



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

Junho / 2018

SUMÁRIO

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	3
Balanços Patrimoniais	3
Demonstrações de Resultados	5
Demonstrações de Resultados Abrangentes	6
Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido	8
Demonstrações dos Fluxos de Caixa	9
Demonstrações do Valor Adicionado	11
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	13
1 Contexto Operacional	13
2 Concessões e Autorizações	15
3 Base de Preparação	18
4 Principais Políticas Contábeis	19
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	26
10 Contas a Receber Vinculadas à Concessão	28
11 Contas a Receber Vinculadas à Indenização da Concessão	30
12 Outros Créditos	30
13 Tributos	31
14 Despesas Antecipadas	34
15 Partes Relacionadas	35
16 Outros Investimentos Temporários	36
17 Depósitos Judiciais	37
18 Investimentos	37
19 Imobilizado	41
20 Intangível	47
21 Obrigações Sociais e Trabalhistas	49
22 Fornecedores	49
23 Empréstimos e Financiamentos	50
24 Debêntures	54
25 Benefícios Pós-emprego	56
26 Encargos do Consumidor a Recolher	58
27 Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	58
28 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão	59
29 Outras Contas a Pagar	59
30 Provisões para Litígios e Passivo Contingente	60
31 Patrimônio Líquido	67
32 Receita Operacional Líquida	69
33 Custos e Despesas Operacionais	76
34 Resultado Financeiro	82
35 Segmentos Operacionais	83
36 Gerenciamento de Riscos e Instrumentos Financeiros	87
37 Transações com Partes Relacionadas	101
38 Compromissos	104
39 Seguros	105
40 Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa	105
41 Evento Subsequente	106
COMENTÁRIO DO DESEMPENHO	107
COMPOSIÇÃO DOS GRUPOS RESPONSÁVEIS PELA GOVERNANÇA	116
RELATÓRIO SOBRE A REVISÃO DE INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS	117
PARECER DO CONSELHO FISCAL SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	119
DECLARAÇÃO	120

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Balancos Patrimoniais

levantados em 30 de junho de 2018 e em 31 de dezembro de 2017
em milhares de reais

ATIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		30.06.2018	31.12.2017	30.06.2018	31.12.2017
CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	5	134.309	56.833	1.704.148	1.040.075
Títulos e valores mobiliários	6	92	90	1.381	1.341
Cauções e depósitos vinculados		129	129	42.200	59.372
Clientes	7	-	-	2.624.021	2.733.240
Dividendos a receber		431.475	459.464	68.253	80.815
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8	177.354	167.109	177.354	167.109
Ativos financeiros setoriais	9	-	-	333.717	171.609
Contas a receber vinculadas à concessão	10	-	-	149.996	149.744
Outros créditos	12	9.567	8.287	494.543	409.351
Estoques		-	-	111.321	110.559
Imposto de renda e contribuição social	13.1	44.001	14.055	190.292	501.685
Outros tributos a recuperar	13.3	329	276	139.627	198.232
Despesas antecipadas	14	-	-	35.453	39.867
Partes relacionadas	15	407.757	292.051	489	38.835
		1.205.013	998.294	6.072.795	5.701.834
NÃO CIRCULANTE					
Realizável a Longo Prazo					
Títulos e valores mobiliários	6	-	-	232.490	218.322
Outros investimentos temporários	16	18.902	18.727	18.902	18.727
Cauções e depósitos vinculados	23.1	-	-	87.046	75.665
Clientes	7	-	-	203.234	261.082
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8	1.334.940	1.349.253	1.334.940	1.349.253
Depósitos judiciais	17	121.962	119.167	578.172	582.529
Ativos financeiros setoriais	9	-	-	301.302	171.609
Contas a receber vinculadas à concessão	10	-	-	4.559.943	4.360.378
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão	11	-	-	72.893	68.859
Outros créditos	12	-	-	184.442	149.416
Imposto de renda e contribuição social	13.1	65.746	158.808	83.706	176.480
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.2	135.177	102.236	986.286	915.492
Outros tributos a recuperar	13.3	84.812	15	202.983	116.974
Despesas antecipadas	14	36	-	6.830	12.684
Partes relacionadas	15	118.423	219.426	14.266	130.156
		1.879.998	1.967.632	8.867.435	8.607.626
Investimentos	18	15.745.038	14.987.607	2.630.131	2.570.643
Imobilizado	19	867	830	10.435.519	9.829.450
Intangível	20	1.717	1.603	6.474.120	6.452.824
		17.627.620	16.957.672	28.407.205	27.460.543
TOTAL DO ATIVO		18.832.633	17.955.966	34.480.000	33.162.377

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

Balancos Patrimoniais
levantados em 30 de junho de 2018 e em 31 de dezembro de 2017 (continuação)
em milhares de reais

PASSIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		30.06.2018	31.12.2017	30.06.2018	31.12.2017
CIRCULANTE					
Obrigações sociais e trabalhistas	21	11.554	6.977	429.235	313.967
Partes relacionadas		470	3.936	-	-
Fornecedores	22	2.827	2.096	1.672.888	1.683.577
Imposto de renda e contribuição social	13.1	4.475	2.467	182.462	86.310
Outras obrigações fiscais	13.3	591	476	394.896	345.487
Empréstimos e financiamentos	23	119.834	322.092	1.768.983	784.666
Debêntures	24	919.899	339.341	2.194.894	1.632.062
Dividendos a pagar		266.022	267.988	278.742	288.981
Benefícios pós-emprego	25	69	57	54.349	53.225
Encargos do consumidor a recolher	26	-	-	115.062	150.025
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	27	-	-	267.677	282.766
Contas a pagar vinculadas à concessão	28	-	-	65.493	62.624
Passivos financeiros setoriais	9	-	-	-	192.819
Outras contas a pagar	29	172	249	186.564	121.405
Provisões para litígios	30	113.260	112.000	113.260	112.000
		1.439.173	1.057.679	7.724.505	6.109.914
NÃO CIRCULANTE					
Fornecedores	22	-	-	50.410	43.469
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.2	-	-	144.722	156.630
Outras obrigações fiscais	13.3	2.483	2.365	782.905	809.576
Empréstimos e financiamentos	23	772.029	664.020	2.393.951	2.974.839
Debêntures	24	595.523	876.140	3.826.751	4.438.916
Benefícios pós-emprego	25	4.227	3.995	833.200	812.878
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	27	-	-	296.701	249.709
Contas a pagar vinculadas à concessão	28	-	-	512.302	492.330
Passivos financeiros setoriais	9	-	-	93.583	90.700
Outras contas a pagar	29	509	830	104.340	72.849
Provisões para litígios	30	147.538	143.095	1.535.780	1.400.064
		1.522.309	1.690.445	10.574.645	11.541.960
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Atribuível aos acionistas não controladores					
Capital social	31.1	7.910.000	7.910.000	7.910.000	7.910.000
Ajustes de avaliação patrimonial	31.2	857.999	895.601	857.999	895.601
Reserva legal		844.398	844.398	844.398	844.398
Reserva de retenção de lucros		5.557.843	5.557.843	5.557.843	5.557.843
Lucros acumulados		700.911	-	700.911	-
		15.871.151	15.207.842	15.871.151	15.207.842
Atribuível aos acionistas não controladores					
	18.2.2	-	-	309.699	302.661
		15.871.151	15.207.842	16.180.850	15.510.503
TOTAL DO PASSIVO		18.832.633	17.955.966	34.480.000	33.162.377

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

Demonstrações de Resultados
para os semestres findos em 30 de junho de 2018 e de 2017
em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		30.06.2018	30.06.2017	30.06.2018	30.06.2017
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	32	-	-	6.954.511	6.470.240
Custos Operacionais	33	-	-	(5.182.067)	(4.690.862)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO		-	-	1.772.444	1.779.378
Outras Receitas (Despesas) Operacionais					
Despesas com vendas	33	-	-	(77.509)	(83.712)
Despesas gerais e administrativas	33	(39.379)	(37.058)	(370.319)	(315.823)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	33	21.933	9.488	(154.590)	(116.708)
Resultado da equivalência patrimonial	18	621.100	630.222	63.884	82.998
		603.654	602.652	(538.534)	(433.245)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		603.654	602.652	1.233.910	1.346.133
Resultado Financeiro	34				
Receitas financeiras		199.722	72.505	460.378	298.816
Despesas financeiras		(94.056)	(165.163)	(634.956)	(717.078)
		105.666	(92.658)	(174.578)	(418.262)
LUCRO OPERACIONAL		709.320	509.994	1.059.332	927.871
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	13.4				
Imposto de renda e contribuição social		(62.776)	-	(441.377)	(326.114)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		32.941	40.388	74.228	(33.506)
		(29.835)	40.388	(367.149)	(359.620)
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		679.485	550.382	692.183	568.251
Atribuído aos acionistas da empresa controladora		-	-	679.485	550.382
Atribuído aos acionistas não controladores	18.2.2	-	-	12.698	17.869
LUCRO LÍQUIDO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - em reais	31.3				
Ações ordinárias		2,37153	1,92093		
Ações preferenciais classe "A"		2,60868	2,11302		
Ações preferenciais classe "B"		2,60868	2,11302		

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

Demonstrações de Resultados - Movimento do Segundo Trimestre

para os trimestres findos em 30 de junho de 2018 e de 2017

em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		1º.04.2018 a 30.06.2018	1º.04.2017 a 30.06.2017	1º.04.2018 a 30.06.2018	1º.04.2017 a 30.06.2017
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	32	-	-	3.605.830	3.173.229
Custos Operacionais	33	-	-	(2.721.871)	(2.446.823)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO		-	-	883.959	726.406
Outras Receitas (Despesas) Operacionais					
Despesas com vendas	33	-	-	(34.668)	(42.805)
Despesas gerais e administrativas	33	(15.102)	(22.108)	(171.951)	(164.105)
Outras receitas (despesas), líquidas	33	(22.601)	11.135	(69.396)	(45.651)
Resultado da equivalência patrimonial		342.760	189.702	35.366	49.285
		305.057	178.729	(240.649)	(203.276)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		305.057	178.729	643.310	523.130
Resultado Financeiro	34				
Receitas financeiras		91.331	30.643	254.983	135.229
Despesas financeiras		(47.051)	(95.523)	(359.894)	(397.470)
		44.280	(64.880)	(104.911)	(262.241)
LUCRO OPERACIONAL		349.337	113.849	538.399	260.889
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	13.4				
Imposto de renda e contribuição social		(41.202)	-	(195.770)	(133.002)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		39.072	26.191	9.974	23.094
		(2.130)	26.191	(185.796)	(109.908)
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		347.207	140.040	352.603	150.981
Atribuído aos acionistas da empresa controladora		-	-	347.207	140.040
Atribuído aos acionistas não controladores		-	-	5.396	10.941
LUCRO LÍQUIDO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - em reais	31.3				
Ações ordinárias		1,21182	0,48876		
Ações preferenciais classe "A"		1,33299	0,53764		
Ações preferenciais classe "B"		1,33299	0,53764		

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

Demonstrações de Resultados Abrangentes
para os semestres findos em 30 de junho de 2018 e de 2017
em milhares de reais

	Controladora		Consolidado	
	30.06.2018	30.06.2017	30.06.2018	30.06.2017
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	679.485	550.382	692.183	568.251
Outros resultados abrangentes				
Itens que poderão ser reclassificados para o resultado				
Ganhos com ativos financeiros disponíveis para venda	-	5.327	-	5.328
Tributos sobre outros resultados abrangentes	-	(1.810)	-	(1.811)
Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos	-	3.517	-	3.517
RESULTADO ABRANGENTE DO PERÍODO	679.485	553.899	692.183	571.768
Atribuível aos acionistas da empresa Controladora			679.485	553.899
Atribuível aos acionistas não controladores			12.698	17.869

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

Demonstrações de Resultados Abrangentes - Movimento do Segundo Trimestre
para os trimestres findos em 30 de junho de 2018 e de 2017
em milhares de reais

	Controladora		Consolidado	
	1º.04.2018	1º.04.2017	1º.04.2018	1º.04.2017
	a 30.06.2018	a 30.06.2017	a 30.06.2018	a 30.06.2017
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	347.207	140.040	352.603	150.981
Outros resultados abrangentes				
Itens que poderão ser reclassificados para o resultado				
Perdas com ativos financeiros disponíveis para venda	-	(3.876)	-	(3.875)
Tributos sobre outros resultados abrangentes	-	1.319	-	1.318
Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos	-	(2.557)	-	(2.557)
RESULTADO ABRANGENTE DO PERÍODO	347.207	137.483	352.603	148.424
Atribuído aos acionistas da empresa Controladora	-	-	347.207	137.483
Atribuído aos acionistas não controladores	-	-	5.396	10.941

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

Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido

para os semestres findos em 30 de junho de 2018 e de 2017

em milhares de reais

	NE nº	Atribuível aos acionistas da empresa controladora						Total Controladora	Atribuível aos acionistas não controladores	Total Consolidado
		Capital social	Ajustes de avaliação patrimonial		Reservas de lucros					
			Custo atribuído do imobilizado	Outros resultados abrangentes	Reserva legal	Reserva de retenção de lucros	Lucros acumulados			
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)	-	-	(11.785)	(16.176)	-	(16.176)
Saldo em 1º de janeiro de 2018 ajustado		7.910.000	873.306	17.904	844.398	5.557.843	(11.785)	15.191.666	302.661	15.494.327
Lucro líquido do período		-	-	-	-	-	679.485	679.485	12.698	692.183
Resultado abrangente total do período		-	-	-	-	-	679.485	679.485	12.698	692.183
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos	31.2	-	(33.211)	-	-	-	33.211	-	-	-
Dividendos		-	-	-	-	-	-	-	(5.660)	(5.660)
Saldo em 30 de junho de 2018		7.910.000	840.095	17.904	844.398	5.557.843	700.911	15.871.151	309.699	16.180.850

	NE nº	Atribuível aos acionistas da empresa controladora						Total Controladora	Atribuível aos acionistas não controladores	Total Consolidado
		Capital social	Ajustes de avaliação patrimonial		Reservas de lucros					
			Custo atribuído do imobilizado	Outros resultados abrangentes	Reserva legal	Reserva de retenção de lucros	Lucros acumulados			
Saldo em 1º de janeiro de 2017		7.910.000	944.956	53.510	792.716	5.016.916	-	14.718.098	260.044	14.978.142
Lucro líquido do período		-	-	-	-	-	550.382	550.382	17.869	568.251
Outros resultados abrangentes		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganhos com ativos financeiros, líquidos de tributos		-	-	3.517	-	-	-	3.517	-	3.517
Resultado abrangente total do período		-	-	3.517	-	-	550.382	553.899	17.869	571.768
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos		-	(36.513)	-	-	-	36.513	-	-	-
Deliberação do dividendo adicional proposto		-	-	-	-	-	-	-	(11.053)	(11.053)
Deliberação de dividendos adicionais conforme 62ª AGO		-	-	-	-	(223.266)	-	(223.266)	-	(223.266)
Saldo em 30 de junho de 2017		7.910.000	908.443	57.027	792.716	4.793.650	586.895	15.048.731	266.860	15.315.591

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

Demonstrações dos Fluxos de Caixa
para os semestres findos em 30 de junho de 2018 e de 2017
em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		30.06.2018	30.06.2017	30.06.2018	30.06.2017
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					
Lucro líquido do período		679.485	550.382	692.183	568.251
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		(27.580)	103.564	372.857	500.371
Juros efetivos - bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas	10.2	-	-	(47.853)	(42.359)
Remuneração de contratos de concessão de transmissão	10.3	-	-	(82.977)	(41.103)
Remuneração pela remensuração do fluxo de caixa dos ativos RBSE	10.4	-	-	(97.937)	(280.829)
Imposto de renda e contribuição social	13.4	62.776	-	441.377	326.114
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.4	(32.941)	(40.388)	(74.228)	33.506
Resultado da equivalência patrimonial	18.1	(621.100)	(630.222)	(63.884)	(82.998)
Apropriação do cálculo atuarial dos benefícios pós-emprego	25.4	281	259	48.517	48.215
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	25.4	2.399	1.217	82.915	72.939
Constituição para programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	27.2	-	-	60.408	53.885
Reconhecimento do valor justo do ativo indenizável da concessão	32	-	-	(22.859)	(6.164)
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	32	-	-	(566.122)	80.184
Depreciação e amortização	33	609	598	367.164	367.194
Perdas estimadas, provisões e reversões operacionais líquidas	33.4	3.005	3.039	215.685	197.225
Baixas de contas a receber vinculadas à concessão	10	-	-	1.485	16
Resultado das baixas de imobilizado	19.2	-	-	4.973	3.168
Resultado das baixas de intangíveis		-	-	23.918	19.043
		66.934	(11.551)	1.355.622	1.816.658
Redução (aumento) dos ativos					
Clientes		-	-	306.477	(135.773)
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos		46.335	467.789	17.701	34.176
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8.1	130.059	49.013	130.059	49.013
Depósitos judiciais		(3.047)	15.097	8.686	75.902
Outros créditos		(1.280)	(5)	(113.729)	(144.336)
Estoques		-	-	(762)	9.751
Imposto de renda e contribuição social a recuperar		64.326	(8.044)	405.377	(56.573)
Outros tributos a recuperar		(84.850)	(70)	(28.468)	2.542
Despesas antecipadas		(36)	-	10.268	8.713
Partes relacionadas		6.646	135	-	-
		158.153	523.915	735.609	(156.585)
Aumento (redução) dos passivos					
Obrigações sociais e trabalhistas		4.577	2.937	115.268	5.114
Partes relacionadas		(3.466)	5	-	-
Fornecedores		731	1.450	(88.754)	226.497
Outras obrigações fiscais		233	46	27.671	(1.579)
Benefícios pós-emprego	25.4	(2.436)	(1.308)	(109.986)	(96.752)
Encargos do consumidor a recolher		-	-	(34.963)	2.227
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	27.2	-	-	(40.706)	(61.299)
Contas a pagar vinculadas à concessão	28.1	-	-	(32.581)	(32.960)
Passivos financeiros setoriais	9.2	-	-	80.652	118.246
Outras contas a pagar		(398)	(15)	96.650	(88.061)
Provisões para litígios quitadas	30.1.1	(8)	-	(65.597)	(51.292)
		(767)	3.115	(52.346)	20.141
CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					
		224.320	515.479	2.038.885	1.680.214
Imposto de renda e contribuição social pagos		(60.768)	-	(345.225)	(185.986)
Encargos de empréstimos e financiamentos pagos	23.4	(67.060)	(67.042)	(157.799)	(175.304)
Encargos de debêntures pagos	24.2	(29.797)	(70.669)	(205.779)	(283.144)
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					
		66.695	377.768	1.330.082	1.035.780

(continua)

Demonstrações dos Fluxos de Caixa
para os semestres findos em 30 de junho de 2018 e de 2017 (continuação)
em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		30.06.2018	30.06.2017	30.06.2018	30.06.2017
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
Aplicações financeiras		(177)	58	(8.592)	(8.280)
Empréstimos concedidos a partes relacionadas		(158.365)	(12.145)	-	(5.145)
Recebimento de empréstimos concedidos a partes relacionadas		116.978	8.792	116.849	12.493
Aportes em investimentos	18.1	(135.190)	(121.582)	-	(176.841)
Redução de capital em investidas	18.1	-	170.000	35.280	73.361
Aquisições de imobilizado		(85)	(199)	(840.768)	(564.075)
Aquisições de intangível		(114)	(441)	(288.835)	(348.077)
Participação financeira do consumidor - intangível		-	-	52.245	53.056
CAIXA LÍQUIDO (UTILIZADO) GERADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		(176.953)	44.483	(933.821)	(963.508)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
Ingressos de empréstimos e financiamentos	23.4	-	77.000	630.000	691.378
Ingressos de debêntures emitidas	24.2	600.000	520.000	600.000	522.521
Amortizações de principal de empréstimos e financiamentos	23.4	(77.000)	(77.000)	(237.131)	(275.178)
Amortizações de principal de debêntures	24.2	(333.300)	(333.300)	(709.158)	(371.238)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos		(1.966)	(182.567)	(15.899)	(197.880)
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		187.734	4.133	267.812	369.603
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		77.476	426.384	664.073	441.875
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	5	56.833	46.096	1.040.075	982.073
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	5	134.309	472.480	1.704.148	1.423.948
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		77.476	426.384	664.073	441.875

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

Demonstrações do Valor Adicionado
para os semestres findos em 30 de junho de 2018 e de 2017
em milhares de reais

VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	Controladora		Consolidado	
	30.06.2018	30.06.2017	30.06.2018	30.06.2017
Receitas				
Venda de energia e outros serviços	-	-	9.743.302	9.611.125
Receita de construção	-	-	804.273	663.175
Valor justo do ativo indenizável da concessão	-	-	22.859	5.445
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	-	-	566.122	(80.184)
Outras receitas	25.304	23	110.616	2.779
Perdas de crédito esperadas	-	-	(43.684)	(50.489)
	25.304	23	11.203.488	10.151.851
(-) Insumos adquiridos de terceiros				
Energia elétrica comprada para revenda	-	-	2.865.082	2.590.369
Encargos de uso da rede elétrica (-) ESS e EER	-	-	638.002	339.279
Material, insumos e serviços de terceiros	9.346	8.301	342.329	306.109
Gás natural e insumos para operações de gás	-	-	202.444	124.037
Custo de construção	-	-	737.801	692.705
Perda / Recuperação de valores ativos	-	-	59.553	32.825
Perdas estimadas para redução ao valor recuperável de ativos	-	-	(15.106)	61.011
Outros insumos	19.586	9.749	219.949	126.127
	28.932	18.050	5.050.054	4.272.462
(=) VALOR ADICIONADO BRUTO	(3.628)	(18.027)	6.153.434	5.879.389
(-) Depreciação e amortização	609	598	367.164	367.194
(=) VALOR ADICIONADO LÍQUIDO	(4.237)	(18.625)	5.786.270	5.512.195
(+) Valor adicionado transferido				
Resultado da equivalência patrimonial	621.100	630.222	63.884	82.998
Receitas financeiras	199.722	72.505	460.378	298.816
Outras receitas	195	13.066	59.001	68.765
	821.017	715.793	583.263	450.579
	816.780	697.168	6.369.533	5.962.774

