I, São Bento do Norte II, São Bento do Norte III, São Miguel I, São Miguel II e São Miguel III) com 132,3 MW de capacidade total instalada e 58,7 MW médios de garantia física. Todos os parques eólicos encontram-se em operação comercial.

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

Em 31.03.2019, os empreendimentos com saldos de *impairment* registrados são os seguintes:

Consolidado	Imobilizado			Valor em uso
	Custo	Depreciação	Impairment	
UHE Colíder	2.361.250	(8.338)	(731.265)	1.621.647
Complexo Eólico Cutia	1.249.053	(10.355)	(171.352)	1.067.346
Complexo Eólico Bento Miguel	868.402	(4.620)	(87.372)	776.410
Consórcio Tapajós (a)	14.464	-	(14.464)	-
Usinas no Paraná	981.171	(47.374)	(202.957)	730.840
	5.474.340	(70.687)	(1.207.410)	4.196.243

(a) Projeto em desenvolvimento

No primeiro trimestre de 2019 o saldo de *impairment* sofreu as seguintes movimentações:

Consolidado	Saldo em 1º.01.2019	Impairment	Saldo em 31.03.2019
Em serviço			
UHE Colíder	-	(597.003)	(597.003)
Complexo Eólico Cutia	-	(148.512)	(148.512)
Complexo Eólico Bento Miguel	-	(73.655)	(73.655)
Usinas no Paraná	(3.489)	(112.756)	(116.245)
	(3.489)	(931.926)	(935.415)
Em curso			
UHE Colíder	(731.265)	597.003	(134.262)
Complexo Eólico Cutia	(167.875)	145.035	(22.840)
Complexo Eólico Bento Miguel	(84.621)	70.904	(13.717)
Consórcio Tapajós	(14.464)	-	(14.464)
Usinas no Paraná	(199.468)	112.756	(86.712)
	(1.197.693)	925.698	(271.995)
	(1.201.182)	(6.228)	(1.207.410)

19 Intangível

Consolidado	31.03.2019	31.12.2018
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (19.1)	5.454.375	5.390.063
Contratos de concessão/autorização de geração (19.2)	586.163	593.852
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (19.3)	915	3.619
Outros intangíveis (19.4)	41.103	41.563
	6.082.556	6.029.097

19.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Consolidado	em serviço	Obrigações especiais		Total
		em serviço	em curso	
Em 1º.01.2019	8.212.792	(2.822.729)	-	5.390.063
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.1)	177.084	(21.961)	-	155.123
Transferências para investimento	(7)	-	-	(7)
Quotas de amortização - concessão (a)	(112.769)	33.374	-	(79.395)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(2.698)	-	-	(2.698)
Baixas	(8.711)	-	-	(8.711)
Em 31.03.2019	8.265.691	(2.811.316)	-	5.454.375

(a) Amortização durante o período de concessão a partir da capitalização 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.01.2019	226.411	-	367.441	593.852
Quotas de amortização - concessão e autorização (b)	(4.258)	-	(3.431)	(7.689)
Em 31.03.2019	222.153	-	364.010	586.163

(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

Em 1º.01.2019	3.619
Transferências para ativos de contrato (NE nº 11.2)	(91)
Quotas de amortização - concessão	(2.613)
Em 31.03.2019	915

19.4 Outros intangíveis

Consolidado	em serviço	em curso	Total
Em 1º.01.2019	25.630	15.933	41.563
Aquisições	-	1.579	1.579
Transferências do imobilizado	39	-	39
Capitalizações para intangível em serviço	1.241	(1.241)	-
Quotas de amortização (a)	(2.076)	-	(2.076)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(2)	-	(2)
Em 31.03.2019	24.832	16.271	41.103

(a) Taxa anual de amortização: 20%.

20 Obrigações Sociais e Trabalhistas

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2019	31.12.2018	31.03.2019	31.12.2018
Obrigações sociais				
Impostos e contribuições sociais	935	1.529	32.088	54.653
Encargos sociais sobre férias e 13º salário	756	731	30.810	30.010
	1.691	2.260	62.898	84.663
Obrigações trabalhistas				
Folha de pagamento, líquida	-	-	60	1.308
Férias e 13º Salário	2.636	2.480	102.264	101.327
Provisão para participação nos lucros e/ou resultados	1.138	863	120.953	91.526
Programa de desligamentos voluntários	398	1.144	2.425	5.349
Outros	33	-	307	6
	4.205	4.487	226.009	199.516
	5.896	6.747	288.907	284.179

21 Fornecedores

Consolidado	31.03.2019	31.12.2018
Energia elétrica	983.923	819.792
Materiais e serviços	338.777	384.300
Gás para revenda	88.770	95.478
Encargos de uso da rede elétrica	167.905	169.629
	1.579.375	1.469.199
	Circulante	1.529.944
	Não circulante	49.431
		1.419.243
		49.956

22 Empréstimos e Financiamentos

Contrato	Empresa	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Encargos financeiros a.a. (juros + comissão)	Pagamento de encargos	Valor do contrato	Consolidado		
								31.03.2019	31.12.2018	
Moeda estrangeira										
Secretaria do Tesouro Nacional - STN										
(1) Par Bond	Copel	20.05.1998	1	11.04.2024	6,0% + 0,20%	Semestral	17.315	43.546	42.914	
(1) Discount Bond	Copel	20.05.1998	1	11.04.2024	3,3125% + 0,20%	Semestral	12.082	63.161	61.837	
Total moeda estrangeira								106.707	104.751	
Moeda nacional										
Banco do Brasil										
(2) CCB 330.600.773	Copel DIS	11.07.2014	3	11.07.2019	111,8% do DI	Semestral	116.667	39.382	40.023	
(3) CFX 17/35959-7	Copel DIS	16.05.2017	2	06.05.2019	12,0%	Trimestral	75.000	-	37.973	
(4) CCB 21/00851-5	Copel DIS	30.06.2017	2	13.06.2019	11,0%	Trimestral	38.889	-	19.340	
(5) CCB 17/35960-0	Copel DIS	27.07.2017	2	17.07.2019	11,0%	Trimestral	50.333	-	51.473	
(6) CFX 17/35958-9	Copel DIS	15.08.2017	2	05.08.2019	11,0%	Trimestral	58.333	-	59.102	
(7) NCI 330.600.132	Copel HOL	28.02.2007	3	28.02.2019	107,8% do DI	Semestral	231.000	-	78.669	
(8) CCB 306.401.381	Copel HOL	21.06.2018	4	21.07.2021	120,00% do DI	Trimestral	640.005	642.242	641.530	
(9) NCI 306.401.445	Copel HOL	24.02.2017	2	15.02.2020	124,5% do DI	Semestral	77.000	38.215	78.435	
								719.839	1.006.545	
Eletrobras										
(10) 981/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.08.2019	8,0%	Trimestral	1.169	33	49	
(10) 982/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2019	8,0%	Trimestral	1.283	18	24	
(10) 983/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2020	8,0%	Trimestral	11	45	51	
(10) 984/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2020	8,0%	Trimestral	14	19	22	
(10) 985/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.08.2021	8,0%	Trimestral	61	15	17	
(11) 206/07	Copel DIS	03.03.2008	120	30.08.2020	5,0%+ 1,0%	Mensal	109.642	12.612	14.839	
(11) 273/09	Copel DIS	18.02.2010	120	30.12.2022	5,0%+ 1,0%	Mensal	63.944	6.166	6.577	
								18.908	21.579	
Caixa Econômica Federal										
(11) 415.855-22/14	Copel DIS	31.03.2015	120	08.12.2026	6,0%	Mensal	16.984	14.849	15.298	
(12) 3153-352	Copel DIS	01.11.2016	36	15.12.2021	5,5 % acima da TJLP	Trimestral	1.156	456	496	
								15.305	15.794	
Finep										
(13) 21120105-00	Copel Tel	17.07.2012	81	15.10.2020	4,0%	Mensal	35.095	4.948	5.730	
(13) 21120105-00	Copel Tel	17.07.2012	81	15.10.2020	3,5% + TR	Mensal	17.103	4.182	4.842	
								9.130	10.572	
BNDES										
(14) 820989.1	Copel GeT	17.03.2009	179	15.01.2028	1,63% acima da TJLP	Mensal	169.500	104.667	107.326	
(15) 1120952.1-A	Copel GeT	16.12.2011	168	15.04.2026	1,82% acima da TJLP	Mensal	42.433	22.374	23.098	
(16) 1120952.1-B	Copel GeT	16.12.2011	168	15.04.2026	1,42% acima da TJLP	Mensal	2.290	1.207	1.246	
(17) 1220768.1	Copel GeT	28.09.2012	192	15.07.2029	1,36% acima da TJLP	Mensal	73.122	49.845	50.908	
(18) 13211061	Copel GeT	04.12.2013	192	15.10.2031	0% e 1,49% acima da TJLP	Mensal	1.041.155	843.570	841.871	
(19) 13210331	Copel GeT	03.12.2013	168	15.08.2028	1,49% e 1,89% acima da TJLP	Mensal	17.644	12.367	12.659	
(20) 15206041	Copel GeT	28.12.2015	168	15.06.2030	2,42% acima da TJLP	Mensal	34.265	23.531	23.984	
(21) 15205921	Copel GeT	28.12.2015	168	15.12.2029	2,32% acima da TJLP	Mensal	21.584	14.230	14.518	
(22) 18205101	Copel GeT	22.11.2018	192	15.06.2035	1,94% acima da TJLP	Mensal	194.000	162.191	158.659	
(23) 14205611-A	Copel DIS	15.12.2014	72	15.01.2021	2,09% acima da TJLP	Mensal	41.583	12.749	14.450	
(23) 14205611-B	Copel DIS	15.12.2014	6	15.02.2021	2,09% acima da TR BNDES	Anual	17.821	7.655	11.992	
(24) 14205611-C	Copel DIS	15.12.2014	113	15.06.2024	6,0%	Mensal	78.921	41.151	43.097	
(25) 14205611-D	Copel DIS	15.12.2014	57	15.02.2021	TJLP	Mensal	750	18	20	
(26) 14.2.1271.1	Santa Maria	01.06.2015	192	15.08.2031	1,66% acima da TJLP	Mensal	71.676	47.312	48.125	
(26) 14.2.1272.1	Santa Helena	01.06.2015	192	15.08.2031	1,66% acima da TJLP	Mensal	82.973	51.306	52.188	
(27) 11211521	GE Farol	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% acima da TJLP	Mensal	54.100	44.310	45.158	
(27) 11211531	GE Boa Vista	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% acima da TJLP	Mensal	40.050	32.759	33.385	
(27) 11211541	GE S.B. do Norte	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% acima da TJLP	Mensal	90.900	74.293	75.715	
(27) 11211551	GE Olho D'Água	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% acima da TJLP	Mensal	97.000	79.344	80.863	
(28) 18204611	Cutia	25.10.2018	192	15.07.2035	2,04% acima da TJLP	Mensal	619.405	516.910	505.368	
(29) 13212221 - A	Costa Oeste	03.12.2013	168	30.11.2028	1,95% + TJLP	Mensal	23.634	20.813	21.291	
(30) 13212221 - B	Costa Oeste	03.12.2013	106	30.09.2023	3,5%	Mensal	9.086	3.591	3.789	
(31) 14205851 - A	Marumbi	08.07.2014	168	30.06.2029	2,00% + TJLP	Mensal	33.460	26.563	27.134	
(32) 14205851 - B	Marumbi	08.07.2014	106	30.04.2024	6,0%	Mensal	21.577	11.513	12.076	
								2.204.269	2.208.920	
(33) Notas Promissórias	Copel GeT	12.05.2017	1	12.05.2019	117% do DI	Parcela única	500.000	582.378	571.822	
								582.378	571.822	
Banco do Brasil Repasse BNDES										
(34) 21/02000-0	Copel GeT	16.04.2009	179	15.01.2028	2,13% acima da TJLP	Mensal	169.500	104.668	107.324	
								104.668	107.324	
Total moeda nacional								3.654.497	3.942.556	
								3.761.204	4.047.307	
								Circulante	1.051.712	1.113.047
								Não circulante	2.709.492	2.934.260

Destinação

- (1) Reestruturação da dívida da Controladora referente aos financiamentos sob amparo da Lei nº 4.131/62.
- (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) Capital de giro.
- (10) Programa Nacional de Irrigação - Proni.
- (11) Programa de Eletrificação Rural - Luz para Todos.
- (12) Operação para aquisição de máquinas e/ou equipamentos e também bens de informática e automação.
- (13) Projeto BEL - serviço de internet banda ultra larga (*Ultra Wide Band* - UWB).
- (14) (34) Implementação da UHE Mauá e sistema de transmissão associado, em consórcio com a Eletrosul.
- (15) Implantação de linha de transmissão entre as subestações Foz do Iguaçu e Cascavel Oeste.
- (16) Aquisição de máquinas e equipamentos nacionais para a implantação da linha de transmissão descrita acima.
- (17) Implantação da PCH Cavernoso II.
- (18) Implantação da UHE Colider e sistema de transmissão associado.
- (19) Implantação da Subestação Cerquillo III em 230/138kV.
- (20) Implantação de linha de transmissão Assis - Paraguaçu Paulista II.
- (21) Implantação de linhas de transmissão Londrina - Figueira e Salto Osório - Foz do Chopim C2.
- (22) Implantação da UHE Baixo Iguaçu e sistema de transmissão associado.
- (23) Investimento em preservação de negócios, melhorias, suporte operacional e investimentos gerais em expansão.
- (24) Máquinas e equipamentos nacionais credenciados no BNDES.
- (25) Implantação, expansão e consolidação de projetos e programas de Investimentos Sociais de Empresas (ISE).
- (26) (27) (28) Construção e implantação de centrais geradoras eólicas.
- (29) Implantação de Linha de Transmissão 230 kV entre a SE Cascavel Oeste e a SE Umuarama Sul e implantação da SE Umuarama Sul 230/138 kV.
- (30) Aquisição de máquinas e equipamentos nacionais para implantação do empreendimento descrito acima.
- (31) Implantação de Linha de Transmissão 525 kV entre a SE Curitiba e a SE Curitiba Leste e implantação da SE Curitiba Leste 525/230 kV.
- (32) Aquisição de máquinas e equipamentos nacionais para implantação do empreendimento descrito acima.
- (33) Pagamento da primeira parcela de debêntures e reforço de caixa da Copel Get.

Garantias

- (1) Conta corrente bancária centralizadora da arrecadação das receitas. Garantias depositadas (23.1).
- (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) Cessão de créditos.
- (10) (11) Receita própria, suportada por procuração outorgada por instrumento público, e na emissão de notas promissórias e duplicatas de venda mercantil em igual número das parcelas a vencer.
- (12) Cessão fiduciária de duplicatas.
- (13) Bloqueio de recebimentos na conta corrente da arrecadação.
- (14) (17) (34) Totalidade da receita proveniente da venda e/ou comercialização de energia dos CCEARs relativos ao projeto, através de Contrato de Cessão de Vinculação de Receitas, Administração de Contas e Outras Avenças.
- (15) (16) Cessão fiduciária dos direitos decorrentes do Contrato de Concessão nº 027/2009-Aneel, do Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão nº 09/2010-ONS e dos contratos de uso do Sistema de Transmissão, celebrados entre o ONS, as Concessionárias e as Usuárias do Sistema de Transmissão, inclusive a totalidade da receita proveniente da prestação dos serviços de transmissão.
- (18) Cessão fiduciária dos direitos decorrentes do Contrato de Concessão nº 01/2011MME-UHE Colider e cessão fiduciária em decorrência do Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVEE) celebrado entre Copel e BRF - Brasil Foods S.A.
- (19) Cessão fiduciária dos direitos decorrentes do Contrato de Concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 015/2010, celebrado entre Copel e União Federal.
- (20) Cessão fiduciária de direitos creditórios decorrentes do Contrato de Concessão nº 002/2013-Aneel.
- (21) Cessão fiduciária de direitos creditórios decorrentes do Contrato de Concessão nº 022/2012-Aneel.
- (22) Cessão fiduciária, nos termos do § 3º do artigo 66-B da Lei nº 4.728, de 14.07.65, (i) de sua quota de participação nos direitos emergentes da concessão de que é titular em decorrência do Contrato de Concessão de Uso de Bem Público para geração de Energia Elétrica nº 02/2012-MME-UHE Baixo Iguçu, de 20 de agosto de 2012.
- (23) (24) (25) Fiança da Copel; cessão fiduciária de receitas e direitos indenizatórios da concessão.
- (26) Fiança da Copel; penhor de ações; cessão fiduciária de direitos creditórios decorrentes do Contrato de Energia Reserva nº 153/2011; cessão fiduciária de receitas decorrentes do projeto.
- (27) Penhor de ações (GE Farol, GE Boa Vista, GE S.B.Norte and GE Olho D'Água); cessão fiduciária de recebíveis provenientes da receita de venda de energia elétrica produzidas pelo projeto; cessão fiduciária das máquinas e equipamentos montados ou construídos com os recursos a eles vinculados.
- (28) Penhor de ações; cessão fiduciária de direitos creditórios.
- (29) (30) Cessão Fiduciária dos direitos decorrentes do Contrato de Concessão 001/2012 e 100% das ações penhoradas em favor do BNDES até a quitação do empréstimo.
- (31) (32) Cessão Fiduciária dos direitos decorrentes do Contrato de Concessão 008/2012 e 100% das ações penhoradas em favor do BNDES até a quitação do empréstimo.
- (33) Aval da Copel.

22.1 Cauções e depósitos vinculados - STN

Constituição de garantias, sob a forma de caução em dinheiro, *Par Bond*, no valor de R\$ 53.034 (R\$ 52.717 em 31.12.2018), e *Discount Bond*, no valor de R\$ 37.059 (R\$ 36.838 em 31.12.2018), 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		31.03.2019	%	31.12.2018	%
Moeda estrangeira - variação da moeda no período (%)					
Dólar norte-americano	0,60	106.707	2,84	104.751	2,59
		106.707	2,84	104.751	2,59
Moeda nacional - indexadores acumulados no período (%)					
CDI	7,03	1.302.217	34,62	1.410.479	34,85
TJLP	6,40	2.245.483	59,72	2.245.786	55,49
TR	0,00	4.182	0,11	4.842	0,12
IPCA	1,51	7.655	0,20	11.992	0,30
Sem indexador (taxa fixa anual)	-	94.960	2,51	269.457	6,65
		3.654.497	97,16	3.942.556	97,41
		3.761.204	100,00	4.047.307	100,00

22.3 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.03.2019	Controladora			Consolidado		
	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
2020	-	158.145	158.145	-	314.834	314.834
2021	-	316.291	316.291	-	513.264	513.264
2022	-	-	-	-	192.431	192.431
2023	-	-	-	-	190.593	190.593
2024	104.269	-	104.269	104.269	184.615	288.884
Após 2024	-	-	-	-	1.209.486	1.209.486
	104.269	474.436	578.705	104.269	2.605.223	2.709.492

22.4 Mutação de empréstimos e financiamentos

Controladora	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
Em 1º.01.2019	104.751	798.634	903.385
Encargos	1.333	14.609	15.942
Variação monetária e cambial	623	-	623
Amortização - principal	-	(115.500)	(115.500)
Pagamento - encargos	-	(17.286)	(17.286)
Em 31.03.2019	106.707	680.457	787.164

Consolidado	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
Em 1º.01.2019	104.751	3.942.556	4.047.307
Ingressos	-	16.103	16.103
Encargos	1.333	72.598	73.931
Variação monetária e cambial	623	5.437	6.060
Amortização - principal	-	(327.933)	(327.933)
Pagamento - encargos	-	(54.264)	(54.264)
Em 31.03.2019	106.707	3.654.497	3.761.204

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 31.12.2018, todos os indicadores financeiros medidos apenas anualmente foram integralmente atendidos. Em 31.03.2019, todos os demais indicadores e condições acordadas 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	Ebitda / Resultado Financeiro Líquido	≥ 1,3
	Banco do Brasil nº 21/02000-0 - Mauá	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado	≤ 3,5
Copel DIS	3ª Emissão de Notas promissórias	Endividamento Financeiro / Ebitda ajustado	≤ 4,0
Santa Maria	BNDES Finem nº 14205611	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Santa Helena	BNDES Finem nº 14212711		
São Bento Energia, Investimento e Participações	BNDES Finem nº 14212721		
GE Boa Vista S.A.	Contrato de Cessão BNDES	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
GE Farol S.A.	BNDES Finem nº 11211531		
GE Olho D'Água S.A.	BNDES Finem nº 11211521		
GE São Bento do Norte S.A.	BNDES Finem nº 11211551		
Cutia	BNDES Finem nº 11211541	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,2
Costa Oeste	BNDES Finem nº 18204611	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

23 Debêntures

Emissão	Empresa	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento		Encargos financeiros a.a. (juros)	Valor do contrato	Consolidado		
				inicial	final			31.03.2019	31.12.2018	
(1)	5ª	Copel	13.05.2014	3	13.05.2017	13.05.2019	111,5% da taxa DI	1.000.000	341.956	336.139
(2)	6ª	Copel	28.06.2017	1	-	28.06.2019	117,0% da taxa DI	520.000	596.280	585.540
(3)	7ª	Copel	19.01.2018	2	19.01.2020	19.01.2021	119,0% da taxa DI	600.000	605.152	616.401
(4)	1ª	Copel GeT	15.05.2015	3	15.05.2018	15.05.2020	113,0% da taxa DI	1.000.000	707.477	695.328
(5)	2ª	Copel GeT	13.07.2016	2	13.07.2018	13.07.2019	121,0% da taxa DI	1.000.000	525.681	514.993
(6)	3ª	Copel GeT	20.10.2017	3	20.10.2020	20.10.2022	126,0% da taxa DI	1.000.000	1.023.803	1.003.715
(7)	4ª	Copel GeT	23.07.2018	3	23.07.2021	23.07.2023	126,0% da taxa DI	1.000.000	999.951	1.017.858
(8)	5ª	Copel GeT	25.09.2018	5	15.09.2021	15.09.2025	IPCA + 7,6475%	290.000	286.147	286.199
(9)	2ª	Copel DIS	27.10.2016	2	27.10.2018	27.10.2019	124,0% da taxa DI	500.000	256.389	250.943
(10)	3ª	Copel DIS	20.10.2017	2	20.10.2021	20.10.2022	126,0% da taxa DI	500.000	512.634	502.640
(11)	4ª	Copel DIS	27.09.2018	3	27.09.2021	27.09.2023	DI + spread 2,70%	1.000.000	984.831	1.003.524
(12)	1ª	Copel TEL	15.10.2015	5	15.10.2020	15.10.2024	IPCA + 7,9633%	160.000	192.544	186.783
(13)	2ª	Copel TEL	15.07.2017	1	-	15.07.2022	IPCA + 5,4329%	220.000	231.967	232.131
(14)	2ª	(a)	24.03.2016	192	15.08.2016	15.07.2032	TJLP + 2,02%	147.575	126.241	128.243
(15)	2ª	(a)	24.03.2016	192	15.08.2016	15.07.2032	IPCA + 9,87%	153.258	139.045	140.043
(16)	2ª	Compagás	15.04.2016	54	15.07.2017	15.12.2021	TJLP/Selic + 2,17%	33.620	16.208	17.651
								7.546.306	7.518.131	
								Circulante	2.504.504	2.184.881
								Não circulante	5.041.802	5.333.250

(a) Nova Asa Branca I, Nova Asa Branca II, Nova Asa Branca III, Nova Eurus IV e Ventos de Santo Uriel.

Características

- (1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (9) (10) (11) (12) (13) 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.
- (8) 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.
- (14) Debêntures simples, 1ª série, não conversíveis em ações, emissão privada.
- (15) Debêntures simples, 2ª série, não conversíveis em ações, emissão privada.
- (16) Debêntures simples, série única, não conversíveis em ações, da espécie fluante, emissão privada.

Pagamento de encargos financeiros

- (1) Juros semestrais - maio e novembro.
- (2) Parcela única no fim do contrato - junho.
- (3) (7) (13) Juros semestrais - janeiro e julho.
- (4) Juros anuais - maio.
- (5) Juros anuais - julho.
- (6) (10) (12) Juros semestrais - abril e outubro.
- (8) (11) Juros semestrais - março e setembro.
- (9) Juros anuais - outubro.
- (14) (15) Juros mensais.
- (16) Juros trimestrais - março, junho, setembro e dezembro.

Destinação

- (1) (2) (3) (4) (5) (6) (9) (10) Capital de giro e/ou realização de investimentos da emissora.
- (7) Resgate antecipado total da 4ª emissão de notas promissórias comerciais da Companhia e pagamento parcial da 1ª primeira parcela de amortização da 2ª emissão de debêntures.
- (8) Reembolso de gastos relacionados ao Projeto de construção das Linhas de Transmissão Araraquara II - Taubatê, Assis - Londrina e Foz do Chopim.
- (11) Capital de giro e pagamento da 1ª parcela de amortização da 2ª emissão de debêntures.
- (12) (13) Implantação, ampliação e modernização de rede de telecomunicações.
- (14) (15) Implantação de centrais eólicas e sistemas de transmissão associados.
- (16) Financeiro plano de investimentos da emissora.

Garantias

- (1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11) (12) (13) Fidejussória.
- (14) (15) Real e fidejussória e penhor de ações da Copel Geração e Transmissão.
- (16) Fluante.

Interveniente garantidora

- (1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11) (12) (13) (14) (15) Copel.
- (16) Compagás.

Agente fiduciário

- (1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11) (12) (13) Pentágono S.A. DTVM.
- (14) (15) Não há.
- (16) BNDES Participações S.A. - BNDESPAR.

23.1 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.03.2019	Controladora	Consolidado
2020	-	691.253
2021	298.202	1.633.942
2022	-	1.593.405
2023	-	786.245
2024	-	129.589
Após 2024	-	207.368
	298.202	5.041.802

23.2 Muta o das debêntures

	Controladora	Consolidado
Em 1^o.01.2019	1.538.080	7.518.131
Encargos e varia�o monetária	27.965	158.688
Amortiza�o - principal	-	(6.422)
Pagamento - encargos	(22.657)	(124.091)
Em 31.03.2019	1.543.388	7.546.306

23.3 Cláusulas contratuais restritivas - *covenants*

A Copel e suas controladas emitiram debêntures com cláusulas que requerem a manuten o de índices econômico-financeiros dentro de parâmetros pré-estabelecidos, com exigibilidade de cumprimento anual, bem como outras condi oes a serem observadas, tais como não alterar a participa o acionária da Companhia no capital social, que represente altera o de controle sem a prévia anuência dos debenturistas; não realizar, sem prévia e expressa autoriza o dos debenturistas, distribui o de dividendos ou pagamentos de juros sobre capital próprio, caso esteja em mora relativamente ao cumprimento de quaisquer de suas obriga oes pecuniárias ou não atenda aos índices financeiros estabelecidos. O descumprimento destas condi oes poderá implicar vencimento antecipado das debêntures, bem como penalidades perante aos órgãos reguladores.

Em 31.12.2018, as controladas Nova Asa Branca I Energias Renováveis S.A, Nova Asa Branca II Energias Renováveis S.A, Nova Asa Branca III Energias Renováveis S.A, Nova Eurus IV Energias Renováveis S.A e Ventos de Santo Uriel não atenderam ao  ndice de Cobertura do Serviço da Dívida - ICSD de 1,3, ao calcular o  ndice sem considerar o valor do ressarcimento junto a fornecedores de bens (NE 32.6 – b das Demonstra oes Financeiras de 31.12.2018). A Companhia preventivamente solicitou e recebeu, em 28.12.2018, carta do BNDES, com a referência AE/DEENE2 n  101/2018, não declarando o vencimento antecipado da escritura de debêntures para o ano de 2018. Exceto pelo exposto anteriormente, em 31.12.2018, todos os indicadores financeiros medidos apenas anualmente foram integralmente atendidos.

Em 31.03.2019, todos os demais indicadores e condi oes acordadas foram integralmente atendidos.

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

Empresa	Instrumento Contratual	Indicadores financeiros anuais	Limite
Copel	5ª Emissão de Debêntures 6ª Emissão de Debêntures 7ª Emissão de Debêntures		
Copel GeT	1ª Emissão de Debêntures 2ª Emissão de Debêntures 3ª Emissão de Debêntures 4ª Emissão de Debêntures 5ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado Índice de cobertura do serviço da dívida	≤ 3,5 ≥ 1,5
Copel DIS	2ª Emissão de Debêntures 3ª Emissão de Debêntures 4ª Emissão de Debêntures		
Copel TEL	1ª Emissão de Debêntures 2ª Emissão de Debêntures		
Compagás	2ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida / Ebitda Endividamento Geral	≤ 3,5 ≤ 0,7
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

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.

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.

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.