(continua)

Demonstrações do Valor Adicionado
para os semestres findos em 30 de junho de 2018 e de 2017 (continuação)
em milhares de reais

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO	Controladora				Consolidado			
	30.06.2018	%	30.06.2017	%	30.06.2018	%	30.06.2017	%
Pessoal								
Remunerações e honorários	4.691		12.002		422.660		439.201	
Planos previdenciário e assistencial	1.111		1.880		130.532		128.348	
Auxílio alimentação e educação	540		499		62.556		63.889	
Encargos sociais - FGTS	364		854		34.147		35.261	
Indenizações trabalhistas	4.403		2.450		92.462		20.568	
Participação nos lucros e/ou resultados	389		309		42.930		37.264	
Apropriação no imobilizado e intangível em curso	-		-		(15.431)		(16.687)	
	11.498	1,4	17.994	2,6	769.856	12,1	707.844	11,9
Governo								
Federal								
Tributos	31.753		(34.707)		1.155.216		1.134.787	
Encargos setoriais	-		-		1.174.944		971.814	
Estadual	3		3		1.949.106		1.838.233	
Municipal	56		87		4.949		3.975	
	31.812	3,9	(34.617)	(5,0)	4.284.215	67,3	3.948.809	66,2
Terceiros								
Juros	93.329		162.566		600.266		715.645	
Arrendamentos e aluguéis	656		843		19.531		19.377	
Doações, subvenções e contribuições	-		-		3.482		2.848	
	93.985	11,5	163.409	23,4	623.279	9,8	737.870	12,4
Acionistas								
Lucros retidos	679.485		550.382		679.485		550.382	
Participações de acionistas não controladores	-		-		12.698		17.869	
	679.485	83,2	550.382	79,0	692.183	10,8	568.251	9,5
	816.780	100,0	697.168	100,0	6.369.533	100,0	5.962.774	100,0

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

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

para o semestre findo em 30 de junho 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 - Compagas	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
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. (b)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Bento do Norte II S.A. (b)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Bento do Norte III S.A. (b)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel I S.A. (b)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel II S.A. (b)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel III S.A. (b)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Guajiru S.A. (b)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Jangada S.A. (b)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Potiguar S.A. (b)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Cutia S.A. (b)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Maria Helena S.A. (b)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Esperança do Nordeste S.A. (b)	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. (b)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia

(a) A Administração está avaliando uma eventual alteração do objeto social ou o encerramento das atividades operacionais e a versão de seu patrimônio 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
Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	51,0	Copel GeT
Marumbi Transmissora de Energia S.A.	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	80,0	Copel GeT
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	Florianópolis/SC	Transmissão de energia elétrica	20,0	Copel GeT
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. Existe deliberação dos consorciados por solicitar à Agência Nacional do Petróleo - ANP 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. (a)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	35,77	Copel GeT
Carbocampel S.A.	Figueira/PR	Exploração de carvão	49,0	Copel
Dois Saltos Empreendimentos de Geração de Energia Elétrica Ltda. (b)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	30,0	Copel
Copel Amec S/C Ltda. - em liquidação	Curitiba/PR	Serviços	48,0	Copel
Sercomtel S.A. Telecomunicações (c)	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) Em fevereiro de 2018, a coligada Foz do Chopim Energética Ltda. foi transferida da Copel para a Copel GeT, mediante aumento do capital social.

(b) Fase pré-operacional.

(c) Investimento reduzido a zero por conta dos testes de recuperação de ativos.

1.1.4 Operações em conjunto (consórcios)

Empreendimento	Participação %	
	Copel GeT	Demais consorciados
Usina Hidrelétrica Gov. Jayme Canet Júnior (Mauá)	51,0	Eletrosul Centrais Elétricas S.A. (49,0%)
Usina Hidrelétrica Baixo Iguazu (NE nº 19.5.1) (a)	30,0	Geração Céu Azul S.A (controlada da Neoenergia S.A. (70,0%))

(a) Fase pré-operacional.

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
Dois Saltos (a)	Autorização - Resolução nº 5204/2015	30	22.04.2045
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. (b)	Portaria MME nº 173 /2012 - EOL São João	49	25.03.2047
Usina de Energia Eólica Carnaúba S.A. (b)	Portaria MME nº 204 /2012 - EOL Carnaúbas	49	08.04.2047
Usina de Energia Eólica Reduto S.A. (b)	Portaria MME nº 230 /2012 - EOL Reduto	49	15.04.2047
Usina de Energia Eólica Santo Cristo S.A. (b)	Portaria MME nº 233 /2012 - EOL Santo Cristo	49	17.04.2047

(a) Empreendimento em construção.

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

Usina Hidrelétrica - UHE

Pequena Central Hidrelétrica - PCH

Usina Termelétrica - UTE

Usina Eólioeletrica - EOL

2.1.1 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 vencimento será em 20.01.2019.

A Administração da Compagás, sua Controladora e demais acionistas estão avaliando e questionando os efeitos da referida lei, por entenderem estar conflitante com os termos observados no atual contrato de concessão. Porém, como até o término da emissão destas informações trimestrais tal discussão ainda não havia sido encerrada e a citada lei continuar vigente, tornou-se necessário considerar tais efeitos nas informações trimestrais de 30.06.2018.

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.

Os impactos registrados nas demonstrações financeiras da Compagás de 30.06.2018 pela antecipação do vencimento da concessão estão apresentados a seguir:

30.06.2018	Término da concessão em 2024	Efeitos	Término da concessão em 2019
BALANÇO PATRIMONIAL			
Ativo não circulante			
Contas a receber vinculadas à concessão	116.529	199.369	315.898
Intangível	186.663	(152.973)	33.690
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO			
Receita Operacional Líquida			
Valor justo do ativo indenizável da concessão	5.056	2.546	7.602
Custos Operacionais			
Amortização	(14.579)	2.771	(11.808)

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 (a)	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 (a)	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	100	26.03.2019	
UHE Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia)	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	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 (a)	100	10.05.2050
Paraíso dos Ventos do Nordeste	Portaria MME nº 182/2015 - EOL Paraíso dos Ventos do Nordeste (a)	100	10.05.2050
Usina de Energia Eólica Jangada	REA nº 3.257/2011 - EOL GE Jangada (a)	100	04.01.2042
Maria Helena	REA nº 3.259/2011 - EOL GE Maria Helena (a)	100	04.01.2042
Usina de Energia Eólica Potiguar	Portaria MME nº 179/2015 - EOL Potiguar (a)	100	10.05.2050
Usina de Energia Eólica Guajiru	REA nº 3.256/2011 - EOL Dreen Guajiru (a)	100	04.01.2042
Usina de Energia Eólica Cutia	REA nº 3.258/2011 - EOL Dreen Cutia (a)	100	04.01.2042
São Bento do Norte I	Portaria nº 349/2015 - EOL São Bento do Norte I (a)	100	03.08.2050
São Bento do Norte II	Portaria nº 348/2015 - EOL São Bento do Norte II (a)	100	03.08.2050
São Bento do Norte III	Portaria nº 347/2015 - EOL São Bento do Norte III (a)	100	03.08.2050
São Miguel I	Portaria nº 352/2015 - EOL São Miguel I (a)	100	03.08.2050
São Miguel II	Portaria nº 351/2015 - EOL São Miguel II (a)	100	03.08.2050
São Miguel III	Portaria nº 350/2015 - EOL São Miguel III (a)	100	03.08.2050
Foz do Chopim	Autorização - Resolução nº 114/2000 - PCH Arturo Andreoli	35,77	23.04.2030

(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 - Jaguariaíva	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 Cerquilha 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	51	11.01.2042
Transmissora Sul Brasileira Contrato nº 004/2012 - LT Nova Santa Rita - Camaquã 3; LT 230 kV Camaquã 3 - Quinta; LT 525 kV Salto Santiago - Itá; LT 525 kV Itá - Nova Santa Rita; SE Camaquã 3 230/69/2013,8 kV	20	09.05.2042
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	80	09.05.2042
Integração Maranhense Contrato nº 011/2012 - LT Açailândia - Miranda II	49	09.05.2042
Matrinchã Transmissora Contrato nº 012/2012 - LT Paranaita - Ribeirãozinho; LT 500 kV Paranaita - 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 - Marimbondo II; LT 500 kV Ribeirãozinho - Rio Verde Norte; LT 500 Rio Verde Norte - Marimbondo II; Seccionamento das LTs 500 kV Marimbondo - Araraquara, na SE Marimbondo II; SE Marimbondo 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 31.12.2017, que não sofreram modificações no primeiro semestre de 2018, não estão sendo apresentadas. Portanto, estas informações trimestrais devem ser lidas em conjunto com as demonstrações financeiras de 31.12.2017, 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 14.08.2018.

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 mensurados pelo valor justo, e de investimentos.

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 31.12.2017.

4 Principais Políticas Contábeis

As políticas contábeis da Companhia são consistentes com aquelas apresentadas na NE nº 4 das demonstrações financeiras de 31.12.2017, exceto as políticas divulgadas no item nº 4.1.

4.1 Pronunciamentos aplicáveis à Companhia a partir de 1º.01.2018

4.1.1 CPC 48/IFRS 9 - Instrumentos financeiros

Esta norma estabelece três categorias para classificação e mensuração de ativos e passivos financeiros: (i) mensurados ao valor justo por meio do resultado; (ii) mensurados pelo custo amortizado, baseado no modelo de negócio pelo qual eles são mantidos e nas características de seus fluxos de caixa contratuais; e (iii) mensurados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes.

A Companhia e suas controladas adotaram o CPC 48/IFRS 9, aproveitando a isenção constante do item 7.2.15 que lhes permite não rerepresentar informações comparativas de períodos anteriores decorrentes das alterações na classificação e mensuração de instrumentos financeiros. As diferenças nos saldos contábeis de ativos e passivos financeiros resultantes da adoção inicial do CPC 48/IFRS 9 foram reconhecidas nos lucros acumulados.

Redução ao valor recuperável (*impairment*)

Em relação ao *impairment* de ativos financeiros, o CPC 48/IFRS 9 requer que a empresa registre contabilmente a expectativa de perdas em créditos e modificações nessa expectativa a cada data de reporte, para refletir as mudanças no risco de crédito desde o reconhecimento inicial, ou seja, não é mais necessário que o evento ocorra antes para que seja reconhecida a perda no crédito.

O CPC 48/IFRS 9 exige que a Administração da Companhia realize avaliação com base em doze meses ou por toda a vida do ativo financeiro e registre os efeitos quando houver indicativos de perdas em crédito esperadas nos ativos financeiros.

A Companhia e suas controladas aplicaram a abordagem simplificada que registra perdas esperadas durante toda a vida dos ativos financeiros do contas a receber de clientes.

Efeitos na aplicação inicial

Os novos requerimentos do CPC 48/IFRS produziram os seguintes impactos na classificação dos ativos financeiros, conforme demonstrado a seguir:

Instrumento financeiro	Classificação conforme CPC 38	Nova classificação (CPC 48/IFRS 9)
Títulos e valores mobiliários	Disponíveis para venda	Valor justo por meio do resultado
Cauções e depósitos vinculados	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Clientes	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Ativos financeiros setoriais	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Contas a receber vinculadas à concessão - transmissão (amortizável)	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Contas a receber vinculadas à concessão - transmissão (indenizável)	Empréstimos e recebíveis	Valor justo por meio do resultado
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Contas a receber vinculadas à concessão - distribuição	Disponíveis para venda	Valor justo por meio do resultado
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão	Disponíveis para venda	Valor justo por meio do resultado
Estado do Paraná - Programas do Governo	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Outros investimentos temporários	Disponíveis para venda	Valor justo por meio do resultado

Os efeitos no balanço patrimonial da Companhia estão apresentados no quadro abaixo:

	Controladora			Consolidado		
	31.12.2017	Efeitos da aplicação do CPC 48	1º.01.2018	31.12.2017	Efeitos da aplicação do CPC 48	1º.01.2018
BALANÇO PATRIMONIAL						
Ativo	17.955.966	(14.496)	17.941.470	33.162.377	(14.496)	33.147.881
Ativo circulante	998.294	-	998.294	5.701.834	(18.608)	5.683.226
Clientes	-	-	-	2.733.240	(18.507)	2.714.733
Outros créditos	8.287	-	8.287	409.351	(101)	409.250
Ativo não circulante	16.957.672	(14.496)	16.943.176	27.460.543	4.112	27.464.655
Clientes	-	-	-	261.082	(3.356)	257.726
Impostos diferidos	102.236	-	102.236	915.492	7.468	922.960
Investimentos	14.987.607	(14.496)	14.973.111	2.570.643	-	2.570.643
Passivo	17.955.966	(14.496)	17.941.470	33.162.377	(14.496)	33.147.881
Patrimônio líquido	15.207.842	(14.496)	15.193.346	15.510.503	(14.496)	15.496.007
Atribuível aos acionistas da empresa controladora	15.207.842	(14.496)	15.193.346	15.207.842	(14.496)	15.193.346
Ajustes de avaliação patrimonial	895.601	(4.391)	891.210	895.601	(4.391)	891.210
Lucros acumulados	-	(10.105)	(10.105)	-	(14.496)	(14.496)

A Companhia não designou passivos financeiros como Valor justo por meio do resultado, sendo assim, não houve impacto na classificação de passivos financeiros.

4.1.2 CPC 47/IFRS 15 - Esclarecimentos à IFRS 15 - Receita de contratos com clientes

Esta norma estabelece que uma entidade deve reconhecer a receita para representar a transferência (ou promessa) de bens ou serviços a clientes de forma a refletir a consideração de qual montante espera trocar por aqueles bens ou serviços. A norma introduziu um modelo para o reconhecimento da receita, que considera cinco passos: (i) identificação do contrato com o cliente; (ii) identificação da obrigação de desempenho definida no contrato; (iii) determinação do preço da transação; (iv) alocação do preço da transação às obrigações de desempenho do contrato; e (v) reconhecimento da receita se e quando a empresa cumprir as obrigações de desempenho.

Em suma, pelos novos requisitos da IFRS 15, a entidade reconhece a receita somente quando (ou se) a obrigação de desempenho for cumprida, ou seja, quando o “controle” dos bens ou serviços de determinada operação são efetivamente transferidos ao cliente. Adicionalmente, esta norma estabelece maior detalhamento nas divulgações relacionadas aos contratos com clientes.

O efeito no balanço patrimonial consolidado da Companhia em 1º.01.2018 foi redução na rubrica de clientes em R\$ 2.960, aumento de impostos diferidos ativos em R\$ 1.280, em contrapartida da redução da rubrica de lucros acumulados em R\$ 1.680, com os respectivos reflexos na rubrica de investimentos e de lucros acumulados da Controladora, por equivalência patrimonial.

Adicionalmente, a partir de 1º.01.2018, os indicadores de continuidade Duração de interrupção individual - DIC, Frequência de interrupção individual - FIC, Duração máxima de interrupção contínua - DMIC e Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico - DICRI, anteriormente contabilizados como despesa operacional, passaram a ser contabilizados como redutor da receita de disponibilidade da rede elétrica.

4.2 Pronunciamento aplicável à Companhia a partir de 1º.01.2019

4.2.1 CPC 06 (R2)/IFRS 16 - Operações de arrendamento mercantil

Aplicável para períodos iniciados em ou após 1º.01.2019, o CPC 06 (R2)/IFRS 16 estabelece, na visão do arrendatário, nova forma de registro contábil dos arrendamentos atualmente classificados como arrendamentos operacionais, cujo registro contábil passa a ser realizado de forma similar aos arrendamentos classificados como financeiros. No que diz respeito aos arrendadores, praticamente mantém os requisitos da IAS 17, incluindo apenas alguns aspectos adicionais de divulgação.

A Companhia está avaliando os potenciais impactos da adoção deste novo pronunciamento.

5 Caixa e Equivalentes de Caixa

	Controladora		Consolidado	
	30.06.2018	31.12.2017	30.06.2018	31.12.2017
Caixa e bancos conta movimento	1.170	2.477	131.817	157.470
Aplicações financeiras de liquidez imediata	133.139	54.356	1.572.331	882.605
	134.309	56.833	1.704.148	1.040.075

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.

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 60% e 100,8% da taxa de variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

6 Títulos e Valores Mobiliários

Categoria	Indexador	Consolidado	
		30.06.2018	31.12.2017
Cotas de fundos de investimentos	CDI	157.126	114.732
Certificados de Depósitos Bancários - CDB	95,0% a 101% do CDI	69.753	57.192
Operação Compromissada	96,5% a 100% do CDI	6.283	47.052
Letras Financeiras do Tesouro - LFT	Selic	709	687
		233.871	219.663
	Circulante	1.381	1.341
	Não circulante	232.490	218.322

Certificado de Depósito Interbancário - CDI

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

A Copel e suas controladas possuem títulos e valores mobiliários que rendem taxas de juros variáveis. O prazo desses títulos varia de 1 a 60 meses a partir do final do período de relatório.

7 Clientes

Consolidado	Saldos vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Saldo 30.06.2018	Saldo 31.12.2017
Consumidores					
Residencial	286.100	183.153	17.347	486.600	512.817
Industrial	261.765	32.296	83.201	377.262	429.327
Comercial	208.808	49.381	28.582	286.771	340.582
Rural	55.222	16.068	4.160	75.450	80.531
Poder público	32.500	7.345	9.171	49.016	55.826
Iluminação pública	38.021	9	-	38.030	37.684
Serviço público	34.337	565	492	35.394	39.780
Receita de fornecimento não faturada	448.955	-	-	448.955	410.086
Parcelamento de débitos (7.1)	139.731	14.046	37.782	191.559	190.261
Subsídio baixa renda - Eletrobras	12.277	-	-	12.277	14.435
Outros créditos	30.348	22.134	67.742	120.224	157.611
	1.548.064	324.997	248.477	2.121.538	2.268.940
Concessionárias e permissionárias					
Suprimento de energia elétrica					
Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR	18.514	405	6.393	25.312	76.513
Contratos bilaterais	154.394	-	7.416	161.810	195.510
CCEE (7.2)	245.668	-	231.617	477.285	442.541
MCS D Energia Nova	56.094	-	-	56.094	-
Receita de suprimento não faturada	27.760	-	-	27.760	31.671
Regime de cotas e Ressarcimento de geradores	10.217	851	1.412	12.480	11.351
	512.647	1.256	246.838	760.741	757.586
Encargos de uso da rede elétrica	122.100	5.570	7.432	135.102	162.020
Telecomunicações	39.886	16.556	17.774	74.216	65.769
Distribuição de gás	63.257	2.357	9.790	75.404	49.837
(-) Perdas de créditos esperadas (7.3)	(12.525)	(9.727)	(317.494)	(339.746)	(309.830)
	2.273.429	341.009	212.817	2.827.255	2.994.322
Circulante				2.624.021	2.733.240
Não circulante				203.234	261.082

Mecanismo de Contratação de Sobras e Déficits - MCS D

7.1 Parcelamento de débitos

Os saldos de parcelamento de débitos estão a valor presente, em 30.06.2018, considerando o montante a ser descontado, as datas de realização, as datas de liquidação e a taxa de desconto, que varia de 0,08% a 3,60% a.m.

7.2 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Do saldo total, os montantes mais significativos são R\$ 90.197 da Copel DIS, integralmente recebidos até a data desta publicação, e R\$ 364.354 da Copel GeT, dos quais R\$ 108.614 foram compensados com saldo negativo no mês de julho de 2018, R\$ 24.123 tem previsão de recebimento para as próximas liquidações da CCEE no decorrer de 2018 e o saldo remanescente, de R\$ 231.617, é proveniente do reprocessamento pela CCEE da energia valorada ao PLD do período de janeiro a outubro de 2015, em decorrência do êxito no pedido de antecipação de tutela na ação ordinária que pede a exclusão de responsabilidade na entrega de energia para cumprir os contratos de comercialização da UHE Colíder (NE nº 19.4). Neste período a Copel GeT cumpriu seu compromisso com sobras de energia descontratada em suas demais usinas.

Do montante apurado pela CCEE, com base no valor do PLD, decorrente dos efeitos da liminar pelo excludente de responsabilidade da UHE Colíder, há constituição de Perdas de crédito esperadas no valor de R\$ 119.665. O saldo remanescente de R\$ 111.952 corresponde ao direito líquido e certo pelo fornecimento da energia, independente de qualquer litígio, valorado ao preço dos contratos de comercialização.

Ainda, em relação ao excludente de responsabilidade da UHE Colíder, há outra parte adicional de R\$ 43.844, referente ao mesmo fornecimento de energia, valorada ao PLD, que não foi reconhecida em virtude da incerteza sobre o julgamento do mérito da ação judicial.