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	
	31.03.2019	31.12.2018	31.03.2019	31.12.2018
Planos previdenciários	2	7	927	1.149
Planos assistenciais	5.071	4.947	977.415	967.614
	5.073	4.954	978.342	968.763
Circulante	123	87	61.243	58.478
Não circulante	4.950	4.867	917.099	910.285

Os valores reconhecidos no resultado estão resumidos a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2019	31.03.2018	31.03.2019	31.03.2018
Empregados				
Planos previdenciários	129	143	18.244	19.062
Plano assistencial - pós-emprego	152	140	24.898	24.297
Plano assistencial - funcionários ativos	226	207	21.765	22.272
(-) Transferências para imobilizado e ativos de contrato	-	-	(5.629)	(5.053)
	507	490	59.278	60.578
Administradores				
Planos previdenciários	67	79	222	408
Plano assistencial	(6)	-	9	17
	61	79	231	425
	568	569	59.509	61.003

24.4 Mutação dos benefícios pós-emprego

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2019	4.954	968.763
Apropriação do cálculo atuarial	152	24.898
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	1.504	32.868
Amortizações	(1.537)	(48.187)
Em 31.03.2019	5.073	978.342

25 Encargos Setoriais a Recolher

Consolidado	31.03.2019	31.12.2018
Conta de desenvolvimento energético - CDE	50.695	73.549
Reserva global de reversão - RGR	5.916	6.323
	56.611	79.872

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 31.03.2019	Saldo em 31.12.2018
Pesquisa e desenvolvimento - P&D					
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	-	5.257	-	5.257	4.725
MME	-	2.626	-	2.626	2.361
P&D	142.572	-	194.601	337.173	327.626
	142.572	7.883	194.601	345.056	334.712
Programa de eficiência energética - PEE					
Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - Procel	-	8.793	-	8.793	15.792
PEE	24.071	-	235.728	259.799	242.231
	24.071	8.793	235.728	268.592	258.023
	166.643	16.676	430.329	613.648	592.735
			Circulante	262.297	270.429
			Não circulante	351.351	322.306

26.2 Mutações dos saldos de P&D e PEE

Consolidado	FNDCT	MME	P&D	Procel	PEE	Total
Em 1º.01.2019	4.725	2.361	327.626	15.792	242.231	592.735
Efeito da aquisição de controle de Costa Oeste e Marumbi			-	-	-	-
Constituições	7.995	3.998	7.996	2.297	9.189	31.475
Contrato de desempenho	-	-	-	-	669	669
Juros Selic (NE nº 34)	-	-	2.854	(531)	3.656	5.979
Transferências	-	-	-	(3.123)	3.123	-
Recolhimentos	(7.463)	(3.733)	-	(5.642)	931	(15.907)
Conclusões	-	-	(1.303)	-	-	(1.303)
Em 31.03.2019	5.257	2.626	337.173	8.793	259.799	613.648

27 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão

Consolidado	Empresa	Outorga	Assinatura	Final	Taxa de desconto	Correção Anual	31.03.2019	31.12.2018	
(1) UHE Mauá	Copel GeT	29.06.2007	03.07.2007	07.2042	5,65% a.a.	IPCA	16.773	16.709	
(2) UHE Colíder	Copel GeT	29.12.2010	17.01.2011	01.2046	7,74% a.a.	IPCA	24.010	23.864	
(3) UHE Baixo Iguaçu	Copel GeT	19.07.2012	20.08.2012	01.2047	7,74% a.a.	IPCA	7.463	7.412	
(4) UHE Derivação Rio Jordão	Copel GeT	11.07.2013	24.02.2014	02.2019	7,74% a.a.	IPCA	-	47	
(5) UHEs Fundão e Santa Clara	Elejor	23.10.2001	25.10.2001	10.2036	11,00% a.a.	IGPM	545.062	536.131	
							593.308	584.163	
							Circulante	69.698	67.858
							Não circulante	523.610	516.305

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 Mutações de contas a pagar vinculadas à concessão

Em 1º.01.2019	584.163
Ajuste a valor presente	(217)
Variação monetária	26.605
Pagamentos	(17.243)
Em 31.03.2019	593.308

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	Adoção inicial em	Adições	Amortização	Saldo em
	1º.01.2019			31.03.2019
Imóveis	43.105	295	(4.051)	39.349
Veículos	57.564	324	(3.511)	54.377
Equipamentos	2.997	1.230	(184)	4.043
	103.666	1.849	(7.746)	97.769

28.2 Passivo de arrendamentos

28.2.1 Mutações do passivo de arrendamentos

Adoção inicial em 1º.01.2019	103.666
Adições	1.849
Encargos	2.207
Pagamento - principal	(6.952)
Pagamento - encargos	(1.991)
Em 31.03.2019	98.779

A taxa de desconto em 31.03.2019 é de 9,10% a.a.

28.2.2 Vencimentos das parcelas de longo prazo

2020	23.154
2021	18.917
2022	19.347
2023	5.440
2024	2.053
Após 2024	542
	69.453

28.3 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 aluguéis está demonstrado a seguir:

Consolidado	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	31.03.2019
Compromissos de arrendamentos e aluguéis	6.543	27.965	171.048	205.556

29 Outras Contas a Pagar

Consolidado	31.03.2019	31.12.2018
Consumidores (a)	52.398	70.713
Obrigações junto a clientes nas operações de venda de gás	48.022	55.048
Taxa de iluminação pública arrecadada	40.329	28.337
Valor justo na compra e venda de energia (NE nº 36.2.12)	34.719	11.007
Provisão Despacho Aneel nº 084/2017	25.170	24.314
Aquisição de investimentos	19.163	32.200
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	16.436	20.820
Cauções em garantia	9.552	10.026
Devolução ao consumidor	4.690	5.036
Outras obrigações	52.060	51.523
	302.539	309.024
	Circulante	180.137
	Não circulante	122.402
		192.070
		116.954

(a) Do saldo de Consumidores, R\$ 15.659 (R\$ 32.639 em 31.12.2018) referem-se a valores repassados pela União à Copel DIS, conforme Ofício Aneel nº 565/2018, para o ressarcimento dos consumidores em razão do excedente arrecadado sobre a Receita Operacional Líquida no período de janeiro de 2010 a dezembro de 2012.

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 31.12.2018 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 1º.01.2019	Provisões para litígios		Custo de construção	Adições no ativo	Quitações	Transfe- rências/ Outros	Saldo em 31.03.2019
		Adições	Reversões	Adições/(Rev.)				
Fiscais								
Cofins (a)	102.603	1.427	-	-	-	-	-	104.030
Outras (b)	54.494	342	(2.667)	-	-	(27)	2.696	54.838
	157.097	1.769	(2.667)	-	-	(27)	2.696	158.868
Trabalhistas (c)	612.782	43.668	(22)	-	-	(21.515)	-	634.913
Benefícios a empregados (d)	85.199	10.404	-	-	-	(3.007)	-	92.596
Cíveis								
Cíveis e direito administrativo (e)	492.934	22.341	(84)	-	-	(11.781)	-	503.410
Servidões de passagem (f)	118.147	181	(1.923)	(604)	97	(202)	-	115.696
Desapropriações e patrimoniais (g)	116.401	85	(4.501)	1.114	(7.931)	(9)	-	105.159
Consumidores (h)	5.209	115	-	-	-	9	-	5.333
Ambientais (i)	3.531	16	(49)	-	-	-	-	3.498
	736.222	22.738	(6.557)	510	(7.834)	(11.983)	-	733.096
Regulatórias (j)	73.473	255	-	-	-	(1.046)	-	72.682
	1.664.773	78.834	(9.246)	510	(7.834)	(37.578)	2.696	1.692.155

Controladora	Saldo em 1º.01.2019	Resultado		Quitações	Saldo em 31.03.2019
		Adições	Reversões		
Fiscais					
Cofins (a)	102.603	1.427	-	-	104.030
Outras (b)	30.040	182	-	-	30.222
	132.643	1.609	-	-	134.252
Trabalhistas (c)	588	53	-	-	641
Cíveis (e)	142.773	2.111	-	-	144.884
Regulatórias (j)	16.176	-	-	-	16.176
	292.180	3.773	-	-	295.953

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, relativos aos períodos 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.

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, procedimento irregular, 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

A principal ação está descrita a seguir:

Autor: Tradener Ltda.

Valor estimado: R\$ 132.047

A ação popular nº 588/2006 já transitou em julgado e a decisão reconheceu como válida as comissões devidas pela Companhia à Tradener. Na ação civil pública nº 0000219-78.2003.8.16.0004, ajuizada pelo Ministério Público, também há decisão no sentido da ausência de irregularidades no contrato de comercialização de energia. Diante disso, a Tradener ajuizou ações de cobrança, visando o recebimento de suas comissões. O Agravo interposto pela Companhia foi desprovido. Oposto Embargos de Declaração. Aguardando Julgamento.

Situação atual: processo nº 0005990.22.2012.8.16.0004 - a Companhia foi condenada ao pagamento das comissões no valor atualizado de R\$ 107.955, atualizado pelo INPC/IBGE a partir do vencimento das comissões, acrescido de juros de 1% ao mês, contados da citação (31.10.2012) e honorários. A Companhia recorreu, porém, em 08.11.2016, o Tribunal negou provimento à apelação. A Copel opôs recurso de Embargos de Declaração que foi conhecido e parcialmente provido para sanar obscuridade, porém sem alterar o resultado da apelação. A Copel interpôs Recurso Especial, cujo seguimento foi negado. A Copel interpôs Agravo ao Superior Tribunal de Justiça, que se encontra pendente de julgamento.

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\$ 40.470

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\$ 9.459

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

Situação atual: Decisão de segunda instância, houve a interposição de embargos de declaração, os quais ainda não foram julgados. Após o julgamento dos embargos será interposto recurso especial na tentativa de modificar a decisão.

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 está discutindo, 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\$ 53.120

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	
	31.03.2019	31.12.2018	31.03.2019	31.12.2018
Fiscais (a)	162.466	160.139	581.707	568.512
Trabalhistas (b)	520	561	308.074	311.777
Benefícios a empregados (c)	-	-	19.926	19.099
Cíveis (d)	478.428	473.430	1.323.314	1.286.466
Regulatórias (e)	-	-	849.770	866.836
	641.414	634.130	3.082.791	3.052.690

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\$ 106.420

Exigências fiscais relativas à contribuição previdenciária.

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

Autor: Secretaria de Estado da Fazenda **Valor estimado:** R\$ 80.837

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 6.587.156-4.

Autor: Copel **Valor Estimado:** R\$ 79.422

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\$ 57.547

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

Situação atual: aguardando julgamento de recurso.

Autor: Receita Federal do Brasil **Valor estimado:** R\$ 109.630

Exigências e questionamentos administrativos referentes aos tributos federais, em sua maioria ainda pendentes de análise administrativa.

b) 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.

c) Benefícios a empregados

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

d) Cíveis

Ações que envolvem faturamento, procedimento irregular, 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: Mineradora Tibagiana Ltda.

Valor estimado: R\$ 177.066

Ação para indenização sobre supostos prejuízos nas atividades da mineradora pelas obras de construção da Usina Mauá, pelo Consórcio Energético Cruzeiro do Sul, do qual a Copel GeT participa com o percentual de 51%, em que se discute judicialmente a validade da autorização de lavra de mineração da Mineradora Tibagiana no local da UHE Mauá e efeitos indenizatórios dela decorrentes.

Situação atual: ação pendente de julgamento em 1º grau de jurisdição.

Autores: franqueados de Agência/loja Copel

Valor estimado: R\$ 46.031

Propositura de duas ações individuais em razão de contratos administrativos de franquia de Agência/loja Copel Distribuição, com pedido principal para reconhecer subconcessão e transferir serviços prestados, com repasse integral dos valores das tarifas, e pedido secundário de prorrogação do contrato e indenização, com repasse integral dos valores das tarifas, dentre outras verbas, atualmente com recursos pendentes de julgamento.

Situação atual: aguardando julgamentos.

Autor: Copel Distribuição

Valor Estimado: R\$ 78.785

O Departamento de Estradas e Rodagens – DER lavrou auto de infração fiscal à Copel Distribuição, assim a Companhia impetrou ação com objeto de impugnar a cobrança pelo DER 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. Atualmente o processo aguarda decisão sobre produção de prova pericial.

e) 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\$ 729.609

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 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

O capital social integralizado monta a R\$ 7.910.000. Sua composição por ações (sem valor nominal) e os principais acionistas estão demonstrados 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	19.427.671	13,40	76.763	23,36	68.880.245	53,69	88.384.679	32,32
NYSE	408.471	0,28	-	-	31.880.804	24,85	32.289.275	11,80
Latibex	-	-	-	-	203.701	0,16	203.701	0,07
Prefeituras	178.393	0,12	9.326	2,84	3.471	-	191.190	0,07
Outros	158.398	0,10	242.538	73,80	45.441	0,04	446.377	0,15
	145.031.080	100,00	328.627	100,00	128.295.668	100,00	273.655.375	100,00

31.2 Ajustes de avaliação patrimonial

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2019	785.610	785.610
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial		
Custo atribuído do imobilizado	-	(24.976)
Tributos sobre a realização dos ajustes	-	8.492
Custo atribuído do imobilizado - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	(16.484)	-
Em 31.03.2019	769.126	769.126

31.3 Lucro por ação - básico e diluído

Controladora	31.03.2019	31.03.2018 Reapresentado
Numerador básico e diluído		
Lucro líquido básico e diluído alocado por classes de ações, atribuído aos acionistas controladores:		
Ações ordinárias	252.076	176.432
Ações preferenciais classe "A"	628	440
Ações preferenciais classe "B"	245.287	171.680
	497.991	348.552
Denominador básico e diluído		
Média ponderada das ações (em milhares):		
Ações ordinárias	145.031.080	145.031.080
Ações preferenciais classe "A"	328.627	328.627
Ações preferenciais classe "B"	128.295.668	128.295.668
	273.655.375	273.655.375
Lucro líquido básico e diluído por ação atribuído aos acionistas da empresa controladora		
Ações ordinárias	1,73808	1,21651
Ações preferenciais classe "A"	1,91189	1,33816
Ações preferenciais classe "B"	1,91189	1,33816

32 Receita Operacional Líquida

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos setoriais (32.2)	ISSQN	Receita líquida 31.03.2019
Fornecimento de energia elétrica	2.708.512	(249.835)	(619.681)	(207.971)	-	1.631.025
Residencial	903.043	(83.566)	(252.255)	(77.032)	-	490.190
Industrial	706.082	(64.532)	(112.974)	(36.714)	-	491.862
Comercial, serviços e outras atividades	605.415	(56.025)	(175.629)	(51.588)	-	322.173
Rural	267.488	(24.753)	(18.445)	(23.293)	-	200.997
Poder público	67.452	(6.242)	(13.742)	(5.797)	-	41.671
Iluminação pública	64.586	(5.977)	(18.517)	(5.505)	-	34.587
Serviço público	94.446	(8.740)	(28.119)	(8.042)	-	49.545
Suprimento de energia elétrica	755.048	(81.884)	-	(13.005)	-	660.159
Contratos bilaterais	410.307	(51.681)	-	(7.462)	-	351.164
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	126.861	(4.673)	-	(2.307)	-	119.881
CCEAR (leilão)	177.920	(22.410)	-	(3.236)	-	152.274
Juros efetivos - bonificação de outorga (NE nº 10.3)	25.540	-	-	-	-	25.540
Regime de cotas	14.420	(3.120)	-	-	-	11.300
Disponibilidade da rede elétrica	2.012.353	(188.507)	(488.624)	(286.895)	-	1.048.327
Residencial	660.520	(64.496)	(189.089)	(102.648)	-	304.287
Industrial	369.963	(29.036)	(124.003)	(45.773)	-	171.151
Comercial, serviços e outras atividades	371.235	(35.070)	(131.374)	(55.491)	-	149.300
Rural	116.366	(11.308)	(8.386)	(18.277)	-	78.395
Poder público	50.027	(4.885)	(10.003)	(7.823)	-	27.316
Iluminação pública	48.723	(4.758)	(14.113)	(7.570)	-	22.282
Serviço público	40.196	(3.925)	(11.656)	(6.245)	-	18.370
Consumidores livres	231.529	(22.608)	-	(36.732)	-	172.189
Rede básica, de fronteira e de conexão	315	(31)	-	(50)	-	234
Receita de operação e manutenção - O&M	15.901	(4.732)	-	(2.379)	-	8.790
Receita de juros efetivos	107.578	(7.658)	-	(3.907)	-	96.013
Receita de construção	289.651	-	-	-	-	289.651
Valor justo do ativo indenizável da concessão	13.624	-	-	-	-	13.624
Telecomunicações	143.064	(5.550)	(34.028)	-	(139)	103.347
Distribuição de gás canalizado	224.372	(21.000)	(37.960)	-	-	165.412
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	(70.808)	3.301	-	-	-	(67.507)
Outras receitas operacionais	60.996	(7.985)	-	-	(1.043)	51.968
Arrendamentos e aluguéis (32.1)	34.244	(4.483)	-	-	-	29.761
Renda da prestação de serviços	19.113	(2.502)	-	-	(1.043)	15.568
Serviço taxado	3.924	(514)	-	-	-	3.410
Outras receitas	3.715	(486)	-	-	-	3.229
	6.136.812	(551.460)	(1.180.293)	(507.871)	(1.182)	3.896.006

CCEAR - Contrato de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos setoriais (32.2)	ISSQN	Receita líquida 31.03.2018
Fornecimento de energia elétrica	2.243.611	(206.979)	(520.819)	(196.955)	-	1.318.858
Residencial	721.132	(66.732)	(202.406)	(70.498)	-	381.496
Industrial	624.122	(57.113)	(104.700)	(38.233)	-	424.076
Comercial, serviços e outras atividades	492.095	(45.538)	(145.451)	(48.032)	-	253.074
Rural	220.055	(20.364)	(17.760)	(21.970)	-	159.961
Poder público	52.223	(4.833)	(10.825)	(5.145)	-	31.420
Iluminação pública	54.486	(5.042)	(15.820)	(5.321)	-	28.303
Serviço público	79.498	(7.357)	(23.857)	(7.756)	-	40.528
Suprimento de energia elétrica	696.668	(65.428)	-	(13.672)	-	617.568
Contratos bilaterais	392.248	(46.341)	-	(8.097)	-	337.810
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	183.731	(5.897)	-	(3.792)	-	174.042
CCEAR (leilão)	86.396	(10.207)	-	(1.783)	-	74.406
Juros efetivos - bonificação de outorga (NE nº 10.3)	20.624	-	-	-	-	20.624
Regime de cotas	13.669	(2.983)	-	-	-	10.686
Disponibilidade da rede elétrica	1.599.507	(156.531)	(389.318)	(288.249)	-	765.409
Residencial	527.780	(51.297)	(151.189)	(103.316)	-	221.978
Industrial	298.424	(23.732)	(97.135)	(47.501)	-	130.056
Comercial, serviços e outras atividades	303.620	(28.724)	(104.195)	(57.640)	-	113.061
Rural	98.432	(9.531)	(7.339)	(19.422)	-	62.140
Poder público	39.836	(3.872)	(7.833)	(7.837)	-	20.294
Iluminação pública	41.618	(4.045)	(12.074)	(8.145)	-	17.354
Serviço público	32.949	(3.202)	(9.553)	(6.449)	-	13.745
Consumidores livres	171.848	(16.703)	-	(34.177)	-	120.968
Rede básica, de fronteira e de conexão	348	(34)	-	(70)	-	244
Receita de operação e manutenção - O&M	20.194	(9.165)	-	(2.199)	-	8.830
Receita de juros efetivos	64.458	(6.226)	-	(1.493)	-	56.739
Receita de construção	198.598	-	-	-	-	198.598
Valor justo do ativo indenizável da concessão	9.568	-	-	-	-	9.568
Telecomunicações	120.529	(4.518)	(28.792)	-	(655)	86.564
Distribuição de gás canalizado	153.964	(14.474)	(26.319)	-	-	113.171
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	221.945	(18.476)	-	-	-	203.469
Outras receitas operacionais	43.444	(7.375)	-	-	(593)	35.476
Arrendamentos e aluguéis (32.1)	29.204	(4.958)	-	-	-	24.246
Renda da prestação de serviços	7.538	(1.280)	-	-	(593)	5.665
Serviço taxado	4.697	(797)	-	-	-	3.900
Outras receitas	2.005	(340)	-	-	-	1.665
	5.287.834	(473.781)	(965.248)	(498.876)	(1.248)	3.348.681

32.1 Arrendamentos e aluguéis

32.1.1 Receita de arrendamento e aluguéis

Consolidado	31.03.2019	31.03.2018
Equipamentos e estruturas	33.941	28.887
Compartilhamento de instalações	260	249
Imóveis	43	68
	34.244	29.204

32.1.2 Recebíveis de arrendamentos

Consolidado	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total 31.03.2019
Compartilhamento de instalações	1.142	5.710	16.525	23.377

32.2 Encargos setoriais

Consolidado	31.03.2019	31.03.2018
Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de distribuição de energia (32.2.1)	458.681	451.667
Outros encargos do consumidor - bandeira tarifária	169	3.059
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética - P&D e PEE	31.475	29.186
Quota para reserva global de reversão - RGR	12.333	11.334
Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de transmissão de energia	2.624	1.163
Taxa de fiscalização	2.589	2.467
	507.871	498.876

32.2.1 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, e a quota anual da CDE Energia, composta pela Cota ACR e pela CDE Energia. A obrigatoriedade pelo recolhimento da quota da CDE Energia se encerrou em março de 2019, conforme estabelecido na Resolução Homologatória nº 2.510/2018.

As quotas anuais para cada distribuidora são definidas pela Aneel por meio das resoluções homologatórias. O valor reconhecido no resultado em 31.03.2019 é composto da seguinte forma:

Resoluções	Período	31.03.2019
CDE USO		
Resolução Homologatória nº 2.510/2018	Janeiro a Março	270.765
		270.765
CONTA ACR		
Resolução Homologatória nº 2.231/2017	Janeiro a Março	148.087
		148.087
CDE ENERGIA		
Resolução Homologatória nº 2.510/2018	Janeiro a Março	41.431
(-) Liminares	Janeiro a Março	(1.602)
		39.829
		458.681

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 outras associadas, que questionam judicialmente os componentes tarifários da CDE Uso e CDE Energia, a Aneel, pelas Resoluções Homologatórias nºs 1.967/2015, 1.986/2015 e 2.083/2016, homologou o cálculo tarifário, deduzindo estes encargos às associadas daquelas entidades, enquanto vigorarem as liminares concedidas.

Pelo Despacho nº 1.576/2016 é assegurado às distribuidoras associadas o direito do não repasse, deduzindo da parcela da CDE Uso e CDE Energia os valores não arrecadados. Os valores não faturados decorrentes dessas liminares, não impactam o resultado da distribuidora.

32.3 Reajuste Tarifário Anual da Copel DIS

A Aneel homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da Copel DIS por meio da Resolução Homologatória nº 2.402, de 19.06.2018, que autorizou a aplicação do reajuste médio de 15,99% (5,85% em 2017) a ser percebido pelos consumidores, o qual é composto da seguinte forma: 6,52% relativos à inclusão dos componentes financeiros; 0,31% decorrentes da atualização da Parcela B; 7,49% relativos à atualização da Parcela A; e 1,67% que refletem a retirada dos componentes financeiros do processo tarifário anterior.

O reajuste foi aplicado integralmente às tarifas da Copel DIS a partir de 24.06.2018.

33 Custos e Despesas Operacionais

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)

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	31.03.2018
Energia elétrica comprada para revenda (33.1)	(1.190.436)	-	-	-	(1.190.436)
Encargos de uso da rede elétrica	(314.472)	-	-	-	(314.472)
Pessoal e administradores (33.2)	(282.652)	(5.788)	(101.870)	-	(390.310)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3)	(44.427)	(622)	(15.954)	-	(61.003)
Material	(15.876)	(140)	(2.995)	-	(19.011)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(8.693)	-	-	-	(8.693)
Gás natural e insumos para operação de gás	(77.421)	-	-	-	(77.421)
Serviços de terceiros (33.3)	(94.263)	(4.700)	(34.240)	-	(133.203)
Depreciação e amortização	(167.778)	(4)	(6.052)	(3.376)	(177.210)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	(2.899)	(26.830)	-	(86.312)	(116.041)
Custo de construção (33.5)	(209.971)	-	-	-	(209.971)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (33.6)	(51.308)	(4.757)	(37.257)	4.494	(88.828)
	(2.460.196)	(42.841)	(198.368)	(85.194)	(2.786.599)

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)

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	31.03.2018
Pessoal e administradores (33.2)	(8.175)	-	(8.175)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3)	(569)	-	(569)
Material	(119)	-	(119)
Serviços de terceiros	(3.654)	-	(3.654)
Depreciação e amortização	(24)	(280)	(304)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	-	18.342	18.342
Outras receitas (despesas) operacionais (a)	(11.736)	26.472	14.736
	(24.277)	44.534	20.257

(a) Do saldo de R\$ 26.472 na coluna de Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas, R\$ 25.129 referem-se a reconhecimento de crédito tributário, conforme NE nº 34.1.

33.1 Energia elétrica comprada para revenda

Consolidado	31.03.2019	31.03.2018
Compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	730.861	628.374
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	263.264	190.709
Itaipu Binacional	309.254	271.447
Contratos bilaterais	172.335	156.805
Programa de incentivo a novas fontes de energia alternativa - Proinfa	66.889	56.942
Micro e mini geradores e recompra de clientes	5.904	1.428
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre energia elétrica comprada para revenda	(138.781)	(115.269)
	1.409.726	1.190.436

33.2 Pessoal e administradores

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2019	31.03.2018	31.03.2019	31.03.2018
Pessoal				
Remunerações	1.213	1.317	163.533	176.139
Encargos sociais	423	481	59.104	63.363
Auxílio alimentação e educação	297	269	28.138	27.909
Provisão para participação nos lucros e/ou resultados (a)	276	222	28.142	24.416
Programa de desligamentos voluntários	-	4.418	-	91.152
	2.209	6.707	278.917	382.979
Administradores				
Honorários	1.235	1.161	3.865	5.818
Encargos sociais	400	277	1.742	1.444
Outros gastos	22	30	61	69
	1.657	1.468	5.668	7.331
	3.866	8.175	284.585	390.310

(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	31.03.2019	31.03.2018
Manutenção do sistema elétrico	37.682	34.439
Comunicação, processamento e transmissão de dados	33.160	25.076
Manutenção de instalações	24.701	22.024
Leitura e entrega de faturas	11.168	11.706
Consultoria e auditoria	3.482	11.784
Atendimento a consumidor	8.111	7.920
Outros serviços	20.894	20.254
	139.198	133.203

33.4 Perdas de crédito, provisões e reversões

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2019	31.03.2018	31.03.2019	31.03.2018
Provisão para litígios	2.445	(18.344)	68.250	82.463
Provisão (reversão) de perdas estimadas para redução ao valor recuperável de ativos				
Contas a receber vinculadas a indenização da concessão (NE nº 10.5)	-	-	(866)	(2.141)
Imobilizado (NE nº 18.7)	-	-	6.228	5.040
Perdas de créditos esperadas (Clientes e Outros créditos)	-	-	29.828	26.830
Perdas estimadas em créditos tributários	-	-	(903)	3.847
Provisão para passivo a descoberto em participações societárias	-	2	-	2
	2.445	(18.342)	102.537	116.041

33.5 Custo de construção

Consolidado	31.03.2019	31.03.2018
Material	154.627	84.345
Serviços de terceiros	76.167	90.935
Pessoal	30.935	32.007
Outros	4.368	2.684
	266.097	209.971

33.6 Outros custos e despesas operacionais, líquidos

Consolidado	31.03.2019	31.03.2018
Perdas na desativação e alienação de bens	29.847	14.727
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	27.312	33.005
Tributos	23.801	22.627
Indenizações	20.328	10.140
Arrendamentos e aluguéis	3.672	9.217
Propaganda e publicidade	3.349	5.810
Outras receitas, custos e despesas, líquidos	2.488	(6.698)
	110.797	88.828

34 Resultado Financeiro

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2019	31.03.2018	31.03.2019	31.03.2018
Receitas financeiras				
Acréscimos moratórios sobre faturas	-	-	62.017	54.275
Juros e variação monetária sobre repasse CRC (NE nº 8.1)	56.752	43.405	56.752	43.405
Renda de aplicações financeiras	5.795	6.131	32.351	24.420
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2)	-	-	13.325	8.947
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	12.889	3.562
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 27.1)	-	-	368	-
Reconhecimento de crédito tributário (34.1)	-	55.096	-	55.096
Outras receitas financeiras	38	3.759	28.942	15.690
	62.585	108.391	206.644	205.395
(-) Despesas financeiras				
Variação monetária, cambial e encargos da dívida	42.574	48.915	242.742	212.965
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 27.1)	-	-	26.756	21.525
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	5.854	2.064
Juros sobre P&D e PEE (NE nº 26.2)	-	-	5.979	6.107
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2)	-	-	1.461	10.763
Outras despesas financeiras	1.328	(1.910)	22.065	21.638
	43.902	47.005	304.857	275.062
Líquido	18.683	61.386	(98.213)	(69.667)

34.1 Reconhecimento de crédito tributário

Em 14.02.2018, a Receita Federal do Brasil reconheceu crédito tributário no valor atualizado de R\$ 80.225, a favor da Companhia, referente à discussão da tributação de Pasep, no período de julho de 1988 à julho de 1995, provenientes dos efeitos da Resolução do Senado Federal nº 49, de 09.10.1995, que suspendeu os efeitos dos Decretos-lei nºs 2.445/1988 e 2.449/1988, considerados inconstitucionais pelo Supremo Tribunal Federal. Do total reconhecido, R\$ 55.096 foram registrados na receita financeira e R\$ 25.129 em outras receitas operacionais.