7.3 Perdas de créditos esperadas

Consolidado	Saldo em 1º.01.2018	Adições / (reversões)	Perdas	Efeito da aplicação dos novos CPCs	Saldo em 30.06.2018
Consumidores					
Residencial	22.532	30.090	(26.697)	(5.708)	20.217
Industrial	78.779	4.610	(3.298)	4.394	84.485
Comercial	59.275	8.906	(7.315)	16.973	77.839
Rural	2.731	2.279	(2.967)	1.646	3.689
Poder público	4.835	(2.212)	(300)	3.262	5.585
Iluminação pública	40	(387)	(5)	389	37
Serviço público	19	(72)	(187)	460	220
Não faturado	-	107	-	1.573	1.680
Ajuste a valor presente	-	3.857	-	(4.048)	(191)
	168.211	47.178	(40.769)	18.941	193.561
Concessionárias e permissionárias					
CCEE (7.2)	119.665	-	-	-	119.665
Concessionárias e permissionárias	14.189	(5.611)	-	4.155	12.733
	133.854	(5.611)	-	4.155	132.398
Telecomunicações	1.511	4.493	-	(1.233)	4.771
Distribuição de gás	6.254	2.891	(129)	-	9.016
	309.830	48.951	(40.898)	21.863	339.746

8 Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná

Por meio do quarto termo aditivo, assinado em 21.01.2005, foi renegociado, com o Estado do Paraná, o saldo em 31.12.2004 da Conta de Resultados a Compensar - CRC, no montante de R\$ 1.197.404, em 244 prestações recalculadas pelo sistema Price de amortização, atualizado pela variação do IGP-DI, e juros de 6,65% a.a., os quais são recebidos mensalmente, com vencimento da primeira parcela em 30.01.2005 e as demais com vencimentos subsequentes e consecutivos.

O Estado do Paraná solicitou à Companhia e o Conselho de Administração aprovou em 16.06.2016, condicionado à anuência do Ministério da Fazenda, a Novação do Termo de Ajuste da CRC, que contempla: (i) no período de abril a dezembro de 2016, carência total dos pagamentos de principal e juros; e (ii) de janeiro a dezembro de 2017, carência somente do valor principal, porém com pagamentos dos juros mensais. As demais cláusulas seriam mantidas, inclusive a manutenção dos índices de correção e juros atualmente vigentes, não afetando, desta forma, o valor presente líquido global do referido contrato.

A Administração da Companhia e o Estado do Paraná formalizaram em 31.10.2017 o quinto termo aditivo.

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 82 parcelas mensais.

8.1 Mutação do CRC

	Saldo em 1 ^o .01.2018	Juros	Variacão monetária	Recebimentos	Saldo em 30.06.2018
	1.516.362	47.850	78.141	(130.059)	1.512.294
Circulante	167.109				177.354
Não circulante	1.349.253				1.334.940

8.2 Vencimento das parcelas de longo prazo

2019	100.105
2020	200.432
2021	213.762
2022	227.978
2023	243.140
Após 2023	349.523
	1.334.940

9 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos

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

Consolidado	30.06.2018		31.12.2017	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2018				
Parcela A				
Energia elétrica para revenda - CVA Energ	560.097	-	333.412	333.412
Energia elétrica para revenda - Itaipu	567.395	-	250.851	250.851
Transporte de energia pela rede básica	57.336	-	18.056	18.056
Transporte de energia de Itaipu	16.961	-	5.063	5.063
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	(490.216)	-	(211.735)	(211.735)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	33.533	-	(28.800)	(28.800)
Proinfa	6.136	-	(33)	(33)
Outros componentes financeiros				
Neutralidade	86.933	-	33.319	33.319
Sobrecontratação	(95.844)	-	(112.137)	(112.137)
Risco hidrológico	(357.320)	-	(93.964)	(93.964)
Devoluções tarifárias	(75.170)	-	(21.302)	(21.302)
Ajuste CVA Angra III	12.798	-	(1.121)	(1.121)
Outros	11.078	-	-	-
Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2019				
Parcela A				
Energia elétrica para revenda - CVA Energ	-	194.216	-	-
Energia elétrica para revenda - Itaipu	-	199.720	-	-
Transporte de energia pela rede básica	-	11.050	-	-
Transporte de energia de Itaipu	-	4.219	-	-
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	-	(75.109)	-	-
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	23.807	-	-
Proinfa	-	15	-	-
Outros componentes financeiros				
Neutralidade	-	19.459	-	-
Sobrecontratação	-	(42.768)	-	-
Risco hidrológico	-	(27.439)	-	-
Devoluções tarifárias	-	(5.868)	-	-
	333.717	301.302	171.609	171.609

Consolidado	30.06.2018		31.12.2017	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Passivos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2017				
Parcela A				
Energia elétrica comprada para revenda - CVA Energ	-	-	(168.939)	-
ESS	-	-	(167.938)	-
CDE	-	-	(84.293)	-
Proinfa	-	-	(5.122)	-
Energia elétrica para revenda - Itaipu	-	-	36.002	-
Transporte de energia pela rede básica	-	-	11.127	-
Transporte de energia comprada de Itaipu	-	-	2.797	-
Outros componentes financeiros				
Devoluções tarifárias	-	-	(12.470)	-
Sobrecontratação	-	-	87.949	-
Neutralidade	-	-	54.609	-
Ajuste CVA Angra III	-	-	50.435	-
Outros	-	-	3.024	-
	-	-	(192.819)	-
Passivos financeiros setoriais - revisão tarifária 2021				
Componentes financeiros				
Devoluções tarifárias	-	(93.583)	-	(90.700)
	-	(93.583)	-	(90.700)
	-	(93.583)	(192.819)	(90.700)

9.2 Mutação dos ativos e passivos financeiros setoriais líquidos

Consolidado	Saldo em 1º.01.2018	Receita Operacional		Resultado financeiro Atualização	Bandeiras tarifárias	Saldo em 30.06.2018
		Constituição	Amortização			
Parcela A						
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu	537.704	262.473	(49.425)	16.363	-	767.115
Energia elétrica comprada p/ revenda - CVA Energ	497.885	160.116	166.051	10.913	(80.652)	754.313
Transporte de energia pela rede básica	47.239	32.385	(12.860)	1.622	-	68.386
Transporte de energia comprada de Itaipu	12.923	11.042	(3.258)	473	-	21.180
ESS	(591.408)	(139.748)	185.736	(19.905)	-	(565.325)
CDE	(141.893)	114.284	87.362	(2.413)	-	57.340
Proinfa	(5.188)	6.145	5.252	(58)	-	6.151
Outros componentes financeiros						
Neutralidade	121.247	41.275	(56.333)	203	-	106.392
Ajuste CVA Angra III	48.193	8.483	(50.689)	6.811	-	12.798
Risco hidrológico	(187.928)	(197.270)	7.086	(6.647)	-	(384.759)
Devoluções tarifárias	(145.774)	(39.049)	13.961	(3.759)	-	(174.621)
Sobrecontratação	(136.325)	91.201	(86.048)	(7.440)	-	(138.612)
Outros	3.024	11.193	(3.243)	104	-	11.078
	59.699	362.530	203.592	(3.733)	(80.652)	541.436
Ativo circulante	171.609					333.717
Ativo não circulante	171.609					301.302
Passivo circulante	(192.819)					-
Passivo não circulante	(90.700)					(93.583)

10 Contas a Receber Vinculadas à Concessão

Consolidado	30.06.2018	31.12.2017
Contrato de concessão de distribuição (10.1)	719.777	684.206
Bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas (10.2)	621.662	606.479
Contratos de concessão de transmissão (10.3)	1.666.066	1.497.399
Remensuração do ativo financeiro RBSE (10.4)	1.386.536	1.418.370
Contrato de concessão de distribuição de gás (10.5)	315.898	303.668
	4.709.939	4.510.122
	Circulante	149.996
	Não circulante	4.559.943
		149.744
		4.360.378

10.1 Contrato de concessão de distribuição

Em 1º.01.2018	684.206
Transferências do intangível (NE nº 20.1)	23.106
Transferências para outros créditos (bens destinados a alienação)	(1.308)
Reconhecimento do valor justo	15.257
Baixas	(1.484)
Em 30.06.2018	719.777

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

Em 1º.01.2018	606.479
Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes	(32.670)
Juros efetivos	47.853
Em 30.06.2018	621.662

10.3 Contratos de concessão de transmissão

Em 1º.01.2018	1.497.399
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(50.744)
Transferências para o imobilizado	(46)
Transferência de depósitos judiciais	4.029
Remuneração	82.977
Receita de construção	132.451
Em 30.06.2018	1.666.066

10.4 Remensuração dos ativos RBSE

Em 1º.01.2018	1.418.370
Remuneração do fluxo de caixa dos ativos RBSE	97.937
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(129.771)
Em 30.06.2018	1.386.536

A Copel GeT prorrogou o contrato de concessão 060/2001 nos termos da Lei nº 12.783/2013, constituindo valores a receber referentes aos ativos de transmissão de energia elétrica da Rede Básica do Sistema Existente - RBSE e das instalações de conexão e Demais Instalações de Transmissão – RPC existentes em maio de 2000 e ainda não depreciados e/ou amortizados.

Em 20.04.2016, foi publicada a Portaria nº 120 pelo MME, determinando que os valores dos ativos ainda não depreciados e/ou amortizados passem a compor a Base de Remuneração Regulatória - BRR das concessionárias de transmissão de energia elétrica, a partir do processo tarifário de 2017, com incremento na RAP. A Portaria abordou aspectos relacionados à atualização, à remuneração e ao prazo de recebimento dos valores envolvidos, os quais foram regulamentados pela Resolução Normativa Aneel nº 762/2017 após a Audiência Pública 068/2016.

Em 12.04.2017, a Aneel publicou a Nota Técnica nº 61/2017 - SFF, que resultou na conclusão da fiscalização do laudo de avaliação dos ativos, reconhecendo o montante de R\$ 667.637 como o valor líquido dos bens na data-base de 31.12.2012. O resultado da fiscalização foi homologado em 09.05.2017 pela diretoria da Aneel, com glosa de R\$ 214.663 em relação ao montante originalmente solicitado de R\$ 882.300, estando a principal glosa relacionada aos ativos da Subestação SF6 de Salto Caxias.

Adicionalmente, 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 liminar 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 reduziu provisoriamente a RAP deste ciclo, de R\$ 136.790 para R\$ 102.514, sendo o montante retirado pela Aneel da RAP nos oito ciclos tarifários 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 relativos à remuneração pelo custo de capital próprio considerados no fluxo de recebimento desse ativo estão registrados no ativo não circulante.

A remensuração da base de ativos para a data-base de 30.06.2018 totaliza R\$ 1.386.536, já descontando a amortização pelo recebimento da RAP, tendo as variações ocorridas nos períodos sido registradas em receita operacional.

10.5 Contrato de concessão de distribuição de gás

Em 1º.01.2018	303.668
Transferências do intangível (NE nº 20.3)	4.629
Reconhecimento do valor justo	7.602
Baixas	(1)
Em 30.06.2018	315.898

11 Contas a Receber Vinculadas à Indenização da Concessão

11.1 Mutações das contas a receber vinculadas à indenização da concessão

Em 1º.01.2018	68.859
Remuneração pela remensuração do fluxo de caixa	945
Reversão de perdas estimadas para redução ao valor recuperável	3.089
Em 30.06.2018	72.893

12 Outros Créditos

	Controladora		Consolidado	
	30.06.2018	31.12.2017	30.06.2018	31.12.2017
Repassse CDE	-	-	163.177	136.559
Serviços em curso (a)	7.444	7.444	152.936	141.959
Adiantamento a empregados	1.680	660	104.004	25.928
Créditos nas operações de venda e aquisição de gás (12.1)	-	-	97.634	77.279
Adiantamento a fornecedores (b)	-	-	29.902	29.016
Desativações em curso	-	-	20.302	44.451
Adiantamento para indenizações imobiliárias	-	-	19.883	19.230
Outros créditos	443	183	91.147	84.345
	9.567	8.287	678.985	558.767
Circulante	9.567	8.287	494.543	409.351
Não circulante	-	-	184.442	149.416

(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 venda e aquisição de gás - Compagás

Refere-se ao contrato de aquisição de gás da Petrobras, relativo à aquisição de volumes contratados e garantidos, superiores àqueles efetivamente retirados e utilizados, e contém cláusula de compensação futura. A Compagás tem o direito de retirar o gás em meses subsequentes, podendo compensar o volume contratado e não consumido. 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 valores pagos no curso de sua operação. Caso a concessão termine de forma antecipada por qualquer motivo, o contrato com a Petrobras prevê 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.

13 Tributos

13.1 Imposto de renda e contribuição social

	Controladora		Consolidado	
	30.06.2018	31.12.2017	30.06.2018	31.12.2017
Ativo circulante				
IR e CSLL a compensar	103.832	119.320	448.549	937.663
IR e CSLL a compensar com o passivo	(59.831)	(105.265)	(258.257)	(435.978)
	44.001	14.055	190.292	501.685
Ativo não circulante				
IR e CSLL a recuperar	65.746	158.808	83.706	176.480
	65.746	158.808	83.706	176.480
Passivo circulante				
IR e CSLL a recolher	62.776	36.803	434.369	362.307
IR e CSLL a compensar com o ativo	(58.301)	(34.336)	(251.907)	(275.997)
	4.475	2.467	182.462	86.310

13.2 Imposto de renda e contribuição social diferidos

13.2.1 Mutação do imposto de renda e contribuição social diferidos

Controladora	Saldo em 1º.01.2018	Reconhecido no resultado	Saldo em 30.06.2018
Ativo não circulante			
Provisões para litígios	86.732	1.939	88.671
Amortização do direito de concessão	19.680	161	19.841
Provisão Finam	3.457	(2)	3.455
Benefícios pós-emprego	1.374	85	1.459
Outros	15.219	33.718	48.937
	126.462	35.901	162.363
(-) Passivo não circulante			
Atualização de depósitos judiciais	18.349	854	19.203
Custo de transação sobre empréstimos e debêntures	3.615	2.047	5.662
Instrumentos financeiros	2.262	59	2.321
	24.226	2.960	27.186
Líquido	102.236	32.941	135.177

Consolidado	Efeito da			Saldo em 30.06.2018
	Saldo em 1º.01.2018	Reconhecido no resultado	aplicação dos novos CPCs	
Ativo não circulante				
Provisões para litígios	514.358	46.828	-	561.186
Benefícios pós-emprego	293.611	7.334	-	300.945
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	310.561	(25.487)	-	285.074
Provisão para P&D e PEE	156.325	10.435	-	166.760
Provisão para compra de energia	129.877	467	-	130.344
Perdas de créditos esperadas	113.380	547	7.468	121.395
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	110.658	(34.886)	-	75.772
INSS - liminar sobre depósito judicial	60.856	3.921	-	64.777
Amortização do direito de concessão	48.722	2.266	-	50.988
Programa de desligamentos voluntários	13.027	25.686	-	38.713
Contratos de concessão	24.906	(650)	-	24.256
Provisão para perdas tributárias	23.915	1.020	-	24.935
Provisão para participação nos lucros	22.270	(7.915)	-	14.355
Instrumentos financeiros	15.718	(2.116)	-	13.602
Outros	44.432	53.487	1.006	98.925
	1.882.616	80.937	8.474	1.972.027
(-) Passivo não circulante				
Contratos de concessão	535.726	23.037	-	558.763
Custo atribuído ao imobilizado	449.884	(17.108)	-	432.776
Atualização de depósitos judiciais	55.328	3.870	-	59.198
Custo de transação sobre empréstimos e debêntures	21.538	(223)	-	21.315
Diferimento de ganho de capital	11.320	-	-	11.320
Capitalização de encargos financeiros	5.357	-	-	5.357
Outros	44.601	(2.867)	-	41.734
	1.123.754	6.709	-	1.130.463
Líquido	758.862	74.228	8.474	841.564
Ativo apresentado no Balanço Patrimonial	915.492			986.286
Passivo apresentado no Balanço Patrimonial	(156.630)			(144.722)

13.2.2 Realização dos créditos fiscais diferidos

	Controladora		Consolidado	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
2018	42.024	(1.887)	410.556	(43.539)
2019	278	(1.887)	272.764	(106.229)
2020	146	(1.887)	234.164	(80.661)
2021	146	-	121.070	(73.870)
2022	146	-	102.982	(65.973)
2023 a 2025	438	-	178.999	(186.628)
2026 a 2028	119.185	(21.525)	651.492	(573.563)
	162.363	(27.186)	1.972.027	(1.130.463)

13.2.3 Créditos fiscais não reconhecidos

Em 30.06.2018, a UEG Araucária não reconheceu créditos de imposto de renda e contribuição social sobre prejuízos fiscais e bases negativas no montante de R\$ 33.733 por não haver, naquele momento, razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes para absorção dos referidos ativos.

13.3 Outros tributos a recuperar e outras obrigações fiscais

	Controladora		Consolidado	
	30.06.2018	31.12.2017	30.06.2018	31.12.2017
Ativo circulante				
ICMS a recuperar	7	7	88.259	68.773
PIS/Pasep e Cofins a compensar	322	269	54.129	133.090
PIS/Pasep e Cofins a compensar com o passivo	-	-	(3.331)	(4.202)
Outros tributos a compensar	-	-	570	571
	329	276	139.627	198.232
Ativo não circulante				
ICMS a recuperar	-	-	33.969	36.740
PIS/Pasep e Cofins	84.797	-	135.628	46.858
Outros tributos a compensar	15	15	33.386	33.376
	84.812	15	202.983	116.974
Passivo circulante				
ICMS a recolher	-	3	144.696	151.928
PIS/Pasep e Cofins a recolher	1.530	44.927	112.613	138.797
PIS/Pasep e Cofins a compensar com o ativo	(1.530)	(44.927)	(9.681)	(121.165)
IRRF sobre JSCP	-	26.002	-	97.065
IRRF sobre JSCP a compensar com o IR e CSLL ativo	-	(26.002)	-	(43.018)
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert	-	-	68.153	45.108
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	-	-	64.658	63.791
Outros tributos	591	473	14.457	12.981
	591	476	394.896	345.487
Passivo não circulante				
INSS a recolher - liminar sobre depósito judicial	2.483	2.365	190.917	179.373
Pert	-	-	458.139	488.563
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	-	-	53.882	85.054
TCFRH (a)	-	-	76.630	53.349
Outros tributos	-	-	3.337	3.237
	2.483	2.365	782.905	809.576

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

13.4 Conciliação da provisão para imposto de renda e contribuição social

	Controladora		Consolidado	
	30.06.2018	30.06.2017	30.06.2018	30.06.2017
Lucro antes do IRPJ e CSLL	709.320	509.994	1.059.332	927.871
IRPJ e CSLL (34%)	(241.169)	(173.398)	(360.173)	(315.476)
Efeitos fiscais sobre:				
Equivalência patrimonial	211.174	214.275	21.720	28.219
Dividendos	66	147	66	147
Despesas indedutíveis	(11)	(12)	(5.610)	(13.285)
Incentivos fiscais	93	-	5.652	6.101
Prejuízo fiscal e base negativa da CSLL não constituídos	-	-	(14.595)	(18.956)
Constituição e/ou compensação de prejuízo fiscal e base negativa da CSLL de exercícios anteriores	-	-	2.970	-
Diferença entre as bases de cálculo do lucro real e presumido	-	-	(19.345)	(26.428)
Outros	12	(624)	2.166	(19.942)
IRPJ e CSLL correntes	(62.776)	-	(441.377)	(326.114)
IRPJ e CSLL diferidos	32.941	40.388	74.228	(33.506)
Alíquota efetiva - %	4,2%	-7,9%	34,7%	38,8%

	Controladora		Consolidado	
	1º.04.2018 a 30.06.2018	1º.04.2017 a 30.06.2017	1º.04.2018 a 30.06.2018	1º.04.2017 a 30.06.2017
Lucro antes do IRPJ e CSLL	349.337	113.849	538.399	260.889
IRPJ e CSLL (34%)	(118.775)	(38.709)	(183.056)	(88.702)
Efeitos fiscais sobre:				
Equivalência patrimonial	116.538	64.498	12.024	16.756
Dividendos	66	147	66	147
Despesas indedutíveis	(6)	(6)	(1.766)	(10.086)
Incentivos fiscais	40	-	2.542	1.830
Prejuízo fiscal e base negativa da CSLL não constituídos	-	-	(7.720)	(18.956)
Consistência e/ou compensação de prejuízo fiscal e base negativa da CSLL de exercícios anteriores	-	-	2.970	-
Diferença entre as bases de cálculo do lucro real e presumido	-	-	(12.904)	(20.867)
Outros	7	261	2.048	9.970
IRPJ e CSLL correntes	(41.202)	-	(195.770)	(133.002)
IRPJ e CSLL diferidos	39.072	26.191	9.974	23.094
Alíquota efetiva - %	0,6%	-23,0%	34,5%	42,1%

14 Despesas Antecipadas

Consolidado	30.06.2018	31.12.2017
Prêmio de risco - Repactuação do Risco Hidrológico (GSF) (14.1)	20.303	28.033
Outros	21.980	24.518
	42.283	52.551
	Circulante	35.453
	Não circulante	6.830
		39.867
		12.684

14.1 Repactuação do Risco Hidrológico (GSF)

A composição dos registros em 30.06.2018 é apresentada a seguir:

Consolidado	Saldo em 1º.01.2018	Amortização	Transferências	Saldo em 30.06.2018
Prêmio de risco - ativo circulante	15.459	(7.730)	6.213	13.942
Prêmio de risco - ativo não circulante	12.574	-	(6.213)	6.361
Intangível	45.745	(3.519)	-	42.226
	73.778	(11.249)	-	62.529
Prêmio de risco a amortizar - despesa antecipada	28.033			20.303
Extensão de prazo da outorga - intangível	45.745			42.226

15 Partes Relacionadas

	Controladora		Consolidado	
	30.06.2018	31.12.2017	30.06.2018	31.12.2017
Controlador				
Estado do Paraná (15.1)	14.266	130.156	14.668	130.417
Controladas				
Copel DIS (15.2)	104.157	89.270	-	-
Eólicas (15.3)	396.728	221.327	-	-
Compartilhamento de estrutura	5.711	27.273	-	-
Reembolso de gastos	5.302	5.215	-	-
Empreendimento controlado em conjunto				
Voltaia São Miguel do Gostoso (15.4)	-	38.169	-	38.169
Compartilhamento de estrutura	16	67	87	405
	526.180	511.477	14.755	168.991
Circulante	407.757	292.051	489	38.835
Não circulante	118.423	219.426	14.266	130.156

15.1 Estado do Paraná

15.1.1 Programa Luz Fraterna

O crédito de R\$ 115.890 referente ao Programa Luz Fraterna, pendente em 31.12.2017, foi integralmente quitado em março de 2018 (NE nº 37).

15.1.2 Obras da Copa do Mundo de 2014

Com relação ao crédito relativo às obras da Copa do Mundo de 2014, de R\$ 14.266 (R\$ 14.266, em 31.12.2017), através da 2.119ª Reunião de Diretoria ocorrida em 28.07.2014, foi aprovada a transferência dos direitos creditórios dos custos relativos aos projetos de mobilidade para a Copa do Mundo de Futebol da Federação Internacional de Futebol - FIFA 2014 realizados pela Copel DIS e de responsabilidade do Estado do Paraná.

A Aneel, por meio do Despacho nº 3.483/2015, anuiu a transação, e foi celebrado, portanto, Instrumento de Cessão de Crédito transferindo os direitos da Copel DIS para a Copel.

A Lei nº 18.875 de 27.09.2016 autorizou o Estado do Paraná a parcelar os débitos vencidos e não pagos junto à Copel, relativos a serviços prestados até a data da publicação da referida lei. Considerando esta previsão legal, está em fase de negociação a definição dos termos da liquidação desse saldo.

15.1.3 Programa Morar Bem Paraná

Crédito no valor de R\$ 402 (R\$ 261, em 31.12.2017) referente ao Programa Morar Bem Paraná, instituído pelo Decreto n.º 2.845/2011. Esse programa é um convênio entre o Estado do Paraná, a Companhia de Habitação do Paraná - Cohapar e a Copel DIS, cuja gestão é realizada pela Cohapar. As principais atribuições da Copel DIS no convênio são as construções das redes de distribuição de energia elétrica e das entradas de serviços das unidades consumidoras dos conjuntos habitacionais.

15.2 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 23) e apresentado como obrigações por empréstimos e financiamentos na Copel DIS.

15.3 Eólicas - Contratos de mútuo

Em 21.08.2017, foram assinados contratos de mútuo entre a Copel (mutuante) e as usinas eólicas, conforme demonstrado a seguir:

Mutuárias	Limite aprovado	Receita financeira	Saldo a receber	
		30.06.2018	30.06.2018	31.12.2017
Usina de Energia Eólica Guajiru S.A.	49.300	1.518	46.588	31.584
Usina de Energia Eólica Jangada S.A.	88.800	2.783	91.369	31.078
Usina de Energia Eólica Potiguar S.A.	91.400	3.016	90.179	73.702
Usina de Energia Eólica Cutia S.A.	40.100	1.110	39.660	20.181
Usina de Energia Eólica Maria Helena S.A.	102.800	3.361	101.080	61.963
Usina de Energia Eólica Esperança do Nordeste S.A.	16.500	267	14.136	490
Usina de Energia Eólica Paraíso dos Ventos do Nordeste S.A.	19.900	345	13.716	2.329
	408.800	12.400	396.728	221.327

Características: contratos com limites aprovados, acrescidos de IOF e juros remuneratórios de 117% do CDI. Em 24.01.2018 foram assinados termos aditivos aos contratos alterando a vigência de 31.01.2018 para 28.09.2018 e o montante de limites aprovados de R\$ 260.000 para R\$ 408.800. Em 06.06.2018, foram assinados novos termos aditivos remanejando os limites individuais das usinas eólicas, mantendo o montante total de R\$ 408.800.

Destinação: proporcionar recursos para o financiamento das atividades e negócios das mutuárias.

15.4 Voltalia São Miguel do Gostoso Participações S.A. - Contratos de mútuo

Em 14.05.2015, foi assinado contrato de mútuo entre Copel (mutuante) e a Voltalia São Miguel do Gostoso Participações S.A. (mutuária), com o objetivo de proporcionar capital de giro para o financiamento das atividades e negócios. Foi estabelecido o limite de R\$ 29.400, acrescido de IOF e juros remuneratórios de 111,5% do CDI. Do valor limite aprovado, a mutuária utilizou R\$ 27.950. A vigência inicial de dois anos foi alterada para até 06.02.2018, data que ocorreu a liquidação do contrato, com receita financeira registrada em 2018 no valor de R\$ 294 (R\$ 1.863, no primeiro semestre de 2017).

16 Outros Investimentos Temporários

A Copel possui investimentos em ações de companhias com e sem ações negociadas em mercado ativo. Esses ativos estão classificados na categoria contábil de instrumento financeiro como valor justo por meio do resultado.

17 Depósitos Judiciais

	Controladora		Consolidado	
	30.06.2018	31.12.2017	30.06.2018	31.12.2017
Fiscais	121.735	119.156	350.148	337.909
Trabalhistas	29	11	105.383	120.463
Cíveis				
Cíveis	-	-	112.759	110.495
Servidões de passagem	-	-	2.411	6.114
Consumidores	-	-	2.067	2.522
	-	-	117.237	119.131
Outros	198	-	5.404	5.026
	121.962	119.167	578.172	582.529

18 Investimentos

18.1 Mutação dos investimentos

Controladora	Saldo em 1º.01.2018	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amorti- zação	Dividendos e JSCP propostos	Efeito novos CPCs	Trans- ferência	Saldo em 30.06.2018
Controladas								
Copel GeT	8.409.370	456.927	-	-	-	533	13.799	8.880.629
Copel DIS	5.452.703	124.647	123.890	-	-	(15.843)	-	5.685.397
Copel TEL	483.195	22.588	11.200	-	-	(866)	-	516.117
Copel REN	28.579	-	-	-	-	-	-	28.579
Copel Energia	133.511	(8.274)	100	-	-	-	-	125.337
UEG Araucária (18.2)	89.240	(8.639)	-	-	-	-	-	80.601
Compagás (18.2)	202.857	13.000	-	-	-	-	-	215.857
Elejor (18.2)	43.208	20.642	-	-	(13.207)	-	-	50.643
Elejor - direito de concessão	13.762	-	-	(377)	-	-	-	13.385
	14.856.425	620.891	135.190	(377)	(13.207)	(16.176)	13.799	15.596.545
Empreendimentos controlados em conjunto								
Voltaia São Miguel do Gostoso I (18.3)	74.998	(5.484)	36.224	-	-	-	-	105.738
Voltaia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	10.773	-	-	(184)	-	-	-	10.589
Paraná Gás (a)	3	(3)	-	-	-	-	-	-
	85.774	(5.487)	36.224	(184)	-	-	-	116.327
Coligadas								
Dona Francisca Energética (18.4)	29.821	4.993	-	-	(5.139)	-	-	29.675
Foz do Chopim Energética (18.4)	13.084	715	-	-	-	-	(13.799)	-
Outras	2.503	(12)	-	-	-	-	-	2.491
	45.408	5.696	-	-	(5.139)	-	(13.799)	32.166
	14.987.607	621.100	171.414	(561)	(18.346)	(16.176)	-	15.745.038

(a) O valor da parcela de perdas não reconhecida é R\$ 3.

Consolidado	Saldo em 1º.01.2018	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amorti- zação	Dividendos e JSCP propostos	Outros (b)	Saldo em 30.06.2018
Empreendimentos controlados em conjunto (18.3)							
Voltaia São Miguel do Gostoso I	74.998	(5.484)	36.224	-	-	-	105.738
Voltaia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	10.773	-	-	(184)	-	-	10.589
Paraná Gás (a)	3	(3)	-	-	-	-	-
Costa Oeste	33.646	2.220	-	-	-	-	35.866
Marumbi	85.341	4.645	-	-	-	-	89.986
Transmissora Sul Brasileira	64.360	935	-	-	-	-	65.295
Caiuá	56.037	1.525	-	-	-	-	57.562
Integração Maranhense	113.401	2.700	-	-	-	-	116.101
Matrinchã	835.819	22.686	-	-	-	-	858.505
Guaraciaba	418.320	9.188	-	-	-	-	427.508
Paranaíba	162.273	6.049	-	-	-	-	168.322
Mata de Santa Genebra	459.374	21.256	-	-	-	-	480.630
Cantareira	200.018	(12.426)	-	-	-	(35.280)	152.312
	2.514.363	53.291	36.224	(184)	-	(35.280)	2.568.414
Coligadas							
Dona Francisca Energética (18.4)	29.821	4.993	-	-	(5.139)	-	29.675
Foz do Chopim Energética (18.4)	13.084	5.615	-	-	-	-	18.699
Dominó Holdings	2.457	(3)	-	-	-	-	2.454
Outras	9.556	(12)	-	-	-	-	9.544
	54.918	10.593	-	-	(5.139)	-	60.372
Propriedades para investimento	1.362	-	-	(2)	-	(15)	1.345
	2.570.643	63.884	36.224	(186)	(5.139)	(35.295)	2.630.131

(a) O valor da parcela de perdas não reconhecida é R\$ 3.

(b) Do total, R\$ 35.280 refere-se a redução de capital e R\$ 15 refere-se a transferência para Outros créditos.

18.2 Controladas com participação de não controladores

18.2.1 Informações financeiras resumidas

Saldos em 30.06.2018	Com pagás	Eejeor	UEG Araucária
ATIVO	686.179	659.513	462.863
Ativo circulante	181.897	77.255	62.521
Ativo não circulante	504.282	582.258	400.342
PASSIVO	686.179	659.513	462.863
Passivo circulante	148.102	118.458	37.161
Passivo não circulante	114.828	468.707	22.691
Patrimônio líquido	423.249	72.348	403.011
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO			
Receita operacional líquida	245.488	141.793	-
Custos e despesas operacionais	(213.750)	(43.803)	(42.897)
Resultado financeiro	(75)	(53.322)	(296)
Tributos	(6.172)	(15.179)	-
Lucro (prejuízo) do período	25.491	29.489	(43.193)
Outros resultados abrangentes	-	-	-
Resultado abrangente total	25.491	29.489	(43.193)
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA			
Fluxo de caixa das atividades operacionais	40.644	43.052	4.864
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(6.463)	(408)	(2.655)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(28.086)	(41.306)	-
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	6.095	1.338	2.209
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	84.079	37.905	51.264
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	90.174	39.243	53.473
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	6.095	1.338	2.209

18.2.2 Mutação do patrimônio líquido atribuível aos acionistas não controladores

Participação no capital social	Comp pagás: 49%	Eejeor: 30%	UEG Araucária: 20%	Consolidado
Em 1º.01.2018	194.901	18.518	89.242	302.661
Lucro líquido (prejuízo) do período	12.491	8.846	(8.639)	12.698
Dividendos	-	(5.660)	-	(5.660)
Em 30.06.2018	207.392	21.704	80.603	309.699

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

Saldos em 30.06.2018	Voltalia	Costa Oeste	Marumbi	Transmissora Sul Brasileira	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
ATIVO	217.908	101.255	165.395	655.620	230.432	464.291	2.827.634	1.444.279	1.708.180	1.957.596	1.039.109
Ativo circulante	2.297	8.919	11.760	78.311	25.065	45.450	337.652	103.938	179.857	79.064	53.296
Caixa e equivalentes de caixa	155	3.606	3.075	17.437	4.479	4.940	152.251	25.420	18.741	68.273	39.249
Outros ativos circulantes	2.142	5.313	8.685	60.874	20.586	40.510	185.401	78.518	161.116	10.791	14.047
Ativo não circulante	215.611	92.336	153.635	577.309	205.367	418.841	2.489.982	1.340.341	1.528.323	1.878.532	985.813
PASSIVO	217.908	101.255	165.395	655.620	230.432	464.291	2.827.634	1.444.279	1.708.180	1.957.596	1.039.109
Passivo circulante	2.363	3.721	6.510	42.914	23.695	69.696	152.834	72.476	118.920	32.753	49.033
Passivos financeiros	-	3.129	5.229	36.360	7.462	13.282	53.098	32.200	53.938	-	21.793
Outros passivos circulantes	2.363	592	1.281	6.554	16.233	56.414	99.736	40.276	64.982	32.753	27.240
Passivo não circulante	-	27.207	46.402	286.229	89.261	157.655	922.749	499.336	902.233	965.502	679.236
Passivos financeiros	-	23.346	36.309	274.465	60.650	97.486	695.111	374.323	626.558	842.443	545.527
Outros passivos não circulantes	-	3.861	10.093	11.764	28.611	60.169	227.638	125.013	275.675	123.059	133.709
Patrimônio líquido	215.545	70.327	112.483	326.477	117.476	236.940	1.752.051	872.467	687.027	959.341	310.840
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO											
Receita operacional líquida	-	6.738	10.385	24.931	9.130	13.129	175.146	85.787	132.890	251.443	60.716
Custos e despesas operacionais	(52)	(1.233)	(2.725)	(4.618)	(2.909)	(2.952)	(77.707)	(37.806)	(60.242)	(155.040)	(54.085)
Resultado financeiro	(139)	(898)	(1.471)	(13.194)	(2.554)	(4.077)	(30.052)	(16.813)	(29.029)	(32.157)	(31.990)
Equivalência patrimonial	(11.003)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Provisão para IR e CSLL	-	(254)	(384)	(2.443)	(553)	(589)	(21.088)	(12.417)	(18.933)	(21.820)	-
Lucro (prejuízo) do período	(11.194)	4.353	5.805	4.676	3.114	5.511	46.299	18.751	24.686	42.426	(25.359)
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado abrangente total	(11.194)	4.353	5.805	4.676	3.114	5.511	46.299	18.751	24.686	42.426	(25.359)
Participação no empreendimento - %	49,0	51,0	80,0	20,0	49,0	49,0	49,0	49,0	24,5	50,1	49,0
Valor contábil do investimento	105.617	35.866	89.986	65.295	57.562	116.101	858.505	427.508	168.322	480.630	152.312

Em 30.06.2018, a participação da Copel nos compromissos assumidos dos seus empreendimentos controlados em conjunto equivale a R\$ 97.959 (R\$ 141.744 em 31.12.2017) e nos passivos contingentes equivale a R\$ 38.212 (R\$ 38.218 em 31.12.2017).

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

Saldos em 30.06.2018	Dona Francisca	Foz do Chopim
ATIVO	137.752	78.462
Ativo circulante	13.978	39.104
Ativo não circulante	123.774	39.358
PASSIVO	137.752	78.462
Passivo circulante	4.217	2.007
Passivo não circulante	4.678	24.178
Patrimônio líquido	128.857	52.277
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO		
Receita operacional líquida	35.075	21.273
Custos e despesas operacionais	(12.364)	(5.433)
Resultado financeiro	175	839
Provisão para IR e CSLL	(1.209)	(980)
Lucro líquido do exercício	21.677	15.699
Outros resultados abrangentes	-	-
Resultado abrangente total	21.677	15.699
Participação na coligada - %	23,0303	35,77
Valor contábil do investimento	29.675	18.699

Em 30.06.2018, a participação da Copel nos passivos contingentes das suas coligadas equivale a R\$ 58.219 (R\$ 58.194 em 31.12.2017).

19 Imobilizado

19.1 Imobilizado por classe de ativos

Consolidado	30.06.2018			31.12.2017		
	Custo	Depreciação acumulada		Custo	Depreciação acumulada	
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	6.639.800	(4.143.853)	2.495.947	6.638.348	(4.071.621)	2.566.727
Máquinas e equipamentos	5.450.330	(2.747.730)	2.702.600	5.320.736	(2.654.801)	2.665.935
Edificações	1.498.700	(1.003.705)	494.995	1.500.144	(989.221)	510.923
Terrenos	361.846	(16.735)	345.111	277.665	(15.287)	262.378
Veículos e aeronaves	56.143	(48.106)	8.037	59.101	(48.759)	10.342
Móveis e utensílios	17.264	(11.870)	5.394	16.990	(11.476)	5.514
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (19.7)	(4.986)	-	(4.986)	(4.986)	-	(4.986)
(-) Obrigações especiais	(56)	22	(34)	(56)	18	(38)
	14.019.041	(7.971.977)	6.047.064	13.807.942	(7.791.147)	6.016.795
Em curso						
Custo	5.586.796	-	5.586.796	5.023.013	-	5.023.013
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (19.7)	(1.198.341)	-	(1.198.341)	(1.210.358)	-	(1.210.358)
	4.388.455	-	4.388.455	3.812.655	-	3.812.655
	18.407.496	(7.971.977)	10.435.519	17.620.597	(7.791.147)	9.829.450

19.2 Mutações do imobilizado

Consolidado	Saldo em	Aquisições/ Impairment	Depreciação	Baixas	Capitalizações	Transferências/ Reclassificações	Saldo em
	1º.01.2018						30.06.2018
Em serviço							
Reservatórios, barragens, adutoras	2.566.727	-	(72.233)	-	1.453	-	2.495.947
Máquinas e equipamentos	2.665.935	-	(95.494)	(3.536)	135.652	43	2.702.600
Edificações	510.923	-	(17.852)	(499)	2.423	-	494.995
Terrenos	262.378	-	(1.449)	(83)	84.265	-	345.111
Veículos e aeronaves	10.342	-	(2.322)	(256)	273	-	8.037
Móveis e utensílios	5.514	-	(406)	(1)	284	3	5.394
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (19.7)	(4.986)	-	-	-	-	-	(4.986)
(-) Obrigações especiais	(38)	-	4	-	-	-	(34)
	6.016.795	-	(189.752)	(4.375)	224.350	46	6.047.064
Em curso							
Custo	5.023.013	778.043	-	(598)	(224.350)	10.688	5.586.796
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (19.7)	(1.210.358)	12.017	-	-	-	-	(1.198.341)
	3.812.655	790.060	-	(598)	(224.350)	10.688	4.388.455
	9.829.450	790.060	(189.752)	(4.973)	-	10.734	10.435.519

19.3 Custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados

Os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados no imobilizado durante o primeiro semestre de 2018 totalizaram R\$ 2.430, à taxa média de 0,06 % a.a. (R\$ 1.133, à taxa média de 0,04% a.a., durante o primeiro semestre de 2017).

19.4 UHE Colíder

Em 30.07.2010, por meio do Leilão de Energia Nova nº 003/2010 Aneel, a Copel GeT conquistou a concessão para exploração da UHE Colíder, com prazo de 35 anos, a partir de 17.01.2011, data da assinatura do Contrato de Concessão nº 001/11-MME-UHE Colíder.

O empreendimento será constituído por casa de força principal de 300 MW de potência instalada, suficientes para atender cerca de 1 milhão de habitantes, a partir do aproveitamento energético inventariado no rio Teles Pires, na divisa dos municípios de Nova Canaã do Norte e Itaúba, na região norte do Estado de Mato Grosso.

O BNDES aprovou o enquadramento do projeto da UHE Colíder para apoio financeiro no montante total de R\$ 1.041.155 (NE nº 23). Os montantes liberados até 30.06.2018 totalizam R\$ 1.005.108.

Devido a questões de caso fortuito ou de força maior, tais como incêndio no canteiro de obras e atos do poder público, atrasos relacionados ao licenciamento ambiental, entre outros contratemplos, como atrasos na entrega de equipamentos, nos serviços de montagem eletromecânica e na construção da linha de transmissão associada à usina, o empreendimento sofreu impactos no seu cronograma, de modo que a geração comercial da usina foi postergada, sendo que a primeira unidade geradora está prevista para entrar em operação em agosto de 2018, enquanto a terceira e última, em dezembro de 2018. Em decorrência desses eventos, consta registrado para este empreendimento saldo de perdas estimadas por redução ao valor recuperável do ativo, conforme demonstrado na NE nº 19.7.

A energia da UHE Colíder foi comercializada em leilão da Aneel, à tarifa final de R\$ 103,40/MWh, na data base de 1º.07.2010, atualizada pela variação do IPCA para R\$ 167,66 em 30.06.2018. Foram negociados 125 MW médios, com fornecimento a partir de janeiro de 2015, por 30 anos. A Copel GeT protocolou na Aneel pedido de excludente de responsabilidade para que a obrigatoriedade do fornecimento da energia vendida seja postergado. Em primeiro julgamento, o pedido não foi aceito, no entanto, exercendo seu direito ao contraditório, a Copel GeT solicitou tempestivamente reconsideração da decisão, a qual também foi negada em 14.03.2017. Não concordando com a decisão, a Copel GeT tornou a solicitar a reconsideração, que foi definitivamente negada em 04.07.2017. A Copel GeT 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.

A Copel GeT vem cumprindo seus compromissos de suprimento de energia da seguinte forma:

- de janeiro de 2015 a maio de 2016 - com sobras de energia descontratada em suas demais usinas;
- de junho de 2016 a dezembro de 2018 - com redução parcial, em junho de 2016, por meio de acordo bilateral; e
- 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 participação no Mecanismo de Compensação de Sobras e Déicits de Energia Nova - MCSD-EN.

Em 14.07.2017, a garantia física do empreendimento foi revisada pela Portaria MME nº 213/SPE, passando para 178,1 MW médios, após sua completa motorização.

Em 30.06.2018, os gastos realizados na UHE Colíder apresentavam o saldo de R\$ 2.303.454.

19.5 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 (%)	30.06.2018	31.12.2017
Em serviço				
UHE Mauá (Consórcio Energético Cruzeiro do Sul)	51,0		859.917	859.917
(-) Depreciação Acumulada		3,43	(161.816)	(147.086)
			698.101	712.831
Em curso				
UHE Baixo Iguaçu (19.5.1)	30,0		671.210	640.178
			671.210	640.178
			1.369.311	1.353.009

19.5.1 Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu - Cebi

O consórcio tem o objetivo de construir e explorar o empreendimento denominado UHE Baixo Iguaçu, com potência instalada de 350,2 MW e garantia física de 171,3 MW, 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. Com investimento total estimado de R\$ 2.300.000, o início da geração comercial da unidade 1 está atualmente previsto para final de janeiro de 2019, e das unidades 2 e 3, para o final de fevereiro e final de março de 2019, respectivamente.