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 exige diferentes tecnologias e estratégias.

No primeiro trimestre de 2019, 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 do primeiro trimestre de 2019.

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.

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	COM	HOL	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET	DIS						
31.03.2019								
ATIVO TOTAL	18.770.464	12.519.188	1.282.555	679.817	293.318	3.239.674	(521.727)	36.263.289
ATIVO CIRCULANTE	1.798.116	4.095.466	88.265	203.896	214.601	1.119.425	(719.316)	6.800.453
ATIVO NÃO CIRCULANTE	16.972.348	8.423.722	1.194.290	475.921	78.717	2.120.249	197.589	29.462.836
Realizável a Longo Prazo	4.790.321	2.909.780	88.296	475.006	77.277	1.926.269	(166.421)	10.100.528
Investimentos	2.242.464	2.009	-	-	1.247	150.488	-	2.396.208
Imobilizado	9.664.150	-	1.081.419	-	48	40.158	-	10.785.775
Intangível	246.032	5.454.375	15.242	915	145	1.837	364.010	6.082.556
Direito de uso de ativos	29.381	57.558	9.333	-	-	1.497	-	97.769

35.4 Demonstração do resultado por segmento reportável

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica			TEL	GÁS	COM	HOL	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET		DIS						
	GER	TRA							
31.03.2019									
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	847.158	223.264	2.556.600	115.353	174.081	356.826	-	(377.276)	3.896.006
Receita operacional líquida com terceiros	548.766	175.604	2.545.445	103.771	174.081	356.826	-	(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)	(101.551)	(151.637)	(352.423)	(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)	(16.643)	(8.670)	(2.702)	(4.095)	-	(284.585)
Planos previdenciário e assistencial	(9.410)	(6.187)	(39.111)	(2.897)	(980)	(339)	(585)	-	(59.509)
Material	(2.060)	(1.061)	(13.299)	(714)	(458)	(5)	(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)	(24.470)	(2.378)	(374)	(2.944)	13.119	(139.198)
Depreciação e amortização	(110.696)	(3.163)	(83.482)	(22.106)	(2.613)	(11)	(701)	-	(222.772)
Provisão (reversão) para litígios	(3.789)	(2.503)	(59.493)	(105)	73	14	(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)	(31.488)	936	11.355	(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	13.802	22.444	4.389	(12.690)	-	869.372
Receitas financeiras	26.722	5.879	94.155	2.961	3.441	10.121	63.384	(19)	206.644
Despesas financeiras	(123.597)	(36.844)	(72.163)	(11.526)	(5.057)	(32)	(55.657)	19	(304.857)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	363.695	103.588	268.296	5.237	20.828	14.478	(4.963)	-	771.159
Imposto de renda e contribuição social	(132.208)	(25.673)	(93.214)	(1.733)	(4.634)	(4.901)	(2.834)	-	(265.197)
LUCRO (PREJUÍZO) DO PERÍODO	231.487	77.915	175.082	3.504	16.194	9.577	(7.797)	-	505.962

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica			TEL	GÁS	COM	HOL	Operações inter-segundo	Consolidado
	GET		DIS						
	GER	TRA							
Reapresentado									
31.03.2018									
RECETA OPERACIONAL LÍQUIDA	789.521	186.109	2.207.700	104.510	120.245	242.064	-	(301.468)	3.348.681
Receita operacional líquida com terceiros	591.377	111.413	2.197.859	85.896	120.245	242.064	-	(173)	3.348.681
Receita operacional líquida entre segmentos	198.144	74.696	9.841	18.614	-	-	-	(301.295)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(378.566)	(136.911)	(2.145.144)	(89.413)	(104.818)	(252.229)	19.014	301.468	(2.786.599)
Energia elétrica comprada para revenda	(13.444)	-	(1.128.190)	-	-	(247.017)	-	198.215	(1.190.436)
Encargos de uso da rede elétrica	(92.892)	-	(300.529)	-	-	-	-	78.949	(314.472)
Pessoal e administradores	(64.591)	(40.379)	(234.485)	(29.199)	(8.855)	(4.040)	(8.761)	-	(390.310)
Planos previdenciário e assistencial	(9.441)	(5.929)	(40.104)	(3.831)	(786)	(340)	(572)	-	(61.003)
Material	(2.394)	(1.034)	(14.754)	(428)	(267)	(14)	(120)	-	(19.011)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(8.693)	-	-	-	-	-	-	-	(8.693)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	(77.421)	-	-	-	(77.421)
Serviços de terceiros	(28.730)	(6.553)	(89.316)	(19.352)	(4.868)	(376)	(3.898)	19.890	(133.203)
Depreciação e amortização	(89.078)	(1.787)	(68.775)	(11.614)	(5.635)	(2)	(319)	-	(177.210)
Provisão (reversão) para litígios	(10.426)	(21.794)	(57.974)	(10.574)	(3)	(32)	18.340	-	(82.463)
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos	(2.899)	-	-	-	-	-	-	-	(2.899)
Outras perdas estimadas, provisões e reversões	(3.705)	308	(22.137)	(3.265)	(1.878)	-	(2)	-	(30.679)
Custo de construção	-	(54.585)	(152.796)	-	(2.590)	-	-	-	(209.971)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(52.273)	(5.158)	(36.084)	(11.150)	(2.515)	(408)	14.346	4.414	(88.828)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	2.079	43.140	-	-	-	(7)	(420)	-	44.792
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO									
FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	413.034	92.338	62.556	15.097	15.427	(10.172)	18.594	-	606.874
Receitas financeiras	11.647	2.772	73.899	5.506	5.890	2.054	109.205	(5.578)	205.395
Despesas financeiras	(121.305)	(29.914)	(65.272)	(10.811)	(6.191)	(69)	(47.078)	5.578	(275.062)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	303.376	65.196	71.183	9.792	15.126	(8.187)	80.721	-	537.207
Imposto de renda e contribuição social	(113.932)	(7.396)	(24.988)	(3.005)	(6.889)	2.805	(27.948)	-	(181.353)
LUCRO (PREJUÍZO) DO PERÍODO	189.444	57.800	46.195	6.787	8.237	(5.382)	52.773	-	355.854

35.5 Adições no ativo não circulante por segmento reportável

31.03.2019	Energia elétrica		TEL	GÁS	COM	HOL	Consolidado
	GET	DIS					
Ativos de contrato	-	228.528	-	4.283	-	-	232.811
Imobilizado	38.697	-	54.003	-	-	17	92.717
Intangível	1.534	-	46	-	-	(1)	1.579
Direito de uso de ativos	33.143	61.724	10.246	-	-	402	105.515
Adoção inicial	32.919	60.494	9.868	-	-	385	103.666
Adições do período	224	1.230	378	-	-	17	1.849

36 Instrumentos Financeiros

36.1 Categorias e apuração do valor justo dos instrumentos financeiros

Consolidado	NE nº	Nível	31.03.2019		31.12.2018	
			Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
Ativos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Caixa e equivalentes de caixa (a)	5	1	2.053.970	2.053.970	1.948.409	1.948.409
Títulos e valores mobiliários (b)	6	1	706	706	696	696
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2	311.969	311.969	343.600	343.600
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (c)	10.1 e 10.2	3	1.108.301	1.108.301	1.105.282	1.105.282
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (d)	10.5	3	66.802	66.802	65.811	65.811
Valor justo na compra e venda de energia (e)	36.2.12	3	50.276	50.276	14.793	14.793
Outros investimentos temporários (f)		1	13.637	13.637	11.557	11.557
Outros investimentos temporários (f)		2	7.720	7.720	7.954	7.954
			3.613.381	3.613.381	3.498.102	3.498.102
Custo amortizado						
Cauções e depósitos vinculados (a)		1	61.363	61.363	203	203
Caução STN (g)	22.1	2	90.093	79.069	89.555	76.524
Clientes (a)	7	1	3.087.765	3.087.765	3.107.006	3.107.006
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná (h)	8	2	1.432.148	1.540.146	1.445.042	1.546.469
Ativos financeiros setoriais (a)	9	1	610.573	610.573	678.819	678.819
Contas a receber vinculadas à concessão - RBSE (c)	10.4	1	752.755	752.755	753.826	753.826
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (i)	10.3	2	634.300	724.199	625.772	714.880
			6.668.997	6.855.870	6.700.223	6.877.727
Total dos ativos financeiros			10.282.378	10.469.251	10.198.325	10.375.829
Passivos Financeiros						
Custo amortizado						
Passivos financeiros setoriais (a)	9	1	97.991	97.991	96.531	96.531
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil (g)	13.2	2	70.068	68.734	86.632	84.383
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert (g)	13.2	2	513.805	471.372	518.442	469.304
Fornecedores (a)	21	1	1.579.375	1.579.375	1.469.199	1.469.199
Empréstimos e financiamentos (g)	22	2	3.761.204	3.743.397	4.047.307	4.012.621
Debêntures (j)	23	1	7.546.306	7.546.306	7.518.131	7.518.133
Contas a pagar vinculadas à concessão (k)	27	3	593.308	682.626	584.163	687.869
Valor justo na compra e venda de energia (e)	36.2.12	3	34.719	34.719	11.007	11.007
Total dos passivos financeiros			14.196.776	14.224.520	14.331.412	14.349.047

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 31.12.2018.
- Os ativos de geração têm valores justos similares aos valores contábeis, conforme NE nº 4.4 Demonstrações Financeiras de 31.12.2018.
- Os ativos e passivos equivalem ao seu respectivo valor contábil conforme NE nº 36.2.12.

- f) 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, 1,94% a.a. acima da TJLP, 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 15.08.2024, que paga em torno de 4,04% 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 31.03.2019, 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 8,13% 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	31.03.2019	31.12.2018
Caixa e equivalentes de caixa (a)	2.053.970	1.948.409
Títulos e valores mobiliários (a)	312.675	344.296
Cauções e depósitos vinculados (a)	151.456	89.758
Clientes (b)	3.087.765	3.107.006
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná (c)	1.432.148	1.445.042
Ativos financeiros setoriais (d)	610.573	678.819
Contas a receber vinculadas à concessão (e)	1.861.056	1.859.108
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (f)	634.300	625.772
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (g)	66.802	65.811
Outros investimentos temporários (h)	21.357	19.511
	10.232.102	10.183.532

- 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 intimamente relacionado a fatores internos e externos à Copel. Para reduzir esse tipo de risco, a Companhia atua na gerência 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.
- 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 a 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.

A Administração também 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.

- f)** 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.
- g)** 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, conforme descrito na NE nº 10.5.
- h)** 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 o ano seguinte. A partir de 2022, repetem-se os indicadores de 2021 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
31.03.2019							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 22	44.284	639.626	598.626	1.816.609	1.841.909	4.941.054
Debêntures	NE nº 23	73.632	1.345.731	1.474.188	5.903.877	535.233	9.332.661
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	5.903	11.806	54.647	320.343	1.344.621	1.737.320
Fornecedores	-	1.303.173	91.881	142.235	41.488	598	1.579.375
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	Selic	5.859	11.784	54.118	-	-	71.761
Pert	Selic	3.970	7.996	36.912	226.505	424.908	700.291
Passivos Financeiros Setoriais	Selic	-	-	-	108.638	-	108.638
		1.436.821	2.108.824	2.360.726	8.417.460	4.147.269	18.471.100

(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 31.03.2019, a Copel apresentou um capital circulante líquido negativo de R\$ 741.834 no balanço da Controladora (R\$ 265.568 em 31.12.2018) e de R\$ 86.075 no balanço consolidado (R\$ 17.268 em 31.12.2018). A Administração vem monitorando a evolução da liquidez e adotando ações para equacionamento da capacidade financeira de curto prazo, preservando os programas de investimentos da Companhia, bem como buscando o alongamento da dívida. Neste sentido citamos como exemplo a captação apresentada na NE nº 41.3.

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 Compagás mantém monitoramento permanente dessas flutuações.

Análise de sensibilidade do risco cambial

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 31.03.2019 e, para o cenário provável, considerou-se os saldos com a variação da taxa de câmbio - fim de período (R\$/US\$ 3,75) prevista na mediana das expectativas de mercado para 2019 do Relatório Focus do Bacen de 26.04.2019. 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.2019		
		31.03.2019	Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ativos financeiros					
Caução STN (garantia de empréstimo STN)	Baixa do dólar	90.093	(3.392)	(25.067)	(46.742)
		90.093	(3.392)	(25.067)	(46.742)
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos - STN	Alta do dólar	(106.707)	4.017	(21.655)	(47.328)
Fornecedores					
Eletrobras (Itaipu)	Alta do dólar	(242.689)	9.137	(49.252)	(107.640)
Aquisição de gás	Alta do dólar	(62.330)	2.347	(12.649)	(27.645)
		(411.726)	15.501	(83.556)	(182.613)

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 demonstrações financeiras, conforme sugerido pelo CPC 40 (R1) Instrumentos Financeiros: Evidenciação. Baseado na posição patrimonial e no valor nominal dos instrumentos financeiros em aberto em 31.03.2019, 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 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 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.

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 31.03.2019 e para o cenário provável considerou-se os saldos com a variação dos indicadores: CDI/Selic - 6,50%, IPCA - 4,01%, IGP-DI - 5,83%, IGP-M - 5,58% e TJLP - 6,10%, previstos na mediana das expectativas de mercado para 2019 do Relatório Focus do Bacen de 26.04.2019, 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	Cenários projetados - dez.2019		
		31.03.2019	Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ativos financeiros					
Títulos e valores mobiliários	Baixa CDI/Selic	312.675	15.122	11.376	7.592
Cauções e depósitos vinculados	Baixa CDI/Selic	61.363	2.968	2.233	1.490
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	Baixa IGP-DI	1.432.148	62.175	46.713	31.198
Ativos financeiros setoriais	Baixa Selic	610.573	29.530	22.191	14.823
Contas a receber vinculadas à concessão	Baixa IPCA	2.495.356	74.678	56.077	37.431
Contas a receber vinculadas à concessão de geração	Indefinido (a)	66.802	-	-	-
		4.978.917	184.473	138.590	92.534
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos					
Banco do Brasil	Alta CDI	(719.839)	(34.815)	(43.434)	(52.021)
BNDES	Alta TJLP	(2.140.359)	(97.193)	(121.271)	(145.263)
BNDES	Alta IPCA	(7.655)	(229)	(286)	(343)
Notas promissórias	Alta CDI	(582.378)	(28.166)	(35.140)	(42.087)
Banco do Brasil - Repasse de recursos do BNDES	Alta TJLP	(104.668)	(4.753)	(5.930)	(7.104)
Caixa Econômica Federal	Alta TJLP	(456)	(21)	(26)	(31)
Outros	Sem Risco	(99.142)	-	-	-
Debêntures	Alta CDI/Selic	(6.562.112)	(317.372)	(395.949)	(474.231)
Debêntures	Alta IPCA	(849.703)	(25.429)	(31.747)	(38.051)
Debêntures	Alta TJLP	(134.491)	(6.107)	(7.620)	(9.128)
Fornecedores - repactuação de gás	Alta IGP-M	(26.440)	(1.099)	(1.371)	(1.643)
Passivos financeiros setoriais	Alta Selic	(97.991)	(4.739)	(5.913)	(7.082)
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	Alta Selic	(70.068)	(3.389)	(4.228)	(5.064)
Pert	Alta Selic	(513.805)	(24.850)	(31.002)	(37.132)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IGP-M	(545.062)	(22.655)	(28.272)	(33.870)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IPCA	(48.246)	(1.444)	(1.803)	(2.161)
		(12.502.415)	(572.261)	(713.992)	(855.211)

(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 demonstrações financeiras, conforme sugerido pelo CPC 40 (R1). Com base na posição patrimonial e no valor nominal dos instrumentos financeiros em aberto em 31.03.2019, 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.

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 2018-2022 - PEN 2018.

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 transmissão, geração hidrelétrica e distribuição, alcançadas pelos artigos 17, 19 e 22 da Lei nº 9.074/1995, é disciplinada pela Lei nº 12.783/2013. O Decreto nº 9.187, de 1º.11.2017, regulamenta a prorrogação das concessões de geração de energia termelétrica de que trata a referida Lei.

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

Até 2023, somente a Usina Hidrelétrica Governador Bento Munhoz da Rocha Netto - UHE GBM (1676 MW), terá sua concessão vencida. A Companhia não manifestou interesse pela prorrogação dessa concessão. Segundo a Lei 12.783/2013, a opção pela prorrogação está condicionada a mudança do regime de exploração da usina que pode ocorrer com até 60 meses de antecedência do seu termo final. Estudos internos demonstraram que a prorrogação mediante alteração do regime de exploração antecipado é desvantajosa econômica e financeiramente em relação a exploração da usina no atual regime, até o seu termo final. A usina deverá ser licitada pelo poder concedente podendo a Companhia participar do leilão, caso reúna as condições de habilitação.

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 do 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 São Jorge em 2019, da UHE Apucarantina em 2020, e das UHEs Guaricana e Chaminé em 2021. Caso a Companhia não manifeste interesse pela prorrogação no atual regime, a concessão da UHE São Jorge poderá, ao seu termo final, ser outorgada a Companhia na condição de registro, e as demais concessões, ao seu termo final, deverão ser licitadas pelo 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

Em 09.12.2015, no quinto termo aditivo ao contrato de concessão nº 46/1999 da Copel DIS, a concessão foi prorrogada, condicionada a parâmetros de qualidade e eficiência na prestação do serviço de distribuição, mensurados por indicadores que consideram a duração e a frequência das interrupções do serviço (DECi e FECi) e a eficiência na gestão econômica e financeira da empresa.

O quinto termo aditivo ao contrato de concessão impõe condicionantes de eficiência econômico-financeira e de qualidade. O descumprimento das condições, por dois anos consecutivos, ou de quaisquer das condições ao final do período de cinco anos, acarretará na extinção da concessão (cláusula décima oitava, subcláusula primeira), respeitadas as disposições do contrato, particularmente o direito à ampla defesa e ao contraditório.

O descumprimento de limites anuais globais de indicadores de continuidade coletivos por dois anos consecutivos ou três vezes em cinco anos, a depender de regulação por parte da Aneel, poderá suscitar a limitação de distribuição de dividendos ou pagamento de juros sobre capital próprio (cláusula segunda, subcláusula oitava), enquanto o descumprimento dos indicadores de sustentabilidade econômico-financeira refletirá na necessidade de aporte de capital dos acionistas controladores (cláusula décima terceira, subcláusula quarta) em até 180 dias contados do término de cada Exercício Social, na totalidade da insuficiência que ocorrer para o alcance do Parâmetro Mínimo de Sustentabilidade Econômica e Financeira previsto na cláusula sétima.

A partir do sexto ano subsequente à celebração do contrato, o descumprimento dos critérios de qualidade por três anos consecutivos ou de gestão econômico-financeira por dois anos consecutivos implicará na abertura do processo de caducidade (cláusula décima segunda, subcláusula décima quarta), ocasionando a extinção da concessão.

A tabela a seguir apresenta os parâmetros mínimos de sustentabilidade econômico-financeira e de qualidade definidos para a Copel DIS nos primeiros cinco anos da renovação:

Ano	Gestão Econômico-Financeira	Realizado	(a)		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) (e)}	550.675	11,23	8,24	10,29	6,20
2019	{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} $\leq 1 / (0,8 * SELIC)$ ^{(d) (e)}		10,12	7,74	-	-
2020	{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} $\leq 1 / (1,11 * SELIC)$ ^{(d) (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 cláusula 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 IPCA 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 estas devem adquirir o volume necessário para o atendimento de 100% de seu mercado.

A verificação do atendimento da totalidade do mercado considera o período compreendido pelo ano civil, sendo a diferença entre os custos remunerados pela tarifa e os efetivamente realizados com a compra de energia 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, que não permitem gerenciamento por parte do comprador.

Desde 2016, o segmento de distribuição esteve exposto a cenário de sobrecontratação generalizada, na medida em que a maioria das empresas apurou nível de contratação superior a 105%. Entendendo que vários dos fatores que contribuíram para esta situação são extraordinários e inevitáveis por parte das distribuidoras, tais como a alocação compulsórias de cotas de garantia física e a migração em massa de consumidores para o mercado livre, a Aneel e o MME implementaram uma série de medidas visando a mitigação da sobrecontratação.

Em relação à contratação de 2019, os cenários de oferta e demanda apontam a possibilidade de ocorrência de sobrecontratação, decorrente da migração de consumidores para o mercado livre. Sendo este o principal fator de risco de exposição à sobrecontratação, esta causa é passível do reconhecimento de sobrecontratação involuntária.

36.2.10 Risco quanto à escassez de gás

Risco decorrente de eventual período de escassez no fornecimento de gás natural, para atender às atividades relacionadas à distribuição de gás e geração de energia termelétrica. Um período prolongado de escassez de gás poderia resultar em perdas, em razão da redução de receitas das controladas Compagás e UEG Araucária.

O contrato de fornecimento de gás natural entre o Brasil e a Bolívia tem validade de 20 anos, com vencimento previsto para 2019. Devido a não utilização de todo o gás natural contratado nos últimos anos, o Ministério de Minas e Energia considera a ampliação do prazo deste contrato em dois anos em seu Planejamento Decenal. Em caso de não renovação desse contrato, atualmente centralizado na Petrobras, os consumidores diretos ou as distribuidoras estaduais deverão negociar diretamente o suprimento do combustível com produtores, importadores ou comercializadores de gás natural.

Por outro lado, o volume de gás natural produzido no pré-sal tem aumentado. A produção brasileira em 2018 foi de 111,94 milhões m³/dia, com tendência ascendente.

Além do gás proveniente da Bolívia e do pré-sal, existe a alternativa de importação do Gás Natural Liquefeito (GNL).

Existem, ainda, projetos de novas estações de regaseificação em todas as regiões brasileiras, sendo que as estações localizadas no sul têm capacidade para atender o consumo dessa região do país sem necessidade de grandes investimentos em infraestrutura de transporte e reduzindo o nível de utilização da capacidade do ramal Sul do Gasbol, o que possibilitaria o aumento da oferta de gás natural no Paraná.

No mercado internacional, o preço do gás natural tem se mantido estável, apontando para o equilíbrio entre a oferta e a demanda.

Diante dessa conjuntura, o risco de escassez de gás natural pode ser considerado baixo.

36.2.11 Risco de não performance dos empreendimentos eólicos

Os contratos de autorização de geração de energia por fonte eólica estão sujeitos à 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 associadas às incertezas da velocidade de vento, e o não atendimento do que está disposto no contrato pode comprometer receitas futuras da Companhia. Em 31.03.2019 o saldo consolidado da provisão registrado no passivo referente a não performance é de R\$ 61.399 (R\$ 83.525, em 31.12.2018), 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 em mercado ativo

A Companhia opera no mercado de compra e venda de energia em mercado ativo (NE nº 4.15 das Demonstrações financeiras de 31.12.2018), com objetivo 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 são reconhecidas pelo valor justo por meio do resultado, tendo como base a diferença entre o preço contratado e o preço de mercado das operações na data do balanço.

Baseado nos valores nocionais de R\$ 232.911 para contratos de compra e de R\$ 142.838 para contratos de venda de energia elétrica, em aberto em 31.03.2019, o valor justo foi estimado utilizando os preços definidos internamente pela Companhia na última semana de março de 2019, 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 29.03.2019, ajustada pelo risco de crédito.

Os saldos patrimoniais, referentes à estas transações em aberto em 31.03.2019, estão abaixo apresentados.

Consolidado	31.03.2019		
	Ativo	Passivo	Resultado
Circulante	19.269	(17.234)	2.035
Não circulante	31.007	(17.485)	13.522
	50.276	(34.719)	15.557

Análise de sensibilidade sobre as operações de compra e venda de energia em mercado ativo

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, tendo em vista principalmente o horizonte de curto prazo para a liquidação dos contratos.

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% nos preços futuros, aplicados sobre os preços de mercado de 31.03.2019. Os resultados obtidos são estes:

Consolidado	Variação no preço	Base 31.03.2019	Cenários projetados	
			Cenário 1	Cenário 2
Ganhos (perdas) não realizados em operações compra e venda de energia em mercado ativo	Elevação	15.557	38.243	60.929
	Queda	15.557	(7.128)	(29.813)

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 impõem 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 dozes meses. A meta corporativa estabelecida no planejamento estratégico 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	
	31.03.2019	31.12.2018	31.03.2019	31.12.2018
Empréstimos e financiamentos	787.164	903.385	3.761.204	4.047.307
Debêntures	1.543.388	1.538.080	7.546.306	7.518.131
(-) Caixa e equivalentes de caixa	262.289	315.003	2.053.970	1.948.409
(-) Títulos e valores mobiliários	81.194	123.560	312.675	344.296
Dívida líquida	1.987.069	2.002.902	8.940.865	9.272.733
Patrimônio líquido	16.530.916	16.032.925	16.838.841	16.336.214
Endividamento em relação ao patrimônio líquido	0,12	0,12	0,53	0,57

37 Transações com Partes Relacionadas

Consolidado Parte Relacionada / Natureza da operação	Ativo		Passivo		Receita		Custo / Despesa	
	31.03.2019	31.12.2018	31.03.2019	31.12.2018	31.03.2019	31.03.2018	31.03.2019	31.03.2018
Controlador								
Estado do Paraná - dividendos	-	-	112.196	112.196	-	-	-	-
Repasse CRC (NE nº 8)	1.432.148	1.445.042	-	-	56.752	43.405	-	-
Programa Luz Fraterna (a)	8.784	10.353	-	-	-	-	-	-
Programa Morar Bem Paraná (a)	194	-	-	-	-	-	-	-
Empregados cedidos (b)	207	1.248	-	-	-	-	-	-
Serviços de telecomunicações (c)	15.990	15.788	-	-	10.543	10.146	-	-
Sistema Meteorológico do Paraná - Simepar (d)	-	-	178	181	-	-	(534)	-
Entidades com influência significativa								
BNDES e BNDESPAR - dividendos (e)	-	-	80.144	80.144	-	-	-	-
Financiamentos (NE nº 22)	-	-	2.204.269	2.208.920	-	-	(47.141)	(31.722)
Debêntures - Compagás (NE nº 23)	-	-	16.208	17.651	-	-	(358)	(861)
Debêntures - eólicas (NE nº 23) (f)	-	-	265.286	268.286	-	-	(7.520)	(7.562)
Entidade controlada pelo Estado do Paraná								
Sanepar (c) (g)	-	-	296	273	1.112	1.005	(1.369)	(437)
Utilização de água retirada de reservatórios de usinas	-	144	-	-	-	-	-	-
Empreendimentos controlados em conjunto								
Voltaia São Miguel do Gostoso								
Dividendos	1.032	1.032	-	-	-	-	-	-
Caiuá Transmissora de Energia (h) (i) (j)	248	329	284	285	496	961	(3.269)	(1.101)
Dividendos	3.316	3.316	-	-	-	-	-	-
Integração Maranhense Transmissora (h) (j)	-	-	58	58	-	-	(457)	(148)
Dividendos	6.033	6.033	-	-	-	-	-	-
Matrinchá Transmissora de Energia (h) (j)	-	-	307	316	-	-	(2.445)	(884)
Dividendos	21.470	21.470	-	-	-	-	-	-
Guaraciaba Transmissora de Energia (h) (j)	-	-	159	136	-	-	(1.099)	(323)
Dividendos	15.869	15.869	-	-	-	-	-	-
Paranaíba Transmissora de Energia (h)	-	-	227	212	-	-	(1.705)	(563)
Dividendos	8.544	8.544	-	-	-	-	-	-
Cantareira Transmissora de Energia (h)	-	-	172	170	-	-	(504)	(113)
Dividendos	1.461	1.461	-	-	-	-	-	-
Mata de Santa Genebra Transmissão (h)	10.456	5.126	-	-	10.754	369	-	-
Coligadas								
Dona Francisca Energética S.A. (k)	-	-	1.436	1.436	-	-	(1.436)	(2.871)
Foz do Chopim Energética Ltda. (c) (h)	193	193	-	-	654	802	-	-
Dividendos	4.836	18.071	-	-	-	-	-	-
Aquisição de projetos de usinas	-	-	6.227	19.461	-	-	-	-
Sercomtel S.A. Telecomunicações (c) (l)	2.433	2.226	-	-	2.103	1.880	(1)	(1)
Pessoal chave da administração								
Honorários e encargos sociais (NE nº 33.2)	-	-	-	-	-	-	(5.668)	(7.331)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 24.3)	-	-	-	-	-	-	(231)	(425)
Outras partes relacionadas								
Fundação Copel (c)	23	20	-	-	84	77	-	-
Aluguel de imóveis administrativos	-	-	22.340	312	-	-	(1.708)	(4.776)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 24.3)	-	-	978.342	968.763	-	-	-	-
Lactec (m)	-	-	1.384	1.601	-	-	(424)	(3.557)

- a) O Programa Luz Fraterna, instituído e alterado pelas leis estaduais nºs 491/2003 e 17.639/2013, permite ao Estado do Paraná quitar as contas de energia elétrica de famílias paranaenses de baixa renda (devidamente cadastradas) quando o consumo não ultrapassar o limite de 120 kWh no mês. O benefício é válido para ligações elétricas residenciais de padrão monofásico, ligações rurais monofásicas e rurais bifásicas com disjuntor de até 50 ampères. Também é preciso que o titular não tenha outra conta de luz em seu nome e não tenha débitos em atraso com a Companhia.