Os trabalhos no canteiro de obras foram iniciados em julho de 2013, com a escavação do circuito de geração, a terraplanagem do canteiro e a construção das áreas de alojamento. O cronograma original sofreu alterações em função da suspensão da licença de instalação, conforme decisão do Tribunal Regional Federal da 4ª Região (TRF-RS), ocorrida em 16.06.2014, que paralisou as obras a partir julho daquele mesmo ano. Em março de 2015, foi publicada decisão autorizando a retomada das obras. No entanto, o Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade - ICMBio impôs condicionantes adicionais ao licenciamento ambiental que impediam a retomada imediata da obra. O Cebi encaminhou ao Instituto Ambiental do Paraná - IAP todas as informações necessárias para o atendimento de tais condicionantes e, em agosto de 2015, a licença foi emitida. Após as providências discutidas e acordadas junto ao consórcio construtor, em 1º.02.2016 a obra reiniciou sua plena retomada..

Em agosto de 2016, a Aneel publicou o 2º Termo Aditivo do Contrato de Concessão que teve por objetivo formalizar a redefinição do cronograma da UHE Baixo Iguaçu bem como a data final de encerramento, reconhecendo em favor do Cebi excludente de responsabilidade pelo atraso na implantação do empreendimento de um período correspondente a 756 dias, recomendando ao MME a prorrogação do prazo da outorga e determinando à CCEE que promovesse a postergação do início do período de suprimento dos CCEARs pelo período do excludente de responsabilidade reconhecido. Em 07.11.2017, a Aneel reconheceu adicional de 46 dias de excludente de responsabilidade pelo atraso na implantação da UHE Baixo Iguaçu, afastando a aplicação de quaisquer penalidades e obrigações contratuais, comerciais ou regulatórias advindas do atraso. Com isso, o empreendimento, que já contava com um excludente de responsabilidade de 746 dias, passou a ter o vencimento da sua concessão em 30.10.2049 e o início de suprimento dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica em 12.11.2018.

No canteiro de obras os trabalhos seguem em ritmo acelerado. As atividades de desvio de segunda fase, montagem da casa de força e do vertedouro estão em pleno andamento, assim como a implantação do sistema de transmissão e os programas fundiários e socioambientais.

19.6 Construção do empreendimento eólico Cutia

Está em fase de construção o maior empreendimento eólico da Copel. Denominado Cutia, 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, 71,4 MW médios de garantia física, todos localizados no Estado do Rio Grande do Norte. A energia que será gerada pelos parques foi comercializada no 6º Leilão de Reserva que ocorreu em 31.10.2014, ao preço médio histórico de R\$ 144,00/MWh, atualizado pela variação do IPCA para R\$ 181,24 em 30.06.2018. A entrada em operação comercial desses parques está prevista para ocorrer entre agosto de 2018 e novembro de 2018; e
- 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, 58,1 MW médios de garantia física, todos localizados no Estado do Rio Grande do Norte. A energia que será gerada pelos parques eólicos foi comercializada no 20º Leilão de Energia Nova que ocorreu em 28.11.2014, ao preço médio histórico de R\$ 136,97/MWh, atualizado pela variação do IPCA para R\$ 171,52 em 30.06.2018. A entrada em operação comercial desses parques está prevista para ocorrer entre outubro de 2018 e janeiro de 2019.

Para esses empreendimentos consta registrado um saldo de perdas estimadas por redução ao valor recuperável do ativo demonstrado na NE nº 19.7.

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

A partir de indicativos prévios de *impairment*, de premissas representativas das melhores estimativas da Administração da Companhia, da metodologia prevista no Pronunciamento Técnico CPC 01 (R1) e da mensuração do valor em uso foram testadas diversas usinas ou unidades geradoras de caixa do segmento geração.

O cálculo do valor em uso baseou-se em fluxos de caixa operacionais descontados pelo horizonte das concessões, mantendo-se as atuais condições comerciais da companhia. A taxa utilizada para descontar o fluxo de caixa foi definida a partir da metodologia WACC (Custo Médio Ponderado de Capital) e CAPM (Modelo de Precificação de Ativos) para o negócio geração, considerando os parâmetros tradicionais e usualmente utilizados no mercado.

Referências internas como o orçamento aprovado pela Companhia, dados históricos ou passados, atualização do cronograma de obras e montante de investimentos para empreendimentos em curso, embasam a definição de premissas chaves pela Administração. No mesmo contexto, referências externas como o nível de consumo de energia elétrica, crescimento da atividade econômica no país e a disponibilidade de recursos hídricos subsidiam as principais informações dos fluxos de caixa estimados.

Cabe observar que as diversas premissas utilizadas pela Administração na determinação dos fluxos de caixa futuros podem ser afetadas por eventos incertos, o que pode gerar oscilações nos resultados. Mudanças no modelo político e econômico, por exemplo, podem resultar em alta na projeção do risco-país, elevando as taxas de desconto utilizadas nos testes.

De forma geral, os testes contemplaram as seguintes premissas chaves:

- Crescimento compatível com os dados históricos e perspectivas de crescimento da economia brasileira;
- Taxas de desconto após os impostos, específica para os segmentos testados, obtida através de metodologia usualmente aplicada pelo mercado, levando em consideração o custo médio ponderado de capital;
- Receitas projetadas de acordo com os contratos vigentes, sem previsão de renovação da concessão/autorização;
- Despesas segregadas por unidade geradora de caixa, projetadas a partir do orçamento aprovado pela Companhia; e

A Companhia tratou como unidades geradoras de caixa independentes todos os seus empreendimentos de geração.

Em 30.06.2018, os empreendimentos com saldos de *impairment* registrados são os seguintes:

Consolidado	Imobilizado			Valor em uso
	Custo	Depreciação	Impairment	
Empreendimentos				
UHE Colíder (a)	2.305.633	(2.178)	(599.098)	1.704.357
Complexo Eólico Cutia (a)	1.138.433	-	(254.799)	883.634
Complexo Eólico Bento Miguel (a)	634.755	-	(127.798)	506.957
Consórcio Tapajós	14.464	-	(14.464)	-
Usinas no Paraná (a)	925.599	(61.439)	(207.168)	656.992
	5.018.884	(63.617)	(1.203.327)	3.751.940

(a) Em construção

A Companhia efetuou a revisão do valor recuperável do imobilizado e como resultado dessas análises, o saldo de *impairment* sofreu as seguintes movimentações:

Consolidado	Saldo em 1º.01.2018	Impairment no ano	Saldo em 30.06.2018
Em serviço			
Usinas no Paraná	(4.986)	-	(4.986)
	(4.986)	-	(4.986)
Em curso			
UHE Colíder (19.7.1)	(683.021)	83.923	(599.098)
Complexo Eólico Cutia (19.7.2)	(224.510)	(30.289)	(254.799)
Complexo Eólico Bento Miguel (19.7.2)	(98.231)	(29.567)	(127.798)
Consórcio Tapajós	(14.464)	-	(14.464)
Usinas no Paraná (19.7.3)	(190.132)	(12.050)	(202.182)
	(1.210.358)	12.017	(1.198.341)
	(1.215.344)	12.017	(1.203.327)

19.7.1 UHE Colíder

Em junho de 2018, o cálculo do valor em uso considerou premissas e orçamentos da Companhia e taxa de desconto depois dos impostos em moeda constante de 5,35% a.a., que deriva da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica. Apesar da previsão atual da entrada em operação da primeira turbina ter sido postergada para agosto de 2018 (em 2017 considerava junho de 2018), foi reconhecida reversão face à melhora da expectativa de receita com a comercialização de energia.

19.7.2 Complexos Eólico Cutia e Bento Miguel

Em junho de 2018, o cálculo do valor em uso considerou premissas e orçamentos da Companhia e taxa de desconto antes dos impostos em moeda constante de 7,11% que deriva da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica, ajustada para a condição específica de tributação daqueles empreendimentos. As movimentações observadas se justificam, principalmente, pela atualização do valor de capex estimado e redução da expectativa de geração.

No Complexo Eólico Cutia a constituição observada se justifica também pela mudança da expectativa da entrada em operação, com início a partir de agosto de 2018 e conclusão em novembro de 2018 (em 2017 considerava a partir de julho e conclusão em agosto de 2018).

19.7.3 Usinas no Paraná

Em junho de 2018, o cálculo do valor em uso dos ativos de geração no Estado do Paraná considerou: (i) premissas e orçamentos da Companhia; e (ii) taxa de desconto depois dos impostos em moeda constante de 5,35% a.a., que derivam da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica. A provisão adicional deve-se principalmente ao teste da UTE Figueira, e justifica-se pelo aumento do capex, aumento da glosa no subsídio do carvão e pela consideração do ressarcimento à CDE do carvão não utilizado.

20 Intangível

Consolidado	30.06.2018	31.12.2017
Contrato de concessão de distribuição (20.1)	5.794.870	5.750.873
Contratos de concessão/autorização de geração (20.2)	604.237	619.221
Contrato de concessão de distribuição de gás (20.3)	33.690	43.888
Outros intangíveis (20.4)	41.323	38.842
	6.474.120	6.452.824

20.1 Contrato de concessão de distribuição

Consolidado	em serviço	em curso	Obrigações especiais		Total
			em serviço	em curso	
Em 1º.01.2018	7.907.965	714.446	(2.845.438)	(26.100)	5.750.873
Aquisições	-	293.738	-	-	293.738
Participação financeira do consumidor	-	-	-	(52.245)	(52.245)
Provisão para litígios adicionada ao custo das obras	-	2.627	-	-	2.627
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.1)	-	(23.145)	-	39	(23.106)
Capitalizações para intangível em serviço	349.375	(349.375)	(52.053)	52.053	-
Quotas de amortização - concessão (a)	(212.553)	-	64.619	-	(147.934)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(5.492)	-	-	-	(5.492)
Baixas	(17.834)	(5.757)	-	-	(23.591)
Em 30.06.2018	8.021.461	632.534	(2.832.872)	(26.253)	5.794.870

(a) Amortização durante o período de concessão a partir do início da operação comercial do empreendimento ou da vida útil dos ativos, dos dois o menor.

20.2 Contratos de concessão de geração

Consolidado	Contrato de concessão (a)		Direito de concessão e autorização	Total
	em serviço	em curso		
Em 1º.01.2018	236.443	6.977	375.801	619.221
Outorga Aneel - uso do bem público	-	302	-	302
Quotas de amortização - concessão e autorização (b)	(8.719)	-	(6.567)	(15.286)
Em 30.06.2018	227.724	7.279	369.234	604.237

(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.

20.3 Contrato de concessão de distribuição de gás

Consolidado	em serviço	em curso	Total
Em 1º.01.2018	24.417	19.471	43.888
Aquisições	-	6.263	6.263
Transferências de/para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.5)	(945)	(3.684)	(4.629)
Capitalizações para intangível em serviço	1.578	(1.578)	-
Quotas de amortização - concessão (a)	(11.808)	-	(11.808)
Baixas	(9)	(15)	(24)
Em 30.06.2018	13.233	20.457	33.690

(a) Amortização durante o período de concessão a partir do início da operação comercial do empreendimento ou da vida útil dos ativos, dos dois o menor.

20.4 Outros intangíveis

Consolidado	em serviço	em curso	Total
Em 1º.01.2018	22.693	16.149	38.842
Aquisições	-	5.738	5.738
Transferências do imobilizado	54	35	89
Capitalizações para intangível em serviço	1.970	(1.970)	-
Quotas de amortização (a)	(3.027)	-	(3.027)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(16)	-	(16)
Baixas	-	(303)	(303)
Em 30.06.2018	21.674	19.649	41.323

(a) Taxa anual de amortização: 20%.

20.5 Custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados

Os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados no intangível durante o primeiro semestre de 2018 totalizaram R\$ 1.949, à taxa média de 0,13 % a.a. (R\$ 1.863, à taxa média de 0,10% a.a. durante o primeiro semestre de 2017).

21 Obrigações Sociais e Trabalhistas

	Controladora		Consolidado	
	30.06.2018	31.12.2017	30.06.2018	31.12.2017
Obrigações sociais				
Impostos e contribuições sociais	1.021	1.778	34.072	49.748
Encargos sociais sobre férias e 13º salário	964	768	39.659	32.686
	1.985	2.546	73.731	82.434
Obrigações trabalhistas				
Folha de pagamento, líquida	1	157	251	1.796
Férias e 13º salário	3.186	2.511	129.786	106.450
Participação nos lucros e/ou resultados	1.106	586	111.270	68.817
Programa de desligamentos voluntários	5.276	877	114.194	38.642
Outros	-	300	3	15.828
	9.569	4.431	355.504	231.533
	11.554	6.977	429.235	313.967

22 Fornecedores

Consolidado	30.06.2018	31.12.2017
Energia elétrica	1.023.615	986.689
Materiais e serviços	446.067	521.969
Gás para revenda	128.295	101.026
Encargos de uso da rede elétrica	125.321	117.362
	1.723.298	1.727.046
	Circulante 1.672.888	1.683.577
	Não circulante 50.410	43.469

23 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	
								30.06.2018	31.12.2017
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	42.615	52.768
(1) Discount Bond	Copel	20.05.1998	1	11.04.2024	1,1875% + 0,20%	Semestral	12.082	61.542	36.502
Total moeda estrangeira								104.157	89.270
Moeda nacional									
Banco do Brasil									
(2) 21/02155-4	Copel DIS	10.09.2010	2	15.08.2018	109,0% do DI	Semestral	116.667	59.801	60.049
(3) 21/02248-8	Copel DIS	22.06.2011	2	16.05.2018	109,0% do DI	Semestral	150.000	-	75.601
(4) CCB 21/11062X	Copel DIS	26.08.2013	3	27.07.2018	106,0% do DI	Semestral	151.000	51.725	51.932
(5) CCB 330.600.773	Copel DIS	11.07.2014	3	11.07.2019	111,8% do DI	Semestral	116.667	80.063	80.699
(6) CFX 17/35959-7	Copel DIS	16.05.2017	2	06.05.2019	12,0%	Trimestral	75.000	75.721	75.291
(7) CCB 21/00851-5	Copel DIS	30.06.2017	2	13.06.2019	11,0%	Trimestral	38.889	38.579	38.241
(8) CCB 17/35960-0	Copel DIS	27.07.2017	2	17.07.2019	11,0%	Trimestral	50.333	51.259	51.073
(9) CFX 17/35958-9	Copel DIS	15.08.2017	2	05.08.2019	11,0%	Trimestral	58.333	58.907	58.636
(10) NCI 330.600.132	Copel	28.02.2007	3	28.02.2019	107,8% do DI	Semestral	231.000	78.470	157.707
(11) CCB 306.401.381	Copel	21.06.2018	4	21.07.2021	120,00% do DI	Trimestral	640.005	631.133	660.949
(12) NCI 306.401.445	Copel	24.02.2017	2	15.02.2020	124,5% do DI	Semestral	77.000	78.103	78.186
								1.203.761	1.388.364
Eletrobras									
(13) 980/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2018	Fixa: 8,00%a.a.	Trimestral	11	1	3
(13) 981/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.08.2019	Fixa: 8,00%a.a.	Trimestral	1.169	82	115
(13) 982/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2019	Fixa: 8,00%a.a.	Trimestral	1.283	36	48
(13) 983/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2020	Fixa: 8,00%a.a.	Trimestral	11	64	77
(13) 984/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2020	Fixa: 8,00%a.a.	Trimestral	14	27	33
(13) 985/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.08.2021	Fixa: 8,00%a.a.	Trimestral	61	20	23
(14) 142/06	Copel DIS	11.05.2006	120	30.09.2018	Fixa: 5,0%a.a. + 1,0%a.a.	Mensal	74.340	910	2.730
(14) 206/07	Copel DIS	03.03.2008	120	30.08.2020	Fixa: 5,0%a.a. + 1,0%a.a.	Mensal	109.642	19.291	23.746
(14) 273/09	Copel DIS	18.02.2010	120	30.12.2022	Fixa: 5,0%a.a. + 1,0%a.a.	Mensal	63.944	7.399	8.222
								27.830	34.997
Caixa Econômica Federal									
(14) 415.855-22/14	Copel DIS	31.03.2015	120	08.12.2026	6,0%	Mensal	5.095	4.804	5.087
(15) 3153-352	Copel DIS	01.11.2016	36	15.12.2021	5,5% acima da TJLP	Trimestral	489	496	498
								5.300	5.585
Finep									
(16) 21120105-00	Copel TEL	17.07.2012	81	15.10.2020	4%	Mensal	35.095	7.292	8.855
(16) 21120105-00	Copel TEL	17.07.2012	81	15.10.2020	3,5% + TR	Mensal	17.103	6.161	7.482
								13.453	16.337
BNDES									
(17) 820989.1	Copel GeT	17.03.2009	179	15.01.2028	1,63% acima da TJLP	Mensal	169.500	112.840	118.370
(18) 1120952.1-A	Copel GeT	16.12.2011	168	15.04.2026	1,82% acima da TJLP	Mensal	42.433	24.587	26.078
(19) 1120952.1-B	Copel GeT	16.12.2011	168	15.04.2026	1,42% acima da TJLP	Mensal	2.290	1.327	1.407
(20) 1220768.1	Copel GeT	28.09.2012	192	15.07.2029	1,36% acima da TJLP	Mensal	73.122	53.127	55.357
(21) 13211061	Copel GeT	04.12.2013	192	15.10.2031	1,49% acima da TJLP	Mensal	1.041.155	871.598	871.022
(22) 13210331	Copel GeT	03.12.2013	168	15.08.2028	1,49% e 1,89% acima da TJLP	Mensal	17.644	13.268	13.878
(23) 15206041	Copel GeT	28.12.2015	168	15.06.2030	2,42% acima da TJLP	Mensal	34.265	24.939	25.899
(24) 15205921	Copel GeT	28.12.2015	168	15.12.2029	2,32% acima da TJLP	Mensal	21.584	15.125	15.734
(25) 14205611-A	Copel DIS	15.12.2014	72	15.01.2021	2,09% acima da TJLP	Mensal	41.583	17.862	21.266
(25) 14205611-B	Copel DIS	15.12.2014	6	15.02.2021	2,09% acima da TR BNDES	Anual	17.821	11.342	15.384
(26) 14205611-C	Copel DIS	15.12.2014	113	15.06.2024	6,0%	Mensal	78.921	47.022	50.949
(27) 14205611-D	Copel DIS	15.12.2014	57	15.02.2021	TJLP	Mensal	750	25	29
(28) 14212711	Santa Maria	01.06.2015	192	15.08.2031	1,66% acima da TJLP	Mensal	59.462	49.845	51.578
(28) 14212721	Santa Helena	01.06.2015	192	15.08.2031	1,66% acima da TJLP	Mensal	64.520	54.054	55.932
(29) 11211521	GE Farol	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% acima da TJLP	Mensal	54.100	46.945	48.742
(29) 11211531	GE Boa Vista	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% acima da TJLP	Mensal	40.050	34.706	36.034
(29) 11211541	GE S.B. do Norte	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% acima da TJLP	Mensal	90.900	78.709	81.723
(29) 11211551	GE Olho D'Água	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% acima da TJLP	Mensal	97.000	84.062	87.278
								1.541.383	1.576.660
(30) Notas Promissórias	Copel GeT	12.05.2017	1	12.05.2019	117% do DI	Parcela única	500.000	550.597	529.919
(31) Notas Promissórias	Copel GeT	11.05.2018	1	11.11.2018	114,5% do DI	Parcela única	600.000	603.613	-
								1.154.210	529.919
Banco do Brasil Repasse BNDES									
(32) 21/02000-0	Copel GeT	16.04.2009	179	15.01.2028	2,13% acima da TJLP	Mensal	169.500	112.840	118.373
								112.840	118.373
Total moeda nacional								4.058.777	3.670.235
								4.162.934	3.759.505
								Circulante 1.768.983	784.666
								Não circulante 2.393.951	2.974.839

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) (10) (11) (12) Capital de giro.
- (13) Programa Nacional de Irrigação - Proni.
- (14) Programa de Eletrificação Rural - Luz para Todos.
- (15) Operação para aquisição de máquinas e/ou equipamentos e também bens de informática e automação.
- (16) Projeto BEL - serviço de internet banda ultra larga (*Ultra Wide Band - UWB*).
- (17) (32) Implementação da UHE Mauá e sistema de transmissão associado, em consórcio com a Eletrosul.
- (18) Implantação de linha de transmissão entre as subestações Foz do Iguaçu e Cascavel Oeste.
- (19) Aquisição de máquinas e equipamentos nacionais para a implantação da linha de transmissão descrita acima.
- (20) Implantação da PCH Cavernoso II.
- (21) Implantação da UHE Colíder e sistema de transmissão associado.
- (22) Implantação da Subestação Cerquillo III em 230/138kV.
- (23) Implantação de linha de transmissão Assis - Paraguaçu Paulista II.
- (24) Implantação de linhas de transmissão Londrina - Figueira e Salto Osório - Foz do Chopim C2.
- (25) Investimento em preservação de negócios, melhorias, suporte operacional e investimentos gerais em expansão.
- (26) Máquinas e equipamentos nacionais credenciados no BNDES.
- (27) Implantação, expansão e consolidação de projetos e programas de Investimentos Sociais de Empresas (ISE).
- (28) (29) Construção e implantação de centrais geradoras eólicas.
- (30) Pagamento da primeira parcela de debêntures da Copel e reforço de caixa da Copel GeT.
- (31) Refinanciamento do endividamento e reforço do capital de giro.