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 31.12.2018, 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.

O Programa Morar Bem Paraná foi instituído pelo Decreto n.º 2845/2011, sendo um convênio entre o Governo do Estado, a Companhia de Habitação do Paraná - Cohapar e a Copel, cuja gestão é realizada pela Cohapar. A principal atribuição da Copel neste convênio é a construção das redes de distribuição de energia elétrica e das entradas de serviços das unidades consumidoras dos conjuntos habitacionais.

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

- 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.
- 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 manteve contratos com a Companhia de prestação de serviços de previsão do tempo, laudos meteorológicos, análise de ampacidade, mapeamento e análise de ventos e descargas atmosféricas.
- 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 (NE nº 23).
- g)** Saneamento básico prestado pela Sanepar.
- h)** Encargos de uso do Sistema de Transmissão e receita proveniente de contratos de operação e manutenção, de prestação de serviço de engenharia e de compartilhamento de instalações com a Copel GeT e UEGA.

- i) A Copel DIS mantém Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT com a Caiuá Transmissora de Energia, com vencimento até a extinção da concessão da distribuidora ou da transmissora, o que ocorrer primeiro.
- 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) Contrato de compra e venda de energia, realizado entre a Dona Francisca Energética e a Copel GeT, com vencimento em 31.03.2025.
- l) Contrato de compartilhamento de postes, realizado entre a Sercomtel S.A. Telecomunicações e a Copel DIS.
- m) O Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento - Lactec é uma Organização da Sociedade Civil de Interesse Público - Oscip, na qual a Copel é uma associada. O Lactec mantém contratos de prestação de serviços e de pesquisa e desenvolvimento com a Copel GeT, UEGA e com a Copel DIS, submetidos a controle prévio ou a posteriori, com anuência da Aneel.

As transações decorrentes das operações em ambiente regulado são faturadas de acordo com os critérios e definições estabelecidos pelos agentes reguladores.

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\$ 3.534 (R\$ 3.246 em 31.12.2018) e efetuados pela Copel Energia, no total de R\$ 76.848 (R\$ 79.358 em 31.12.2018).

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 31.03.2019	% participação	Valor aval/fiança
(1) Caiuá Transmissora		23.12.2013	15.02.2029	84.600	62.986	49,0	30.863
(2) Guaraciaba Transmissora	Financiamento	28.09.2016	15.01.2031	440.000	509.704	49,0	249.755
(3) Integração Maranhense	Financiamento	30.12.2013	15.02.2029	142.150	101.551	49,0	49.760
(4) Mata de Santa Genebra	Financiamento	30.11.2017	15.07.2033	1.018.500	991.129	50,1	496.556
(5) Matrinchá Transmissora	Financiamento	27.12.2013	15.05.2029	691.440	540.616	49,0	264.902
(6) Matrinchá Transmissora	Debêntures	15.05.2016	15.06.2029	180.000	207.663	49,0	101.755
(7) Paranaíba Transmissora (a)	Financiamento	21.10.2015	15.10.2030	606.241	553.911	24,5	135.708
(8) Paranaíba Transmissora	Debêntures	15.01.2017	15.03.2028	120.000	106.238	24,5	26.028
(9) Voltália São Miguel do Gostoso Participações S.A. (b) (c)	Debêntures	15.01.2016	15.12.2028	57.000	50.834	49,0	24.909
(10) Usina de Energia Eólica Carnaúba S.A. (b) (c)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	74.000	59.486	49,0	29.148
(11) Usina de Energia Eólica Reduto S.A. (b) (c)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	70.000	55.815	49,0	27.349
(12) Usina de Energia Eólica Santo Cristo S.A. (b) (c)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	74.000	58.179	49,0	28.508
(13) Usina de Energia Eólica São João S.A. (b) (c)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	68.000	54.307	49,0	26.610
(14) Cantareira Transmissora de Energia	Financiamento	28.12.2016	15.09.2032	426.834	467.850	49,0	229.247
(15) Cantareira Transmissora de Energia	Debêntures	09.01.2018	15.08.2032	100.000	102.471	49,0	50.211
							1.771.309

(a) Fiança exonerada em 06.05.2019

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

(c) A Conclusão Física do projeto, declarada em mar/2019 pelo BNDES, reduz o montante da Fiança para 40,0% do saldo devedor.

Instituição financeira financiadora:

BNDES: (1) (2) (3) (4) (5) (7) (10) (11) (12) (13) (14)

Destinação: programa de investimentos

Aval / Fiança:

Prestado pela Copel Geração e Transmissão: (1) (3)

Prestado pela Copel: (2) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11) (12) (13) (14) (15)

Garantias da operação: penhor de ações da Copel Geração e Transmissão proporcional à participação nos empreendimentos.

Seguro Garantia de Fiel Cumprimento Empresa	Término da vigência	Importância segurada	% aval Copel GeT	Valor do aval
Matrinchá Transmissora	30.09.2019	90.000	49,0	44.100
Guaraciaba Transmissora	30.04.2020	47.000	49,0	23.030
Mata de Santa Genebra	29.11.2019	78.300	50,1	39.228
Cantareira Transmissora	31.08.2019	31.200	49,0	15.288
				121.646

38 Compromissos

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

Consolidado	31.03.2019	31.12.2018
Contratos de compra e transporte de energia	136.429.190	140.638.024
Aquisição de ativo imobilizado		
Construção de linhas de transmissão e subestações	191.617	214.086
Construção da usina UHE Colíder	23.798	36.303
Construção da usina UHE Baixo Iguaçu	22.422	202.668
Construção das usinas do empreendimento eólico Cutia	35.219	40.392
Obras de telecomunicações	110.416	115.710
Aquisição de ativo para obras de distribuição de energia elétrica	524.786	528.109
Obrigações de compra de gás	1.238.722	1.339.848

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 Nomeados	24.08.2019	2.226.749
Riscos Operacionais - Cutia e Bento Miguel	29.03.2020	1.815.711
Riscos Operacionais - UHE Colíder	01.11.2019	988.398
Riscos Operacionais - UEG Araucária (a)	30.11.2019	854.359
Riscos Operacionais - UHE Governador Jayme Canet Junior	23.11.2019	799.290
Riscos Operacionais - Brisa Potiguar	27.06.2019	770.713
Incêndio - imóveis próprios e locados	24.08.2019	619.414
Riscos Operacionais - São Bento	27.06.2019	489.357
Riscos Operacionais - Elejor	11.03.2020	302.616
Garantia Judicial - Procuradoria Geral da Fazenda Nacional	10.05.2020	326.712

(a) O valor da importância segurada de Riscos Operacionais - UEG Araucária e do Seguro D&O foi convertido de dólar para real com a taxa do dia 29.03.2019, de R\$ 3,8967.

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 de pagamento, riscos diversos, transporte nacional e internacional, 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\$ 232.811 (R\$ 135.109 em 31.03.2018). Deste valor, R\$ 57.124 (R\$ 31.970 em 31.03.2018) 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\$ 98.945 (R\$ 425.260 em 31.03.2018). Deste valor, R\$ 45.414 (R\$ 45.261 em 31.03.2018) correspondem ao montante de compras efetuadas a prazo e ainda não quitadas até o final do período.

Em dezembro de 2018 ocorreu a aquisição a prazo dos estudos e projetos denominados PCH Bela Vista e UHE Salto Grande, pelo valor de R\$ 19.461, junto à empresa Foz do Chopim Energética Ltda, sendo tal obrigação registrada na rubrica de fornecedores. No primeiro trimestre de 2019 ocorreu a quitação parcial da citada negociação, no valor de R\$ 13.235, mediante encontro de contas com os dividendos a receber do citado fornecedor, o qual integra o conjunto de investimentos consolidados da Companhia na condição de coligada.

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

41 Eventos subsequentes

41.1 Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.

Em 22.04.2019, a Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. concluiu a emissão de debêntures simples, na forma do artigo 2º da Lei nº 12.431, de 24.06.2011 (“Debêntures de Infraestrutura”), não conversíveis em ações, para oferta pública de distribuição com esforços restritos de colocação no âmbito da Instrução CVM 476/2009, no montante total de R\$ 210.000. Foram emitidas 210.000 debêntures, com valor nominal unitário de R\$ 1, com prazo de 11,5 anos, amortização e juros semestrais, a partir de 15.11.2020 até 15.11.2030. As debêntures serão remuneradas com juros correspondentes à variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA, acrescidos de sobretaxa de 4,95%a.a. Foi prestada garantia corporativa da Copel, no percentual de participação da Copel GeT na Mata de Santa Genebra (50,1%). Os recursos captados serão destinados para a implantação do empreendimento ou reembolso de gastos, despesas ou dívidas relacionadas à sua implantação.

41.2 Aumento de Capital Social

Em 29.04.2019, a 199ª Assembleia Geral Extraordinária aprovou aumento de capital no valor de R\$ 2.890.000, com a utilização de reserva de retenção de lucros.

41.3 Notas promissórias

Em 09.05.2019, a Copel GeT recebeu os recursos oriundos da 5ª emissão de notas promissórias, nos termos da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) n.º 566/2015, da Instrução CVM n.º 476/2009, das demais disposições legais e regulamentares aplicáveis (“Oferta Restrita”), sob regime de garantia firme de colocação, no montante total de R\$ 650.000. Foram emitidas 650 notas promissórias, com valor nominal unitário de R\$ 1, com juros e amortização a serem pagos em 05.11.2019, data de vencimento. As notas promissórias serão remuneradas com juros correspondentes à 105,00% da variação acumulada da taxa média diária dos DI - Depósitos Interfinanceiros. Foi prestada garantia corporativa da Copel. Os recursos captados serão destinados ao refinanciamento do endividamento da emissora, incluindo, sem limitação, o pagamento da 2ª parcela de amortização da 1ª emissão de debêntures da emissora, e reforço do seu capital de giro.

COMENTÁRIO DO DESEMPENHO
dos períodos findos em 31 de março de 2019 e de 2018
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 2019, a extensão das redes compactas instaladas era de 10.671km (9.778 km em março de 2018), representando um acréscimo de 893 km em doze meses, variação de 9,1%.

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 2019, a extensão das redes de distribuição secundárias isoladas instaladas era de 18.435 km (17.603 km em março de 2018), representando um incremento de 832 km nos últimos doze meses, variação de 4,7%.

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 2019 foi de 4.825 GWh (5.799 GWh no mesmo período de 2018). O montante de energia comprada por meio de CCEAR (leilão) por parte da Copel Distribuição foi de 3.068 GWh (2.674 GWh no mesmo período de 2018) e de Itaipu foi de 1.375 GWh (1.413 GWh no mesmo período de 2018), conforme demonstrado no fluxo a seguir:

Fluxo de energia (GWh)		janeiro a março de 2019	
Geração própria		4.825	39,0%
Energia comprada		7.536	61,0%
Disponibilidade		12.361	
CCEAR	3.068		
Itaipu	1.375		
Dona Francisca	35		
CCEE (MCP)	-		
Angra:	243		
CCGF:	1.590		
MRE:	20		
Elejor:	293		
Proinfa:	111		
Outros ¹ :	801		
Mercado Cativo	5.245	42,4%	
Concessionárias²	64	0,5%	
Suprimento concessionária CCEE³	44	0,4%	
Cessões MCSD EN⁴	164	1,3%	
Consumidores livres	1.590	12,9%	
Energia suprida	4.655	37,7%	
Contratos bilaterais	2.005		
CCEAR	871		
CER	226		
CCEE(MCP)	1.011		
MRE	542		
Perdas e diferenças	599	4,8%	
Perdas rede básica	143		
Perdas distribuição	633		
Alocação de contratos no CG	(177)		

CCEAR: Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado.

CER: Contrato de Energia de Reserva.

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 Déicits 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 2019	jan a mar 2018	Variação
Copel Distribuição			
Mercado cativo	5.246	5.009	4,7%
Residencial	1.998	1.849	8,1%
Industrial	658	709	-7,3%
Comercial	1.298	1.214	6,9%
Rural	665	632	5,2%
Outras	627	605	3,6%
Concessionárias e permissionária	64	91	-29,4%
CCEE (MCP) (a)	381	104	265,1%
Total da Copel Distribuição	5.691	5.204	9,4%
Copel Geração e Transmissão			
CCEAR (Copel Distribuição)	31	23	34,5%
CCEAR (outras concessionárias)	546	209	33,1%
Consumidores livres	974	909	7,1%
Contratos bilaterais (Copel Comercialização)	1.114	623	79,0%
Contratos bilaterais ¹	810	1.313	-38,3%
CCEE (MCP) ²	629	751	9,3%
Total da Copel Geração e Transmissão	4.104	3.828	5,2%
Parques Eólicos			
CCEAR (outras concessionárias)	325	207	57,0%
CER	226	88	156,8%
Total dos Parques Eólicos	551	295	86,8%
Copel Comercialização			
Consumidores livres	616	480	28,3%
Contratos bilaterais	1.298	824	57,6%
Total Copel Comercialização	1.914	1.304	46,8%
Total	12.260	10.631	15,3%

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 5.246 GWh nos três primeiros meses de 2019, crescimento de 4,7% em relação ao mesmo período do ano anterior. Esse resultado foi influenciado principalmente pelo aumento do consumo das classes residencial e comercial, em especial pelo registro de elevadas temperaturas nos meses de janeiro, com variação média acima de 10%, e fevereiro que teve mais dias úteis.

A classe residencial consumiu 1.998 GWh entre janeiro e março de 2019, um crescimento de 8,1% em função (i) do aumento no consumo médio mensal (176 kWh/mês no 1T19 ante 166 kWh/mês no 1T18), devido principalmente às temperaturas máximas registradas no mês de janeiro, que superaram a média histórica em várias regiões do Estado, ocasionando o aumento do uso de aparelhos de resfriamento; e (ii) do crescimento de 1,9% no número de clientes. No primeiro trimestre de 2019 essa classe representou 38,1% do consumo do mercado cativo, totalizando 3.772.134 consumidores.

A classe industrial registrou queda de 7,3% no primeiro trimestre de 2019, totalizando 658 GWh, reflexo, principalmente, da migração de clientes para o mercado livre, os quais representariam o consumo médio de aproximadamente 82 GWh no trimestre. Ao final de março de 2019, a classe industrial representou 12,5% do consumo do mercado cativo, com 72.510 consumidores.

A classe comercial consumiu 1.298 GWh no primeiro trimestre de 2019, aumento de 6,9% em comparação com o mesmo período de 2018. Esse resultado foi influenciado pelo bom desempenho do comércio varejista do Paraná – crescimento de 3,3% e 4,4% em janeiro e fevereiro, respectivamente, na comparação com os mesmos meses de 2018 – e pelo aumento da base de clientes registrado no final de março de 2019. Ao final desse trimestre, essa classe representava 24,7% do consumo do mercado cativo, com 401.293 consumidores.