Garantias

- (1) Conta corrente bancária centralizadora da arrecadação das receitas. Garantias depositadas (23.1).
- (2) (3) Penhor de duplicatas mercantis de até 360 dias.
- (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11) (12) (19) Cessão de créditos.
- (13) (14) 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.
- (15) Cessão fiduciária de duplicatas.
- (16) Bloqueio de recebimentos na conta corrente da arrecadação.
- (17) (20) (32) 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.
- (18) (19) 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.
- (21) Cessão fiduciária dos direitos decorrentes do Contrato de Concessão nº 01/2011MME-UHE Colíder e cessão fiduciária em decorrência do Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVEE) celebrado entre Copel e BRF - Brasil Foods S.A.
- (22) 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.
- (23) Cessão fiduciária de direitos creditórios decorrentes do Contrato de Concessão nº 002/2013-Aneel.
- (24) Cessão fiduciária de direitos creditórios decorrentes do Contrato de Concessão nº 022/2012-Aneel.
- (25) (26) (27) Fiança da Copel; cessão fiduciária de receitas e direitos indenizatórios da concessão.
- (28) 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.
- (29) 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.
- (30) (31) Aval da Copel.

23.1 Cauções e depósitos vinculados - STN

Constituição de garantias, sob a forma de caução em dinheiro, *Par Bond*, no valor de R\$ 51.228 (R\$ 44.548 em 31.12.2017), e *Discount Bond*, no valor de R\$ 35.818 (R\$ 31.117 em 31.12.2017), 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.

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

Consolidado		30.06.2018	%	31.12.2017	%
Moeda estrangeira - variação da moeda no período (%)					
Dólar norte-americano	16,56	104.157	2,50	89.270	2,37
		104.157	2,50	89.270	2,37
Moeda nacional - indexadores acumulados no período (%)					
CDI	6,39	2.133.505	51,25	1.695.042	45,09
TJLP	6,60	1.596.355	38,35	1.629.198	43,34
TR	0,00	6.161	0,15	7.482	0,20
IPCA	2,60	11.342	0,27	15.384	0,41
Sem indexador	-	311.414	7,48	323.129	8,59
		4.058.777	97,50	3.670.235	97,63
		4.162.934	100,00	3.759.505	100,00

23.3 Vencimentos das parcelas de longo prazo

30.06.2018	Controladora			Consolidado		
	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
2019	-	-	-	-	173.094	173.094
2020	-	353.323	353.323	-	514.272	514.272
2021	-	315.566	315.566	-	459.442	459.442
2022	-	-	-	-	139.454	139.454
2023	-	-	-	-	137.809	137.809
Após 2023	103.140	-	103.140	103.140	866.740	969.880
	103.140	668.889	772.029	103.140	2.290.811	2.393.951

23.4 Mutação de empréstimos e financiamentos

Controladora	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
Em 1º.01.2018	89.270	896.842	986.112
Encargos	2.390	32.766	35.156
Variação monetária e cambial	14.655	-	14.655
Amortização - principal	-	(77.000)	(77.000)
Pagamento - encargos	(2.158)	(64.902)	(67.060)
Em 30.06.2018	104.157	787.706	891.863

Consolidado	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
Em 1º.01.2018	89.270	3.670.235	3.759.505
Ingressos	-	630.000	630.000
Encargos	2.390	145.890	148.280
Varição monetária e cambial	14.655	5.424	20.079
Amortização - principal	-	(237.131)	(237.131)
Pagamento - encargos	(2.158)	(155.641)	(157.799)
Em 30.06.2018	104.157	4.058.777	4.162.934

23.5 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.

Até 30.06.2018, todas as condições acordadas foram integralmente atendidas.

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		
Copel DIS	3ª Emissão de Notas promissórias	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado	≤ 3,5
	4ª Emissão de Notas promissórias	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,5
Santa Maria	BNDES Finem nº 14205611	Endividamento Financeiro / Ebitda ajustado	≤ 4,0
Santa Helena	BNDES Finem nº 14212711	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
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		
	BNDES Finem nº 11211541		

Financiamento a empreendimentos - Finem

24 Debêntures

Emissão	Empresa	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento		Encargos financeiros a.a. (juros)	Valor do contrato	Consolidado		
				inicial	final			30.06.2018	31.12.2017	
(1)	5ª	Copel	13.05.2014	3	13.05.2017	13.05.2019	111,5% da taxa DI	1.000.000	335.945	672.537
(2)	6ª	Copel	29.06.2017	1	-	28.06.2019	117,0% da taxa DI	520.000	563.951	542.944
(3)	7ª	Copel	19.01.2018	2	19.01.2020	19.01.2021	119,0% da taxa DI	600.000	615.526	-
(4)	1ª	Copel GeT	15.05.2015	3	15.05.2018	15.05.2020	113,0% da taxa DI	1.000.000	670.935	1.059.822
(5)	2ª	Copel GeT	13.07.2016	2	13.07.2018	13.07.2019	121,0% da taxa DI	1.000.000	1.080.267	1.037.570
(6)	3ª	Copel GeT	20.10.2017	3	20.10.2020	20.10.2022	126,0% da taxa DI	1.000.000	1.002.562	999.442
(7)	2ª	Copel DIS	27.10.2016	2	27.10.2018	27.10.2019	124,0% da taxa DI	500.000	523.612	502.179
(8)	3ª	Copel DIS	20.10.2017	2	20.10.2021	20.10.2022	126,0% da taxa DI	500.000	502.166	501.810
(9)	1ª	Copel TEL	15.10.2015	5	15.10.2020	15.10.2024	IPCA + 7,9633%	160.000	183.535	184.506
(10)	2ª	Copel TEL	15.07.2017	1	-	15.07.2022	IPCA + 5,4329%	220.000	227.440	215.675
(11)	2ª	(a)	24.03.2016	192	15.08.2016	15.07.2032	TJLP + 2,02%	147.575	132.502	135.662
(12)	2ª	(a)	24.03.2016	192	15.08.2016	15.07.2032	IPCA + 9,87%	153.258	142.914	145.786
(13)	2ª	Elejor	26.09.2013	60	26.10.2013	26.09.2018	DI + Spread 1,00%	203.000	10.093	30.370
(14)	1ª	Compagás	16.12.2013	40	15.09.2015	15.12.2018	TJLP + 1,7% a.a.+1,0%	62.626	9.635	19.214
(15)	2ª	Compagás	15.04.2016	54	15.07.2017	15.12.2021	TJLP/Selic + 2,17%	33.620	20.562	23.461
								6.021.645	6.070.978	
								Circulante	2.194.894	1.632.062
								Não circulante	3.826.751	4.438.916

(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) (8) (9) (10) (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.
- (11) Debêntures simples, 1ª série, não conversíveis em ações, emissão privada.
- (12) Debêntures simples, 2ª série, não conversíveis em ações, emissão privada.
- (14) (15) Debêntures simples, série única, não conversíveis em ações, da espécie flutuante, emissão privada.

Pagamento de encargos financeiros

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

Destinação

- (1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) Capital de giro e/ou realização de investimentos da emissora.
- (9) (10) Implantação, ampliação e modernização de rede de telecomunicações.
- (11) (12) Implantação de centrais eólicas e sistemas de transmissão associados.
- (13) Liquidação total do contrato de mútuo com a Copel.
- (14) (15) Financiar plano de investimentos da emissora.

Garantias

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

Interveniente garantidora

- (1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11) (12) Copel.
- (13) Copel, na proporção de 70% e Paineira Participações S.A., na proporção de 30%.
- (14) (15) Compagás.

Agente fiduciário

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

24.1 Vencimentos das parcelas de longo prazo

30.06.2018	Controladora	Consolidado
2019	-	753.816
2020	297.761	991.170
2021	297.762	917.699
2022	-	874.971
2023	-	70.658
Após 2023	-	218.437
	595.523	3.826.751

24.2 Mutação das debêntures

	Controladora	Consolidado
Em 1�.01.2018	1.215.481	6.070.978
Ingressos	600.000	600.000
Encargos e variação monetária	63.038	265.604
Amortização - principal	(333.300)	(709.158)
Pagamento - encargos	(29.797)	(205.779)
Em 30.06.2018	1.515.422	6.021.645

24.3 Cláusulas contratuais restritivas - *covenants*

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

Até 30.06.2018, todas as condições acordadas foram integralmente atendidas.

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	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		
Copel TEL	1ª Emissão de Debêntures 2ª Emissão de Debêntures		
Elejor	2ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado Índice de cobertura do serviço da dívida	≤ 4,0 ≥ 1,2
Compagás	1ª Emissão de Debêntures 2ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado 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

25 Benefícios Pós-emprego

A Companhia e suas controladas patrocinam planos previdenciários de 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.

25.1 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 IAS 19 R e à IFRIC 14. As premissas econômicas e financeiras para efeitos da avaliação atuarial são discutidas com os atuários independentes e aprovadas pela Administração das patrocinadoras.

25.2 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.

25.3 Balanço patrimonial e resultado do exercício

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

	Controladora		Consolidado	
	30.06.2018	31.12.2017	30.06.2018	31.12.2017
Planos previdenciários	6	12	894	1.069
Planos assistenciais	4.290	4.040	886.655	865.034
	4.296	4.052	887.549	866.103
Circulante	69	57	54.349	53.225
Não circulante	4.227	3.995	833.200	812.878

Os valores reconhecidos no resultado estão resumidos a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	30.06.2018	30.06.2017	30.06.2018	30.06.2017
Empregados				
Planos previdenciários	288	884	37.751	39.207
Plano assistencial - pós-emprego	281	259	48.517	48.215
Plano assistencial - funcionários ativos	404	332	43.552	40.183
(-) Transferências para imobilizado e intangível em curso	-	-	(10.071)	(11.194)
	973	1.475	119.749	116.411
Administradores				
Planos previdenciários	134	349	666	650
Plano assistencial	4	56	45	93
	138	405	711	743
	1.111	1.880	120.460	117.154

	Controladora		Consolidado	
	1º.04.2018	1º.04.2017	1º.04.2018	1º.04.2017
	a 30.06.2018	a 30.06.2017	a 30.06.2018	a 30.06.2017
Empregados				
Plano previdenciário (CV)	145	453	18.689	18.619
Plano assistencial - pós-emprego	141	129	24.220	24.109
Plano assistencial - funcionários ativos	197	178	21.280	20.335
(-) Transferências para imobilizado e intangível em curso	-	-	(5.018)	(5.519)
	483	760	59.171	57.544
Administradores				
Plano previdenciário	55	240	258	427
Plano assistencial	4	27	28	45
	59	267	286	472
	542	1.027	59.457	58.016

25.4 Muta o dos benefícios pós-emprego

	Controladora	Consolidado
Em 1�.01.2018	4.052	866.103
Apropria�o do cálculo atuarial	281	48.517
Apropria�o das contribui�es previdenciárias e assistenciais	2.399	82.915
Amortiza�es	(2.436)	(109.986)
Em 30.06.2018	4.296	887.549

26 Encargos do Consumidor a Recolher

Consolidado	30.06.2018	31.12.2017
Conta de desenvolvimento energético - CDE (a)	72.722	121.912
Bandeira tarifária	33.430	22.427
Reserva global de reversão - RGR	8.910	5.686
	115.062	150.025

(a) Resolu es Homologatórias de nós 2.202/2017, 2.231/2017 e 2.368/2018.

27 Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

27.1 Saldos constituídos para aplica o em Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Programa de Eficiência Energética - PEE

Consolidado	Aplicado e não concluido	Saldo a recolher	Saldo a aplicar	Saldo em 30.06.2018	Saldo em 31.12.2017
Pesquisa e desenvolvimento - P&D					
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	-	5.246	-	5.246	5.232
MME	-	2.624	-	2.624	2.616
P&D	117.570	-	209.700	327.270	316.121
	117.570	7.870	209.700	335.140	323.969
Programa de eficiência energética - PEE					
Programa Nacional de Conserva�o de Energia Elétrica - Procel	-	10.326	-	10.326	6.041
PEE	20.296	-	198.616	218.912	202.465
	20.296	10.326	198.616	229.238	208.506
	137.866	18.196	408.316	564.378	532.475
			Circulante	267.677	282.766
			Não circulante	296.701	249.709

27.2 Muta o dos saldos de P&D e PEE

Consolidado	FNDCT	MME	P&D	Procel	PEE	Total
Em 1�.01.2018	5.232	2.616	316.121	6.041	202.465	532.475
Constitui�es	15.324	7.663	15.324	4.285	17.139	59.735
Contrato de desempenho	-	-	-	-	673	673
Juros Selic (NE n� 34)	-	-	6.463	-	5.738	12.201
Recolhimentos	(15.310)	(7.655)	-	-	-	(22.965)
Conclusões	-	-	(10.638)	-	(7.103)	(17.741)
Em 30.06.2018	5.246	2.624	327.270	10.326	218.912	564.378

28 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão

Consolidado	Empresa	Outorga	Assinatura	Final	Taxa de desconto	Correção Anual	30.06.2018	31.12.2017	
(1) UHE Mauá	Copel GeT	29.06.2007	03.07.2007	07.2042	5,65% a.a.	IPCA	16.512	16.384	
(2) UHE Colíder	Copel GeT	29.12.2010	17.01.2011	01.2046	7,74% a.a.	IPCA	23.473	23.188	
(3) UHE Baixo Iguaçu	Copel GeT	19.07.2012	20.08.2012	01.2047	7,74% a.a.	IPCA	7.279	6.977	
(4) PCH Cavernoso	Copel GeT	11.07.2013	11.07.2013	07.2018	7,74% a.a.	IPCA	4	27	
(5) UHE Apucarantina	Copel GeT	11.07.2013	11.07.2013	07.2018	7,74% a.a.	IPCA	27	185	
(6) UHE Chaminé	Copel GeT	11.07.2013	11.07.2013	07.2018	7,74% a.a.	IPCA	46	320	
(7) UHE Derivação Rio Jordão	Copel GeT	11.07.2013	24.02.2014	02.2019	7,74% a.a.	IPCA	181	313	
(8) UHEs Fundão e Santa Clara	Elejor	23.10.2001	25.10.2001	10.2036	11,00% a.a.	IGPM	530.273	507.560	
							577.795	554.954	
							Circulante	65.493	62.624
							Não circulante	512.302	492.330

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.

28.1 Mutação de contas a pagar vinculadas à concessão

Em 1^o.01.2018	554.954
Adição	302
Ajuste a valor presente	547
Variação monetária	54.573
Pagamentos	(32.581)
Em 30.06.2018	577.795

29 Outras Contas a Pagar

Consolidado	30.06.2018	31.12.2017
Ressarcimento Aneel - Consumidores (a)	66.598	-
Consumidores	31.992	33.380
Taxa de iluminação pública arrecadada	31.069	24.101
Provisão Despacho Aneel n ^o 084/2017	22.794	22.132
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	12.948	21.467
Cauções em garantia	12.818	8.837
Aquisição de investimentos	12.605	12.307
Devolução ao consumidor	4.556	5.481
Outras obrigações	95.524	66.549
	290.904	194.254
	Circulante	186.564
	Não circulante	104.340
		121.405
		72.849

(a) Refere-se aos valores repassados pela União para a Copel, conforme Ofício Aneel n^o 565/2018, para o ressarcimento dos consumidores por meio da modicidade tarifária, em razão do excedente arrecadado do adicional de 0,3% sobre a Receita Operacional Líquida, instituído pela Lei n^o 12.111/2009, que foi repassado às tarifas de energia elétrica, e recolhido ao Tesouro Nacional, no período de janeiro de 2010 a dezembro de 2012, visando ressarcir Estados e municípios pela eventual perda de recolhimento do ICMS incidente sobre combustíveis fósseis utilizados na geração de energia elétrica, nos 24 meses seguintes   interligação dos respectivos Sistemas Isolados ao Sistema Interligado Nacional.

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 4.8 das demonstrações financeiras de 31.12.2017 são atendidos.

A Administração da Companhia acredita ser impraticável fornecer informações a respeito do momento de eventuais saídas de caixa relacionadas às ações pelas quais a Companhia e suas controladas respondem na data da elaboração das demonstrações financeiras, tendo em vista a imprevisibilidade e a dinâmica dos sistemas judiciário, tributário e regulatório brasileiro, sendo que a resolução final depende das conclusões dos processos judiciais. Por esse motivo, essa informação não é fornecida.

30.1 Provisões para litígios

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

Consolidado	Saldo em 1º.01.2018	Resultado		Custo de construção	Imobilizado e intangível em curso	Quitações	Transfe- rências	Saldo em 30.06.2018	
		Provisões para litígios							Adições
		Adições	Reversões						
Fiscais									
Cofins (a)	79.748	2.413	-	-	-	-	-	82.161	
Outras (b)	58.793	813	(21.548)	-	-	(6.063)	4.933	36.928	
	138.541	3.226	(21.548)	-	-	(6.063)	4.933	119.089	
Trabalhistas (c)	475.631	156.521	(2.269)	-	-	(35.139)	-	594.744	
Benefícios a empregados (d)	89.439	4.274	(7.750)	-	-	(728)	-	85.235	
Cíveis									
Cíveis e direito administrativo (e)	527.613	75.098	(23.409)	-	-	(20.185)	671	559.788	
Servidões de passagem (f)	110.936	280	(220)	(669)	2.474	(1.113)	-	111.688	
Desapropriações e patrimoniais (g)	95.627	-	(1.350)	1.844	10.848	(72)	-	106.897	
Consumidores (h)	8.377	35	(1.196)	-	-	(2.237)	-	4.979	
Ambientais (i)	1.584	992	(562)	-	-	(60)	-	1.954	
	744.137	76.405	(26.737)	1.175	13.322	(23.667)	671	785.306	
Regulatórias (j)	64.316	465	(115)	-	-	-	-	64.666	
	1.512.064	240.891	(58.419)	1.175	13.322	(65.597)	5.604	1.649.040	
Circulante	112.000							113.260	
Não circulante	1.400.064							1.535.780	

Controladora	Saldo em 1º.01.2018	Resultado		Quitações	Saldo em 30.06.2018
		Adições	Reversões		
Fiscais					
Cofins (a)	79.748	2.413	-	-	82.161
Outras (b)	24.365	324	-	-	24.689
	104.113	2.737	-	-	106.850
Trabalhistas (c)	518	102	(70)	(1)	549
Cíveis (e)	135.422	26.351	(23.409)	(7)	138.357
Regulatórias (j)	15.042	-	-	-	15.042
	255.095	29.190	(23.479)	(8)	260.798
Circulante	112.000				113.260
Não circulante	143.095				147.538

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. A principal ação está descrita a seguir:

Réu: Receita Federal do Brasil

Pelo processo nº 5037809-14.2015.4.04.7000, a Copel GeT requereu parcelamento do saldo a pagar de IRPJ e CSLL relativo ao período de apuração de 2014. A Receita Federal do Brasil consolidou o valor com aplicação de multa no patamar máximo. Foi ajuizado Mandado de Segurança contra essa decisão, pois a Receita Federal do Brasil não observou o limite previsto na legislação.

Situação atual: aguardando julgamento de Recurso Especial. O valor de R\$ 19.297 está apresentado em Outras Obrigações Fiscais (NE nº 13.3).

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 reclusórias 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.

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.

As principais ações estão descritas a seguir:

Autor: Tradener Ltda.

Valor estimado: R\$ 121.476

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.

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 ao Superior Tribunal de Justiça.

Autor: Indenização a terceiros

Valor estimado: R\$ 101.504

Ação para indenização sobre supostos prejuízos causados à autora pelas obras e pela implantação de empreendimento hidrelétrico. Julgamento em primeira instância pela improcedência da ação e em fase de recurso pela procedência do pedido da autora, devendo o valor dos danos ser apurado posteriormente.

Situação atual: em fase de liquidação de sentença.

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 matrículas, entre outras).

Decorrem também da intervenção no usucapião de terceiros, seja na qualidade de confrontante, seja no 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.

h) Consumidores

Ações pleiteando ressarcimento de danos causados em aparelhos eletrodomésticos, 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. Por serem considerados passivos, esses valores são registrados como “obrigações” no passivo circulante e não circulante e a contrapartida, no ativo imobilizado (custo da construção).

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\$ 49.397

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	
	30.06.2018	31.12.2017	30.06.2018	31.12.2017
Fiscais (a)	524.833	513.803	951.950	858.082
Trabalhistas (b)	458	420	340.226	360.322
Benefícios a empregados (c)	-	-	18.279	20.262
Cíveis (d)	496.215	458.708	1.180.830	1.091.122
Regulatórias (e)	-	-	794.122	793.720
	1.021.506	972.931	3.285.407	3.123.508

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\$ 331.470

Exigências fiscais contra a Copel relativas à execução fiscal de contribuição previdenciária (autos nº 5003583-56.2010.404.7000), sendo mister ressaltar que o processo já foi julgado favoravelmente à Companhia nas duas instâncias, aguardando julgamento do STJ.

Situação atual: aguardando julgamento.

Autor: Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS

Valor estimado: R\$ 28.095

Exigências fiscais contra a Copel relativas à contribuição previdenciária sobre a cessão de mão de obra (NFLD nº 35.273.876-6). Processo aguarda julgamento no CARF desde 2010. A atribuição de grau de risco possível decorre da existência de diversos argumentos jurídicos de defesa, especialmente (a) ausência de prestação de serviços ou cessão de mão de obra e (b) desnecessidade de retenção da contribuição no caso de prestadoras de serviço optantes pelo Simples.

Situação atual: aguardando julgamento.

Autor: Secretaria de Estado da Fazenda

Valor estimado: R\$ 73.626

O Estado do Paraná lavrou o auto de infração nº 6.587.156-4 em face da Copel DIS, 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.

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 e acidentes com veículos.

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

As principais ações estão descritas a seguir:

Autor: Mineradora Tibagiana Ltda.