A classe rural registrou alta de 5,2% no consumo de energia no primeiro trimestre de 2019, totalizando 665 GWh. Ao final de março de 2019, a classe representou 12,7% do consumo do mercado cativo da Copel com 351.663 consumidores.

As outras classes (poderes públicos, iluminação pública, serviços públicos e consumo próprio) totalizaram 627 GWh consumidos entre janeiro e março de 2019, com aumento de 3,6%. Em conjunto, essas classes representaram 12,0% do consumo do mercado cativo, com 57.762 consumidores ao final do 1T19.

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 2019	mar 2018	Variação
Residencial	3.772.134	3.701.338	1,9%
Industrial	72.510	76.038	-4,6%
Comercial	401.293	391.104	2,6%
Rural	351.663	353.653	-0,6%
Outras	57.762	57.527	0,4%
Total cativo	4.655.362	4.579.660	1,7%
Suprimento Fio (a)	7	6	16,7%
Consumidores livres (b)	1.164	1.005	15,8%
Total geral	4.656.533	4.580.671	1,7%

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

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

3 Administração

Quadro de empregados

Empregados	mar 2019	mar 2018
Copel e subsidiárias integrais		
Copel	76	77
Copel Geração e Transmissão	1.666	1.722
Copel Distribuição	5.325	5.679
Copel Telecomunicações	466	643
Copel Comercialização	35	37
	7.568	8.158
Controladas		
Compagás	159	162
Elejor	7	7
UEG Araucária	17	17
	183	186

4 Relações com o Mercado

De janeiro a março de 2019, 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 68,92% do capital da Companhia. Ao final de março de 2019, o valor de mercado da Copel, considerando as cotações de todos os mercados, ficou em R\$ 9.326.381 mil.

Na carteira do IEE (Índice Setorial de Energia Elétrica), a Copel participa com 5,878%.

No Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 (ISE), a Copel PNB tem participação de 1,39%.

Na B3, as ações ON fecharam o período cotadas a R\$ 32,10, com variação positiva de 7,72%, e as ações PNB fecharam a R\$ 36,40, com variação positiva de 19,15%. No mesmo período o Ibovespa teve variação positiva de 8,56%.

Na Bolsa de Valores de Nova Iorque (NYSE), as ações PNB são negociadas no “Nível 3” na forma de ADS’s, sob o código ELP, as quais estiveram presentes em 100% dos pregões, fechando o período cotadas a US\$ 9,28 com variação positiva de 18,52%. Neste mesmo período o índice Dow Jones teve variação positiva de 11,15%.

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, as quais estiveram presentes em 19% dos pregões, fechando o período cotadas a € 8,95 com variação positiva de 25,17%. No mesmo período o índice Latibex *All Shares* teve variação positiva de 13,73%.

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

Negociação das ações - jan a mar 2019	ON		PNB	
	Total	Média diária	Total	Média diária
B3				
Negócios	38.281	638	252.829	4.214
Quantidade	9.103.200	151.720	62.043.700	1.034.062
Volume (R\$ mil)	293.466	4.891	2.166.289	36.105
Presença nos pregões	60	100%	60	100%
Nyse				
Quantidade	190.200	3.804	28.216.045	462.558
Volume (US\$ mil)	1.559	31	260.491	4.270
Presença nos pregões	50	82%	61	100%
Latibex				
Quantidade	-	-	10.870	906
Volume (€ mil)	-	-	88	7
Presença nos pregões	-	-	12	19%

5 Tarifas

Tarifas de fornecimento de energia

Tarifas médias de fornecimento (a) - R\$/MWh	mar 2019	mar 2018	Varição
Industrial (b)	598,38	449,14	33,2%
Residencial	505,00	440,49	14,6%
Comercial	487,45	411,08	18,6%
Rural	341,76	292,35	16,9%
Outras	350,30	303,12	15,6%
	471,68	398,80	18,3%

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

(b) Não inclui consumidores livres.

Tarifas de compra de energia

Tarifas de compra de energia* - R\$/MWh	mar 2019	mar 2018	Varição
Itaipu (a)	245,25	228,12	7,5%
Leilão 2010 - H30	225,12	218,27	3,1%
Leilão 2010 - T15 (b)	110,77	187,41	-40,9%
Leilão 2011 - H30	232,16	226,05	2,7%
Leilão 2011 - T15 (b)	183,11	163,35	12,1%
Leilão 2012 - T15 (b)	191,20	299,22	-36,1%
Leilão 2016 - T20 (b)	156,48	161,57	-3,2%
Leilão CCEAR 2014 - 2019 (c)	168,81	144,49	16,8%
Leilão CCEAR 2014 - 2019 (d)	-	333,19	-
Bilaterais	245,06	240,53	1,9%
Angra	248,48	243,33	2,1%
Contrato de cotas de garantia física - CCGF (e)	93,54	75,84	23,3%
Santo Antonio	143,84	139,84	2,9%
Jirau	126,51	123,00	2,9%
Demais Leilões (f)	161,01	185,20	-13,1%
Média	168,13	165,32	21,0%

(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) Quantidade.

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

(f) 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 2019	mar 2018	Variação
Leilão - CCEAR 2011-2040	218,54	210,87	3,6%
Leilão - CCEAR 2013-2042	238,99	229,28	4,2%
Leilão - CCEAR 2015 - 2044 (a)	166,64	160,85	3,6%
Leilão - CCEAR 2018 - 2048	174,25	-	-
Concessionárias dentro do Estado do Paraná	291,30	260,27	11,9%

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

Receita (NE nº 32)

A Receita operacional líquida, acumulada até março de 2019, atingiu R\$ 3.896.006 montante 16,3% superior aos R\$ 3.348.681 registrados no mesmo período de 2018.

Essa variação decorreu, principalmente, pelos seguintes fatos:

- aumento de 23,7% na Receita de fornecimento de energia elétrica, em virtude principalmente do aumento de 6,8% no volume de energia vendida aos consumidores finais - destacando-se a elevação de 4,7% no consumo do mercado cativo da Copel DIS e 11,2% do mercado livre industrial da Copel GeT e Copel Comercialização - e do reajuste tarifário da Copel DIS válido a partir de 24.06.2018, que reajustou a tarifa de energia em 15,61%;
- acréscimo de 6,9% na Receita de suprimento de energia elétrica, sobretudo pelo aumento nas vendas através de contratos em ambiente regulado, face a entrada em operação de novos empreendimentos;
- aumento de 37,0% na Receita de disponibilidade da rede elétrica, devido essencialmente pelo reajuste de 16,41% em junho de 2018 (0,85% em junho de 2017) e pela recuperação do mercado fio em 5,1% no período;
- aumento de 19,4% na Receita de telecomunicações, decorrente principalmente do aumento do número de clientes, sobretudo no mercado varejo com o produto Copel Fibra;
- acréscimo de 46,2% na Receita de Distribuição de gás canalizado impactado pelo crescimento da comercialização de gás no volume consumido, bem como reajuste tarifário de 16% em relação ao ano anterior;
- redução de 133,2% no Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais, em virtude, sobretudo, da amortização dos valores considerados no reajuste de 2018 e pequena variação dos saldos em constituição para o reajuste de 2019; e

- g) aumento de 46,5% em Outras Receitas Operacionais refletindo o aumento na renda de prestação de serviços e na receita de arrendamentos e aluguéis.

Custos e Despesas Operacionais (NE nº 33)

O total de custos e despesas operacionais atingiu R\$ 3.043.019, valor 9,2% superior aos R\$ 2.786.599 registrados no mesmo período de 2018. Os principais destaques foram:

- a) acréscimo de 18,4% na conta Energia elétrica comprada para revenda devido sobretudo pelo aumento de compra de energia referente à comercializadora e à variação de preço no período;
- b) redução de 27,1% na conta Pessoal e administradores em virtude principalmente da provisão para demissões incentivadas no montante de R\$ 91.152 registrada em 2018 e sem efeitos em 2019 face ao encerramento do programa, pela redução do quadro de empregados e política de redução de custos; compensada parcialmente pelo reajuste salarial, conforme acordo coletivo, de 3,97% em outubro de 2018;
- c) aumento de 25,7% na conta de Depreciação e amortização decorrente da unitização das usinas de Colíder, Cutia e Baixo Iguaçu e também maior volume na depreciação de ativos de telecomunicações; e
- d) redução de 11,6% na conta de Perdas de crédito, provisões e reversões, devido, principalmente à um montante menor de contingências trabalhistas registradas, quando comparado com mesmo período do ano anterior.

Resultado Financeiro (NE nº 34)

A variação de R\$ 28.546 no resultado financeiro, correspondente a 41,0% comparado com o mesmo período de 2018, deve-se principalmente pelo acréscimo de 10,8% nas despesas financeiras decorrente da maior variação monetária, cambial e encargos da dívida.

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	Reapresentado	
	31.03.2019	31.03.2018
Lucro líquido do período	505.962	355.854
IRPJ e CSLL diferidos	(24.619)	(64.254)
Provisão para IRPJ e CSLL	289.816	245.607
Despesas (receitas) financeiras, líquidas	98.213	69.667
Lajir/Ebit	869.372	606.874
Depreciação e Amortização	222.772	177.210
Lajida/Ebitda	1.092.144	784.084
Receita Operacional Líquida - ROL	3.896.006	3.348.681
Margem do Ebitda% (Ebitda ÷ ROL)	28,0%	23,4%

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

COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

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

CONSELHO FISCAL

Presidente	DEMETRIUS NICHELE MACEI
Membros Titulares	HARRY FRANÇÓIA JÚNIOR NILSO ROMEU SGUIAREZI ROBERTO LAMB LETÍCIA PEDERCINI ISSA MAIA
Membros Suplentes	ADRIAN LIMA DA HORA JOÃO LUIZ GIONA JR OTAMIR CESAR MARTINS VANESSA CLARO LOPES GILBERTO PEREIRA ISSA

DIRETORIA

Diretor Presidente	DANIEL PIMENTEL SLAVIERO
Diretor 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-045809/O-2	ADRIANO FEDALTO
-------------------	-----------------

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
Curitiba - PR

Introdução

Revisamos as informações financeiras intermediárias, individuais e consolidadas, da Companhia Paranaense de Energia - COPEL ("Companhia"), contidas no Formulário de Informações Trimestrais – ITR, referentes ao trimestre findo em 31 de março de 2019, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de março de 2019 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de três meses findo nessa data, 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 Informações Trimestrais – ITR. Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações financeiras intermediárias com base em nossa revisão.

Alcance da revisão

Conduzimos nossa revisão de acordo com as normas brasileiras e internacionais de revisão de informações intermediárias (NBC TR 2410 – Revisão de Informações Intermediárias Executada pelo Auditor da Entidade e ISRE 2410 – "Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity", respectivamente). Uma revisão de informações intermediárias consiste na realização de indagações, principalmente às pessoas responsáveis pelos assuntos financeiros e contábeis, e na aplicação de procedimentos analíticos e de outros procedimentos de revisão. O alcance de uma revisão é significativamente menor 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.

A Deloitte refere-se a uma ou mais entidades da Deloitte Touche Tohmatsu Limited, uma sociedade privada, de responsabilidade limitada, estabelecida no Reino Unido ("DTTL"), sua rede de firmas-membro, e entidades a ela relacionadas. A DTTL e cada uma de suas firmas-membro são entidades legalmente separadas e independentes. A DTTL (também chamada "Deloitte Global") não presta serviços a clientes. Consulte www.deloitte.com/about para obter uma descrição mais detalhada da DTTL e de suas firmas-membro.

A Deloitte oferece serviços de auditoria, consultoria, assessoria financeira, gestão de riscos e consultoria tributária para clientes públicos e privados dos mais diversos setores. A Deloitte atende a quatro de cada cinco organizações listadas pela Fortune Global 500®, por meio de uma rede globalmente conectada de firmas-membro em mais de 150 países, trazendo capacidades de classe global, visões e serviços de alta qualidade para abordar os mais complexos desafios de negócios dos clientes. Para saber mais sobre como os cerca de 286.200 profissionais da Deloitte impactam positivamente nossos clientes, conecte-se a nós pelo Facebook, LinkedIn e Twitter.

Ênfase

Reapresentação das informações financeiras de 31 de março de 2018

Em 15 de maio de 2018, emitimos relatório sobre a revisão das informações trimestrais da Companhia, sem modificação, que ora estão sendo reapresentadas. Conforme descrito na nota explicativa nº 3.6, as informações trimestrais de 31 de março de 2018 foram ajustados e estão sendo reapresentados como previsto no CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro e CPC 26(R1) - Apresentação das Demonstrações Contábeis para refletir os impactos na aplicação do CPC 47 – Receita de Contrato com Cliente, em empresas controladas em conjunto, no resultado de equivalência patrimonial. Nossa conclusão não contém modificação relacionada a esse assunto.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

Revisamos, também, as demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (“DVA”), referentes ao período de três meses findo em 31 de março de 2019, preparadas sob a responsabilidade da Administração da Companhia, cuja apresentação nas informações financeiras intermediárias é requerida de acordo com as normas expedidas pela CVM, aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais – ITR, e como informação suplementar pelas normas internacionais de relatório financeiro (“International Financial Reporting Standards - IFRS”), emitidas pelo IASB, que não requerem a apresentação da DVA. Essas demonstrações foram submetidas aos mesmos procedimentos de revisão descritos anteriormente, e, com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que não foram elaboradas, em todos os seus aspectos relevantes, de forma consistente com as informações financeiras intermediárias tomadas em conjunto.

Curitiba, 14 de maio de 2019

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 DE 2019**

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 2019 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 Auditores Independentes, 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 2019, e opinam que tais demonstrações podem ser divulgadas.

Curitiba, 14 de maio de 2019

/s/

DEMETRIUS NICHELE MACEI
Presidente

/s/

HARRY FRANÇÓIA JÚNIOR

/s/

LETÍCIA PEDERCINI ISSA MAIA

/s/

OTAMIR CESAR MARTINS

/s/

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 31.03.2019; e

(II) revimos, discutimos e concordamos com as informações financeiras intermediárias da Copel, contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR de 31.03.2019.

E, por ser verdade, firmamos a presente.

Curitiba, 14 de maio de 2019

/s/

Daniel Pimentel Slaviero
Diretor Presidente

/s/

Ana Letícia Feller
Diretora de Gestão Empresarial e
Diretora de Governança, Risco e
Compliance (em exercício)

/s/

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

/s/

Cassio Santana da Silva
Diretor de Desenvolvimento de
Negócios

/s/

Eduardo Vieira de Souza Barbosa
Diretor Jurídico e de Relações
Institucionais