Valor estimado: R\$ 163.767

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: franquizados de Agência/loja Copel

Valor estimado: R\$ 57.014

Propositura de duas ações individuais em razão de contratos administrativos de franquia de Agência/loja Copel, 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 julgamento.

e) Regulatórias

A Companhia está discutindo nas esferas administrativas e judiciais notificações do Órgão Regulador sobre eventuais descumprimentos de normas regulatórias. As principais ações estão descritas a seguir:

Autor: Aneel

Valor estimado: R\$ 19.650

A Companhia ajuizou ação judicial em face da decisão exarada pelo Diretor Geral da Aneel, através do despacho nº 3.959 de 08.12.2015, que determinou a aplicação de penalidade à Copel DIS, a título de parcela de ineficiência por subcontratação, em razão da sobrecontratação de Montante de Uso do Sistema de Distribuição - Musd, junto ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, obtendo liminar para suspender a exigibilidade da referida penalidade.

Situação atual: Recurso de Apelação da Aneel julgado improvido.

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 que, ao tempo em que isentou a ESBR, expôs 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, porque as regras de comercialização de energia elétrica impõem que toda energia consumida tenha a correspondente cobertura contratual.

O risco de perda da ação está classificado como possível, considerando o montante de R\$ 729.609 em 30.06.2018. Caso as ações sejam julgadas desfavoráveis, 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	18.798.158	12,96	76.763	23,36	67.642.430	52,73	86.517.351	31,63
NYSE	1.037.984	0,72	-	-	33.131.104	25,82	34.169.088	12,49
Latibex	-	-	-	-	191.246	0,15	191.246	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	45.411	0,04	446.347	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.01.2018	895.601	895.601
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial		
Custo atribuído do imobilizado	-	(50.319)
Tributos sobre a realização dos ajustes	-	17.108
Custo atribuído do imobilizado - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	(33.211)	-
Reclassificação pela adoção do CPC 48		
Investimentos em participações societárias	(4.391)	(4.391)
Em 30.06.2018	857.999	857.999

31.3 Lucro por ação - básico e diluído

Controladora	30.06.2018	30.06.2017
Numerador básico e diluído		
Lucro líquido básico e diluído alocado por classes de ações, atribuído aos acionistas controladores:		
Ações ordinárias	343.945	278.595
Ações preferenciais classe "A"	858	694
Ações preferenciais classe "B"	334.682	271.093
	679.485	550.382
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	2,37153	1,92093
Ações preferenciais classe "A"	2,60868	2,11302
Ações preferenciais classe "B"	2,60868	2,11302
<hr/>		
Controladora	1º.04.2018	1º.04.2017
	a 30.06.2018	a 30.06.2017
Numerador básico e diluído		
Lucro líquido básico e diluído alocado por classes de ações, atribuído aos acionistas controladores:		
Ações ordinárias	175.751	70.886
Ações preferenciais classe "A"	439	177
Ações preferenciais classe "B"	171.017	68.977
	347.207	140.040
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 (prejuízo) básico e diluído por ação atribuído aos acionistas da empresa controladora		
Ações ordinárias	1,21182	0,48876
Ações preferenciais classe "A"	1,33299	0,53764
Ações preferenciais classe "B"	1,33299	0,53764

32 Receita Operacional Líquida

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos do consumidor (32.2)	ISSQN	Receita líquida 30.06.2018
Fornecimento de energia elétrica	4.583.536	(422.808)	(1.033.816)	(507.803)	-	2.619.109
Residencial	1.464.208	(135.495)	(399.039)	(181.078)	-	748.596
Industrial	1.314.607	(120.308)	(213.195)	(102.794)	-	878.310
Comercial, serviços e outras atividades	980.883	(90.769)	(283.744)	(121.133)	-	485.237
Rural	429.618	(39.756)	(34.201)	(54.005)	-	301.656
Poder público	114.660	(10.610)	(22.725)	(14.270)	-	67.055
Iluminação pública	116.664	(10.796)	(33.757)	(14.407)	-	57.704
Serviço público	162.896	(15.074)	(47.155)	(20.116)	-	80.551
Suprimento de energia elétrica	1.366.322	(137.909)	-	(28.924)	-	1.199.489
Contratos bilaterais	860.877	(105.613)	-	(19.301)	-	735.963
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	295.039	(9.764)	-	(6.614)	-	278.661
CCEAR (leilão)	134.211	(16.465)	-	(3.009)	-	114.737
Juros efetivos - bonificação de outorga (NE nº 10.2)	47.853	-	-	-	-	47.853
Regime de cotas	28.342	(6.067)	-	-	-	22.275
Disponibilidade da rede elétrica	3.202.044	(310.358)	(765.992)	(477.181)	-	1.648.513
Residencial	1.046.815	(99.185)	(295.324)	(164.995)	-	487.311
Industrial	558.465	(48.434)	(195.357)	(80.042)	-	234.632
Comercial, serviços e outras atividades	641.986	(60.163)	(202.382)	(99.843)	-	279.598
Rural	181.079	(17.128)	(13.830)	(28.876)	-	121.245
Poder público	85.023	(8.056)	(16.356)	(13.479)	-	47.132
Iluminação pública	83.244	(7.887)	(24.131)	(13.114)	-	38.112
Serviço público	65.461	(6.202)	(18.612)	(10.316)	-	30.331
Consumidores livres	348.228	(32.994)	-	(55.902)	-	259.332
Rede básica, de fronteira e de conexão	695	(66)	-	(111)	-	518
Receita de operação e manutenção - O&M	39.055	(16.472)	-	(5.721)	-	16.862
Receita de juros efetivos	151.993	(13.771)	-	(4.782)	-	133.440
Receita de construção	461.856	-	-	-	-	461.856
Valor justo do ativo indenizável da concessão	22.859	-	-	-	-	22.859
Telecomunicações	246.222	(9.221)	(59.534)	-	(1.360)	176.107
Distribuição de gás canalizado	313.232	(28.695)	(52.619)	-	-	231.918
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	566.122	(46.757)	-	-	-	519.365
Outras receitas operacionais	90.752	(14.243)	-	-	(1.214)	75.295
Arrendamentos e aluguéis (32.1)	58.806	(9.229)	-	-	-	49.577
Renda da prestação de serviços	15.343	(2.408)	-	-	(1.214)	11.721
Serviço taxado	9.211	(1.446)	-	-	-	7.765
Outras receitas	7.392	(1.160)	-	-	-	6.232
	10.852.945	(969.991)	(1.911.961)	(1.013.908)	(2.574)	6.954.511

CCEAR - Contrato de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos do consumidor (32.2)	ISSQN	Receita líquida 1º.04.2018 a 30.06.2018
Fornecimento de energia elétrica	2.339.925	(215.829)	(512.997)	(310.848)	-	1.300.251
Residencial	743.076	(68.763)	(196.633)	(110.580)	-	367.100
Industrial	690.485	(63.195)	(108.495)	(64.561)	-	454.234
Comercial, serviços e outras atividades	488.788	(45.231)	(138.293)	(73.101)	-	232.163
Rural	209.563	(19.392)	(16.441)	(32.035)	-	141.695
Poder público	62.437	(5.777)	(11.900)	(9.125)	-	35.635
Iluminação pública	62.178	(5.754)	(17.937)	(9.086)	-	29.401
Serviço público	83.398	(7.717)	(23.298)	(12.360)	-	40.023
Suprimento de energia elétrica	669.654	(72.481)	-	(15.252)	-	581.921
Contratos bilaterais	468.629	(59.272)	-	(11.204)	-	398.153
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	111.308	(3.867)	-	(2.822)	-	104.619
CCEAR (leilão)	47.815	(6.258)	-	(1.226)	-	40.331
Juros efetivos - bonificação de outorga	27.229	-	-	-	-	27.229
Regime de cotas	14.673	(3.084)	-	-	-	11.589
Disponibilidade da rede elétrica	1.602.537	(153.827)	(376.674)	(188.932)	-	883.104
Residencial	519.035	(47.888)	(144.135)	(61.679)	-	265.333
Industrial	260.041	(24.702)	(98.222)	(32.541)	-	104.576
Comercial, serviços e outras atividades	338.366	(31.439)	(98.187)	(42.203)	-	166.537
Rural	82.647	(7.597)	(6.491)	(9.454)	-	59.105
Poder público	45.187	(4.184)	(8.523)	(5.642)	-	26.838
Iluminação pública	41.626	(3.842)	(12.057)	(4.969)	-	20.758
Serviço público	32.512	(3.000)	(9.059)	(3.867)	-	16.586
Consumidores livres	176.380	(16.291)	-	(21.725)	-	138.364
Rede básica, de fronteira e de conexão	347	(32)	-	(41)	-	274
Receita de operação e manutenção - O&M	18.861	(7.307)	-	(3.522)	-	8.032
Receita de juros efetivos	87.535	(7.545)	-	(3.289)	-	76.701
Receita de construção	263.258	-	-	-	-	263.258
Valor justo do ativo indenizável da concessão	13.291	-	-	-	-	13.291
Telecomunicações	125.693	(4.703)	(30.742)	-	(705)	89.543
Distribuição de gás canalizado	159.268	(14.221)	(26.300)	-	-	118.747
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	344.177	(28.281)	-	-	-	315.896
Outras receitas operacionais	47.308	(6.868)	-	-	(621)	39.819
Arrendamentos e aluguéis (32.1)	29.602	(4.271)	-	-	-	25.331
Renda da prestação de serviços	7.805	(1.128)	-	-	(621)	6.056
Serviço taxado	4.514	(649)	-	-	-	3.865
Outras receitas	5.387	(820)	-	-	-	4.567
	5.565.111	(496.210)	(946.713)	(515.032)	(1.326)	3.605.830

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos do consumidor (32.2)	ISSQN	Receita líquida 30.06.2017
Fornecimento de energia elétrica	4.060.655	(374.786)	(935.053)	(525.556)	-	2.225.260
Residencial	1.303.306	(120.606)	(349.488)	(182.947)	-	650.265
Industrial	1.129.124	(103.507)	(200.867)	(113.576)	-	711.174
Comercial, serviços e outras atividades	897.933	(83.093)	(253.093)	(125.933)	-	435.814
Rural	370.494	(34.285)	(37.315)	(52.571)	-	246.323
Poder público	108.151	(10.008)	(20.755)	(15.258)	-	62.130
Iluminação pública	105.842	(9.794)	(30.302)	(14.841)	-	50.905
Serviço público	145.805	(13.493)	(43.233)	(20.430)	-	68.649
Suprimento de energia elétrica	1.643.310	(119.181)	-	(26.100)	-	1.498.029
Contratos bilaterais	799.215	(75.590)	-	(13.242)	-	710.383
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	600.647	(21.474)	-	(9.952)	-	569.221
CCEAR (leilão)	175.359	(16.585)	-	(2.906)	-	155.868
Juros efetivos - bonificação de outorga	42.359	-	-	-	-	42.359
Regime de cotas	25.730	(5.532)	-	-	-	20.198
Disponibilidade da rede elétrica	3.344.428	(285.929)	(733.145)	(357.424)	-	1.967.930
Residencial	1.006.487	(95.237)	(281.413)	(120.992)	-	508.845
Industrial	567.257	(49.059)	(188.024)	(61.887)	-	268.287
Comercial, serviços e outras atividades	640.208	(59.829)	(195.313)	(75.821)	-	309.245
Rural	179.395	(16.942)	(11.215)	(21.922)	-	129.316
Poder público	84.444	(7.990)	(15.997)	(10.229)	-	50.228
Iluminação pública	80.558	(7.623)	(23.314)	(9.676)	-	39.945
Serviço público	63.559	(6.014)	(17.869)	(7.640)	-	32.036
Consumidores livres	317.533	(30.046)	-	(39.079)	-	248.408
Rede básica, de fronteira e de conexão	692	(65)	-	(86)	-	541
Receita de operação e manutenção - O&M	81.774	(3.688)	-	(2.836)	-	75.250
Receita de juros efetivos	322.521	(9.436)	-	(7.256)	-	305.829
Receita de construção	394.816	-	-	-	-	394.816
Valor justo do ativo indenizável da concessão	5.445	-	-	-	-	5.445
Telecomunicações	200.105	(7.279)	(46.462)	-	(1.227)	145.137
Distribuição de gás canalizado	330.388	(30.994)	(56.890)	-	-	242.504
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	(80.184)	-	-	-	-	(80.184)
Outras receitas operacionais	85.576	(12.972)	-	-	(1.301)	71.303
Arrendamentos e aluguéis (32.1)	53.337	(8.085)	-	-	-	45.252
Renda da prestação de serviços	15.410	(2.336)	-	-	(1.301)	11.773
Serviço taxado	6.741	(1.022)	-	-	-	5.719
Outras receitas	10.088	(1.529)	-	-	-	8.559
	9.984.539	(831.141)	(1.771.550)	(909.080)	(2.528)	6.470.240

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos do consumidor (32.2)	ISSQN	Receita líquida
						1º.04.2017 a 30.06.2017
Fornecimento de energia elétrica	2.006.892	(185.368)	(451.088)	(278.713)	-	1.091.723
Residencial	618.947	(57.278)	(166.461)	(94.479)	-	300.729
Industrial	618.043	(56.844)	(101.096)	(66.380)	-	393.723
Comercial, serviços e outras atividades	409.204	(37.868)	(118.808)	(62.784)	-	189.744
Rural	181.157	(16.764)	(18.249)	(27.846)	-	118.298
Poder público	52.965	(4.901)	(10.389)	(8.090)	-	29.585
Iluminação pública	54.837	(5.074)	(15.532)	(8.256)	-	25.975
Serviço público	71.739	(6.639)	(20.553)	(10.878)	-	33.669
Suprimento de energia elétrica	848.814	(62.233)	-	(12.751)	-	773.830
Contratos bilaterais	415.306	(40.018)	-	(6.567)	-	368.721
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	320.633	(11.859)	-	(5.013)	-	303.761
CCEAR (leilão)	78.784	(7.637)	-	(1.171)	-	69.976
Juros efetivos - bonificação de outorga	21.747	-	-	-	-	21.747
Regime de cotas	12.344	(2.719)	-	-	-	9.625
Disponibilidade da rede elétrica	1.515.697	(136.717)	(359.902)	(186.692)	-	832.386
Residencial	475.512	(43.950)	(134.131)	(61.687)	-	235.744
Industrial	252.936	(23.635)	(97.251)	(32.676)	-	99.374
Comercial, serviços e outras atividades	308.449	(28.686)	(92.017)	(39.957)	-	147.789
Rural	80.674	(7.435)	(7.745)	(10.678)	-	54.816
Poder público	41.432	(3.835)	(8.053)	(5.383)	-	24.161
Iluminação pública	41.010	(3.803)	(11.859)	(5.264)	-	20.084
Serviço público	31.013	(2.870)	(8.846)	(4.004)	-	15.293
Consumidores livres	169.399	(15.737)	-	(22.101)	-	131.561
Rede básica, de fronteira e de conexão	346	(32)	-	(46)	-	268
Receita de operação e manutenção - O&M	40.864	(2.413)	-	(1.799)	-	36.652
Receita de juros efetivos	74.062	(4.321)	-	(3.097)	-	66.644
Receita de construção	175.410	-	-	-	-	175.410
Valor justo do ativo indenizável da concessão	(884)	-	-	-	-	(884)
Telecomunicações	104.102	(3.954)	(24.290)	-	(633)	75.225
Distribuição de gás canalizado	169.029	(15.475)	(28.677)	-	-	124.877
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	67.793	-	-	-	-	67.793
Outras receitas operacionais	39.743	(6.238)	-	-	(636)	32.869
Arrendamentos e aluguéis (32.1)	26.558	(4.150)	-	-	-	22.408
Renda da prestação de serviços	7.447	(1.166)	-	-	(636)	5.645
Serviço taxado	3.547	(553)	-	-	-	2.994
Outras receitas	2.191	(369)	-	-	-	1.822
	4.926.596	(409.985)	(863.957)	(478.156)	(1.269)	3.173.229

32.1 Arrendamentos e aluguéis

32.1.1 Receita de arrendamento e aluguéis

Consolidado	30.06.2018	30.06.2017
Equipamentos e estruturas	58.167	51.528
Compartilhamento de instalações	498	1.669
Imóveis	141	140
	58.806	53.337

Consolidado	1º.04.2018 a 30.06.2018	1º.04.2017 a 30.06.2017
Equipamentos e estruturas	29.280	26.166
Compartilhamento de instalações	249	320
Imóveis	73	72
	29.602	26.558

32.1.2 Recebíveis de arrendamentos não canceláveis

Consolidado	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total 30.06.2018
Compartilhamento de instalações	1.079	5.396	13.082	19.557

32.2 Encargos do consumidor

Consolidado	30.06.2018	30.06.2017
Conta de desenvolvimento energético - CDE Uso (32.2.1)	456.782	338.069
Conta de desenvolvimento energético - CDE Energia (32.2.1)	382.540	369.423
Outros encargos do consumidor - bandeira tarifária	83.435	120.636
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética - P&D e PEE	59.735	53.110
Quota para reserva global de reversão - RGR	26.443	23.052
Taxa de fiscalização	4.973	4.790
	1.013.908	909.080

Consolidado	1º.04.2018 a 30.06.2018	1º.04.2017 a 30.06.2017
Conta de desenvolvimento energético - CDE Energia	208.405	163.507
Conta de desenvolvimento energético - CDE Uso	178.087	177.597
Outros encargos do consumidor - bandeira tarifária	80.376	96.043
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética - P&D e PEE	30.549	27.073
Quota para reserva global de reversão - RGR	15.109	11.526
Taxa de fiscalização	2.506	2.410
	515.032	478.156

32.2.1 Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

A CDE, criada pela Lei n.º 10.438/2002 e alterada pela Lei nº 12.783/2013, tem a finalidade de prover recursos para: (i) universalização do serviço de energia elétrica; (ii) subvenção à subclasse residencial baixa renda; (iii) Conta de Consumo de Combustíveis – CCC; (iv) amortização de operações financeiras vinculadas à indenização por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária; (v) competitividade da energia produzida a partir de fonte carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelos sistemas interligados; (vi) competitividade da energia produzida a partir de fonte eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e outras fontes renováveis; (vii) subvenção para descontos tarifários às distribuidoras pela perda de receita decorrente da concessão de descontos nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e transmissão e nas tarifas de energia elétrica; (viii) custeio administrativo para administração da CDE, CCC e RGR pela CCEE; e (ix) compensação às cooperativas de eletrificação rural, concessionárias ou permissionárias pelo impacto tarifário decorrente da redução da densidade de carga em relação à concessionária supridora.

As quotas da CDE foram definidas originalmente com base nos valores da CCC dos Sistemas Interligados de 2001, cujos valores foram reajustados anualmente, a partir de 2002, na proporção do crescimento de mercado de cada agente, e em 2004 também pelo Índice de Preço ao Consumidor Amplo - IPCA. A partir da Lei 12.783/2013, a sistemática foi alterada e as quotas passaram a ser definidas em função dos recursos necessários para atingir suas finalidades e das demais receitas relacionadas à CDE. O encargo CDE incorpora:

i) quota anual da CDE-Uso - essa quota é destinada ao custeio dos objetivos da CDE, previstos em seu orçamento anual, definido pelo Poder Executivo, conforme previsto nos §§ 2º e 3º do art. 13 da Lei nº 10.438/2002, com redação dada pela Lei nº 12.783/2013.

A Resolução Homologatória Aneel nº 2.358/2017 definiu as quotas da CDE-Uso para 2018, posteriormente retificada pela Resolução Homologatória nº 2.368/2018, no valor de R\$ 52.181 para competência de janeiro, R\$ 112.675 para fevereiro e a partir da competência de março de 2018 o valor da quota mensal é de R\$ 71.686;

ii) quota anual CDE - Energia (Conta ACR) - destinada à quitação das operações de crédito contratadas pela CCEE na gestão da Conta no Ambiente de Contratação Regulada - Conta ACR, em atendimento ao Decreto nº 8.222/2014, e nos termos na Resolução Normativa Aneel nº 612/2014.

A Conta ACR tem como objetivo cobrir as despesas incorridas pelas concessionárias de distribuição, relativas ao ano de 2014, em decorrência da exposição involuntária ao mercado de curto prazo e do despacho de usinas termelétricas vinculadas a CCEAR na modalidade por disponibilidade de energia elétrica.

A Resolução Homologatória nº 1.863/2015 definiu o valor da quota de CDE relativa à Conta ACR em R\$ 46.638, a partir da competência de junho de 2015. A partir da competência de junho de 2016, por meio da Resolução Homologatória nº 2.004/2015, o valor da quota foi atualizado para R\$ 49.362. Em abril de 2017, o valor da quota foi reduzido para R\$ 37.907, valor mantido até março de 2018. A partir de abril de 2018 até março de 2020, o valor da quota é de R\$ 49.362, conforme homologado pela Resolução nº 2.231/2017. Essas parcelas são atualizadas anualmente, de acordo com as condições contratadas pela CCEE para cada um dos financiamentos realizados junto às instituições financeiras participantes; e

iii) quota anual CDE-Energia - destinada à devolução dos recursos recebidos pelas concessionárias de distribuição, no período de janeiro de 2013 a janeiro de 2014, para a cobertura de parcela dos custos com a exposição involuntária ao mercado de curto prazo, o risco hidrológico das usinas contratadas em regime de quotas, e o despacho de termelétricas por razão de segurança energética, em atendimento aos Decretos nºs 7.895/2013 e 8.203/2014.

Para o período entre junho de 2017 e maio de 2018, o valor mensal da quota CDE-Energia foi estabelecido em R\$ 20.138, de acordo com a Resolução Homologatória nº 2.202/2017. A partir de junho de 2018, a Resolução Homologatória nº 2.358/2017 alterou o valor da quota para R\$ 20.715, vigente até maio de 2019.

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 nos Processos Judiciais nºs 24648-39.2015.4.01.3400 e 0069262-32.2015.4.01.3400/16ª Vara Federal.

Em contrapartida, pela decisão liminar em favor da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - Abradee, é assegurado às distribuidoras associadas o direito do não repasse, deduzindo da parcela da CDE-Uso e CDE-Energia os valores não arrecadados em razão dos efeitos das decisões liminares. Tal dedução, que alcança todas as liminares, foi aprovada pela Aneel pelo Despacho nº 1.576/2016.

Adicionalmente, em cumprimento à decisão liminar concedida nos autos do Processo Judicial nº 0028882-30.2016.4.01.3400 da 2ª Vara Federal, a Aneel, através do Despacho nº 2.634/2016, homologou, relativamente ao processo tarifário de 2016, novas tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSD para os associados da Abrace, com vigência a partir de 29.06.2016, e enquanto perdurarem os efeitos da antecipação de tutela. Além dos associados da Abrace e Anace, outras empresas também obtiveram decisões liminares favoráveis, com publicação de novas tarifas.

A partir de então, estas tarifas vem sendo publicadas nas Resoluções Homologatórias dos processos tarifários da Copel DIS. Em junho de 2017, com a publicação da Resolução Homologatória nº 2.255, art. 14, foram homologadas as componentes tarifárias em R\$/MWh da Tarifa de Energia - TE, aplicadas aos clientes enquadrados nas liminares nºs 0069262-32.2015.4.01.3400, da Anace, e 0028996-66.2016.4.01.3400, do Sindicato Nacional da Indústria do Cimento - SNIC. Em 18.12.2017, a Aneel também homologou, através do Despacho nº 4.256, tarifas diferenciadas para as unidades consumidoras beneficiadas pela liminar nº 5007958-97.2015.4.04.7009.

Em junho de 2018, com a publicação da Resolução Homologatória nº 2.402, art. 13, foram homologadas novas tarifas para os beneficiados pelas referidas liminares, que, atualmente, somam sete unidades consumidoras. A Copel DIS vem procedendo à dedução do pagamento da quota da CDE dos valores não faturados decorrentes dessas liminares, não impactando o resultado da distribuidora. Durante o ano de 2018, as diferenças entre a cobertura tarifária para a CDE e a quota efetivamente paga, até a competência de junho, representam o montante de R\$ 674 para a CDE - Energia.

32.3 Reajuste Tarifário Anual da Copel DIS

O reajuste tarifário anual, que ocorre entre as revisões tarifárias, é homologado pela Aneel com base em fórmula definida no contrato de concessão e nos normativos estabelecidos no Proret, que consideram para os custos não gerenciáveis (Parcela A) as variações incorridas no período e para os custos gerenciáveis (Parcela B), a variação do IPCA, ajustada pela aplicação do Fator X.

Em 2018, 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% 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	30.06.2018
Energia elétrica comprada para revenda (33.1)	(2.667.881)	-	-	-	(2.667.881)
Encargos de uso da rede elétrica	(624.279)	-	-	-	(624.279)
Pessoal e administradores (33.2)	(499.104)	(10.634)	(178.470)	-	(688.208)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 25.3)	(88.309)	(1.506)	(30.645)	-	(120.460)
Material	(30.700)	(176)	(5.909)	-	(36.785)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(18.336)	-	-	-	(18.336)
Gás natural e insumos para operação de gás	(159.436)	-	-	-	(159.436)
Serviços de terceiros (33.3)	(195.465)	(10.879)	(74.153)	-	(280.497)
Depreciação e amortização	(347.993)	(8)	(12.409)	(6.754)	(367.164)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	15.106	(43.684)	-	(187.107)	(215.685)
Custo de construção (33.5)	(478.821)	-	-	-	(478.821)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (33.6)	(86.849)	(10.622)	(68.733)	39.271	(126.933)
	(5.182.067)	(77.509)	(370.319)	(154.590)	(5.784.485)

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	1º.04.2018
					a 30.06.2018
Energia elétrica comprada para revenda (33.1)	(1.477.445)	-	-	-	(1.477.445)
Encargos de uso da rede elétrica	(309.807)	-	-	-	(309.807)
Pessoal e administradores (33.2)	(216.452)	(4.846)	(76.600)	-	(297.898)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 25.3)	(43.882)	(884)	(14.691)	-	(59.457)
Material	(14.824)	(36)	(2.914)	-	(17.774)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(9.643)	-	-	-	(9.643)
Gás natural e insumos para operação de gás	(82.015)	-	-	-	(82.015)
Serviços de terceiros (33.3)	(101.202)	(6.179)	(39.913)	-	(147.294)
Depreciação e amortização	(180.215)	(4)	(6.357)	(3.378)	(189.954)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	18.005	(16.854)	-	(100.795)	(99.644)
Custo de construção (33.5)	(268.850)	-	-	-	(268.850)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (33.6)	(35.541)	(5.865)	(31.476)	34.777	(38.105)
	(2.721.871)	(34.668)	(171.951)	(69.396)	(2.997.886)

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	30.06.2017
Energia elétrica comprada para revenda (33.1)	(2.414.979)	-	-	-	(2.414.979)
Encargos de uso da rede elétrica	(309.190)	-	-	-	(309.190)
Pessoal e administradores (33.2)	(459.458)	(8.700)	(157.082)	-	(625.240)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 25.3)	(87.459)	(1.170)	(28.525)	-	(117.154)
Material	(34.104)	(427)	(4.428)	-	(38.959)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(13.488)	-	-	-	(13.488)
Gás natural e insumos para operação de gás	(169.835)	-	-	-	(169.835)
Serviços de terceiros (33.3)	(182.610)	(8.854)	(59.122)	-	(250.586)
Depreciação e amortização	(342.033)	(7)	(18.402)	(6.752)	(367.194)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	(61.011)	(50.377)	-	(85.837)	(197.225)
Custo de construção (33.5)	(517.099)	-	-	-	(517.099)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (33.6)	(99.596)	(14.177)	(48.264)	(24.119)	(186.156)
	(4.690.862)	(83.712)	(315.823)	(116.708)	(5.207.105)

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	1º.04.2017 a 30.06.2017
Energia elétrica comprada para revenda (33.1)	(1.338.470)	-	-	-	(1.338.470)
Encargos de uso da rede elétrica	(140.179)	-	-	-	(140.179)
Pessoal e administradores (33.2)	(231.881)	(4.393)	(82.868)	-	(319.142)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 25.3)	(43.110)	(589)	(14.317)	-	(58.016)
Material	(17.002)	(154)	(2.432)	-	(19.588)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(8.427)	-	-	-	(8.427)
Gás natural e insumos para operação de gás	(87.496)	-	-	-	(87.496)
Serviços de terceiros (33.3)	(92.139)	(4.716)	(32.821)	-	(129.676)
Depreciação e amortização	(170.880)	(3)	(9.857)	(3.376)	(184.116)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	(31.154)	(25.704)	-	(41.668)	(98.526)
Custo de construção (33.5)	(242.370)	-	-	-	(242.370)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (33.6)	(43.715)	(7.246)	(21.810)	(607)	(73.378)
	(2.446.823)	(42.805)	(164.105)	(45.651)	(2.699.384)

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	30.06.2018
Pessoal e administradores (33.2)	(11.528)	-	(11.528)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 25.3)	(1.111)	-	(1.111)
Material	(278)	-	(278)
Serviços de terceiros	(9.068)	-	(9.068)
Depreciação e amortização	(48)	(561)	(609)
Perdas estimadas, provisões e reversões (33.4)	-	(3.005)	(3.005)
Outras receitas (despesas) operacionais (a)	(17.346)	25.499	8.153
	(39.379)	21.933	(17.446)

(a) Do saldo de R\$ 25.499 na coluna de Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas, R\$ 25.129 referem-se a reconhecimento de crédito tributário, conforme NE nº 34.1.

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	1º.04.2018 a 30.06.2018
Pessoal e administradores (33.2)	(3.353)	-	(3.353)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 25.3)	(542)	-	(542)
Material	(159)	-	(159)
Serviços de terceiros	(5.414)	-	(5.414)
Depreciação e amortização	(24)	(281)	(305)
Perdas estimadas, provisões e reversões (33.4)	-	(21.347)	(21.347)
Outras receitas (despesas) operacionais	(5.610)	(973)	(6.583)
	(15.102)	(22.601)	(37.703)

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	30.06.2017
Pessoal e administradores (33.2)	(19.123)	-	(19.123)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 25.3)	(1.880)	-	(1.880)
Material	(369)	-	(369)
Serviços de terceiros	(7.932)	-	(7.932)
Depreciação e amortização	(37)	(561)	(598)
Perdas estimadas, provisões e reversões (33.4)	-	(3.039)	(3.039)
Outras receitas (despesas) operacionais	(7.717)	13.088	5.371
	(37.058)	9.488	(27.570)

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	1º.04.2017 a 30.06.2017
Pessoal e administradores (33.2)	(11.715)	-	(11.715)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 25.3)	(1.027)	-	(1.027)
Material	(252)	-	(252)
Serviços de terceiros	(3.920)	-	(3.920)
Depreciação e amortização	(18)	(281)	(299)
Perdas estimadas, provisões e reversões (33.4)	-	(1.650)	(1.650)
Outras receitas (despesas) operacionais	(5.176)	13.066	7.890
	(22.108)	11.135	(10.973)

33.1 Energia elétrica comprada para revenda

Consolidado	30.06.2018	30.06.2017
Compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	1.207.642	1.423.513
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	644.087	482.400
Itaipu Binacional	596.512	555.036
Contratos bilaterais	339.082	19.721
Programa de incentivo a novas fontes de energia alternativa - Proinfa	113.768	108.824
Micro e mini geradores e recompra de clientes	2.898	875
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre energia elétrica comprada para revenda	(236.108)	(175.390)
	2.667.881	2.414.979

Consolidado	1º.04.2018	1º.04.2017
	a 30.06.2018	a 30.06.2017
Compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	579.268	703.033
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	453.378	356.554
Itaipu Binacional	325.065	290.441
Contratos bilaterais	182.277	10.573
Programa de incentivo a novas fontes de energia alternativa - Proinfa	56.826	54.486
Micro e mini geradores e recompra de clientes	1.470	472
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre energia elétrica comprada para revenda	(120.839)	(77.089)
	1.477.445	1.338.470

33.2 Pessoal e administradores

	Controladora		Consolidado	
	30.06.2018	30.06.2017	30.06.2018	30.06.2017
Pessoal				
Remunerações	2.743	7.931	357.744	366.646
Encargos sociais	964	2.834	128.063	132.539
Auxílio alimentação e educação	540	499	55.503	55.815
Participação nos lucros e/ou resultados (a)	389	309	42.785	37.340
Programa de desligamentos voluntários	4.399	2.450	90.985	19.222
	9.035	14.023	675.080	611.562
Administradores				
Honorários	1.905	4.021	10.250	10.885
Encargos sociais	541	1.028	2.756	2.621
Outros gastos	47	51	122	172
	2.493	5.100	13.128	13.678
	11.528	19.123	688.208	625.240

(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.

	Controladora		Consolidado	
	1º.04.2018	1º.04.2017	1º.04.2018	1º.04.2017
	a 30.06.2018	a 30.06.2017	a 30.06.2018	a 30.06.2017
Pessoal				
Remunerações	1.426	4.283	181.605	186.149
Encargos sociais	483	1.506	64.700	66.788
Auxílio alimentação e educação	271	261	27.594	27.948
Participação nos lucros e/ou resultados	167	155	18.369	18.260
Programa de desligamentos voluntários	(19)	2.450	(167)	12.030
	2.328	8.655	292.101	311.175
Administradores				
Honorários	744	2.415	4.432	6.348
Encargos sociais	264	628	1.312	1.557
Outros gastos	17	17	53	62
	1.025	3.060	5.797	7.967
	3.353	11.715	297.898	319.142

33.3 Serviços de terceiros

Consolidado	30.06.2018	30.06.2017
Manutenção do sistema elétrico	72.562	62.078
Comunicação, processamento e transmissão de dados	55.767	41.237
Manutenção de instalações	43.514	48.006
Leitura e entrega de faturas	20.960	25.222
Consultoria e auditoria	18.075	11.608
Atendimento a consumidor	16.688	12.928
Outros serviços	52.931	49.507
	280.497	250.586

Consolidado	1º.04.2018 a 30.06.2018	1º.04.2017 a 30.06.2017
Manutenção do sistema elétrico	38.123	30.482
Comunicação, processamento e transmissão de dados	30.691	20.247
Manutenção de instalações	21.490	23.941
Leitura e entrega de faturas	9.254	12.753
Consultoria e auditoria	6.291	5.644
Atendimento a consumidor	8.768	7.276
Outros serviços	32.677	29.333
	147.294	129.676

33.4 Perdas de créditos, provisões e reversões

	Controladora		Consolidado	
	30.06.2018	30.06.2017	30.06.2018	30.06.2017
Provisão para litígios	3.005	3.039	179.485	82.529
Reversão de perdas estimadas para redução ao valor recuperável de ativos				
Contas a receber vinculadas a indenização da concessão (NE nº 11.1)	-	-	(3.089)	(177)
Imobilizado (NE nº 19.9)	-	-	(12.017)	61.188
Perdas de créditos esperadas (Clientes e Outros créditos)	-	-	43.684	50.378
Perdas estimadas em créditos tributários	-	-	7.622	3.307
	3.005	3.039	215.685	197.225

	Controladora		Consolidado	
	1º.04.2018 a 30.06.2018	1º.04.2017 a 30.06.2017	1º.04.2018 a 30.06.2018	1º.04.2017 a 30.06.2017
Provisão para litígios	21.349	1.650	97.022	42.230
Reversão de perdas estimadas para redução ao valor recuperável de ativos				
Contas a receber vinculadas a indenização da concessão	-	-	(948)	-
Imobilizado	-	-	(17.057)	31.154
Perdas de créditos esperadas (Clientes e Outros créditos)	-	-	16.854	25.704
Perdas estimadas em créditos tributários	-	-	3.775	(562)
Provisão para passivo a descoberto em controladas	(2)	-	(2)	-
	21.347	1.650	99.644	98.526

33.5 Custo de construção

Consolidado	30.06.2018	30.06.2017
Material	218.145	181.927
Serviços de terceiros	195.355	232.817
Pessoal	59.499	73.194
Outros	5.822	29.161
	478.821	517.099

Consolidado	1º.04.2018 a 30.06.2018	1º.04.2017 a 30.06.2017
Material	133.800	77.096
Serviços de terceiros	104.420	123.970
Pessoal	27.492	35.535
Outros	3.138	5.769
	268.850	242.370

33.6 Outros custos e despesas operacionais, líquidos

Consolidado	30.06.2018	30.06.2017
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	54.762	54.817
Tributos	47.338	49.574
Perdas na desativação e alienação de bens	38.435	23.271
Arrendamentos e aluguéis (33.6.1)	18.769	18.592
Indenizações	17.202	23.103
Propaganda e publicidade	14.606	10.218
Outras receitas, custos e despesas, líquidos (a)	(64.179)	6.581
	126.933	186.156

(a) Neste saldo está contida a receita de R\$ 72.068 referente a ressarcimento junto à fornecedores de bens dos parques eólicos do Complexo Brisa.

Consolidado	1º.04.2018 a 30.06.2018	1º.04.2017 a 30.06.2017
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	21.757	20.531
Tributos	24.711	35.527
Perdas na desativação e alienação de bens	23.708	9.679
Arrendamentos e aluguéis (32.6.1)	9.552	10.102
Indenizações	7.062	11.665
Propaganda e publicidade	8.796	6.151
Outras receitas, custos e despesas, líquidos	(57.481)	(20.277)
	38.105	73.378

33.6.1 Arrendamentos e aluguéis

Consolidado	30.06.2018	30.06.2017
Imóveis	16.441	16.797
Outros	3.090	2.580
(-) Créditos de PIS e Cofins	(762)	(785)
	18.769	18.592

Consolidado	1º.04.2018 a 30.06.2018	1º.04.2017 a 30.06.2017
Imóveis	7.868	9.308
Outros	2.021	1.244
(-) Créditos de PIS e Cofins	(337)	(450)
	9.552	10.102

33.6.2 Compromissos de arrendamentos e aluguéis não canceláveis

Consolidado	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total 30.06.2018
Arrendamento dos terrenos dos parques eólicos	6.247	36.511	172.630	215.388

34 Resultado Financeiro

	Controladora		Consolidado	
	30.06.2018	30.06.2017	30.06.2018	30.06.2017
Receitas financeiras				
Juros e variação monetária sobre repasse CRC (NE nº 8.1)	125.991	56.557	125.991	56.557
Acréscimos moratórios sobre faturas	-	-	100.433	91.314
Reconhecimento de crédito tributário (34.1)	55.096	-	55.096	-
Renda de aplicações financeiras	10.666	1.908	52.488	59.280
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2)	-	-	17.066	21.016
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	4.295	8.748
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão	-	-	-	14.001
Outras receitas financeiras	7.969	14.040	105.009	47.900
	199.722	72.505	460.378	298.816
(-) Despesas financeiras				
Variação monetária, cambial e encargos da dívida	95.956	117.159	435.817	527.008
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 28.2)	-	-	55.120	32.883
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	25.487	8.348
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2)	-	-	20.799	6.882
Juros sobre P&D e PEE (NE nº 27.2)	-	-	12.201	19.516
Variação monetária sobre repasse CRC	-	46.831	-	46.831
Outras despesas financeiras	(1.900)	1.173	85.532	75.610
	94.056	165.163	634.956	717.078
Líquido	105.666	(92.658)	(174.578)	(418.262)

	Controladora		Consolidado	
	1º.04.2018 a 30.06.2018	1º.04.2017 a 30.06.2017	1º.04.2018 a 30.06.2018	1º.04.2017 a 30.06.2017
Receitas financeiras				
Juros e variação monetária sobre repasse CRC	82.586	24.360	82.586	24.360
Acréscimos moratórios sobre faturas	-	-	46.158	43.252
Renda de aplicações financeiras	4.535	1.297	28.068	21.069
Remuneração de ativos e passivos setoriais	-	-	8.119	9.507
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	733	-
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão	-	-	-	14.001
Outras receitas financeiras	4.210	4.986	89.319	23.040
	91.331	30.643	254.983	135.229
(-) Despesas financeiras				
Variação monetária, cambial e encargos da dívida	47.041	53.337	222.852	254.922
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão	-	-	33.595	14.522
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	23.423	8.348
Remuneração de ativos e passivos setoriais	-	-	10.036	6.882
Juros sobre P&D e PEE	-	-	6.094	8.924
Variação monetária sobre repasse CRC	-	41.052	-	41.052
Outras despesas financeiras	10	1.134	63.894	62.820
	47.051	95.523	359.894	397.470
Líquido	44.280	(64.880)	(104.911)	(262.241)

34.1 Reconhecimento de crédito tributário

Em 14.02.2018, a Receita Federal do Brasil reconheceu crédito tributário no valor atualizado de R\$ 80.226, 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 semestre de 2018, 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 nenhum cliente que seja responsável individualmente por mais de 10% da receita líquida total do primeiro semestre de 2018.

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						
30.06.2018								
ATIVO TOTAL	18.012.182	11.798.514	1.149.986	686.179	245.324	3.370.394	(782.579)	34.480.000
ATIVO CIRCULANTE	1.649.546	3.684.152	93.010	181.897	210.599	1.248.627	(995.036)	6.072.795
ATIVO NÃO CIRCULANTE	16.362.636	8.114.362	1.056.976	504.282	34.725	2.121.767	212.457	28.407.205
Realizável a Longo Prazo	4.199.017	2.318.147	71.686	470.592	32.031	1.932.739	(156.777)	8.867.435
Investimentos	2.477.842	1.345	-	-	2.454	148.490	-	2.630.131
Imobilizado	9.427.531	-	969.756	-	52	38.180	-	10.435.519
Intangível	258.246	5.794.870	15.534	33.690	188	2.358	369.234	6.474.120

ATIVO	Energia elétrica		TEL	GÁS	COM	HOL	Operações inter-segundo	Consolidado
	GET	DIS						
31.12.2017								
ATIVO TOTAL	17.110.518	11.529.588	1.054.741	632.910	208.369	3.211.162	(584.911)	33.162.377
ATIVO CIRCULANTE	1.461.512	3.609.663	102.002	151.966	187.966	1.035.545	(846.820)	5.701.834
ATIVO NÃO CIRCULANTE	15.649.006	7.919.925	952.739	480.944	20.403	2.175.617	261.909	27.460.543
Realizável a Longo Prazo	4.037.312	2.167.690	69.543	437.056	17.703	2.019.192	(140.870)	8.607.626
Investimentos	2.424.081	1.362	-	-	2.457	115.765	26.978	2.570.643
Imobilizado	8.924.508	-	866.489	-	57	38.396	-	9.829.450
Intangível	263.105	5.750.873	16.707	43.888	186	2.264	375.801	6.452.824

35.4 Demonstração do resultado por segmento reportável

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica			TEL	GÁS	COM	HOL	Operações inter-segundo	Consolidado
	GET		DIS						
	GER	TRA							
30.06.2018									
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	1.472.090	430.738	4.684.615	212.018	245.488	528.721	-	(619.159)	6.954.511
Receita operacional líquida com terceiros	1.052.681	287.980	4.665.345	174.296	245.488	528.721	-	-	6.954.511
Receita operacional líquida entre segmentos	419.409	142.758	19.270	37.722	-	-	-	(619.159)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(693.218)	(295.993)	(4.469.866)	(165.536)	(213.750)	(544.888)	(20.393)	619.159	(5.784.485)
Energia elétrica comprada para revenda	(93.550)	-	(2.458.394)	-	-	(535.415)	-	419.478	(2.667.881)
Encargos de uso da rede elétrica	(187.292)	-	(588.465)	-	-	-	-	151.478	(624.279)
Pessoal e administradores	(115.242)	(69.524)	(413.050)	(52.909)	(18.030)	(6.814)	(12.639)	-	(688.208)
Planos previdenciário e assistencial	(18.734)	(11.698)	(78.894)	(7.552)	(1.758)	(677)	(1.147)	-	(120.460)
Material	(5.398)	(2.266)	(27.437)	(821)	(556)	(20)	(287)	-	(36.785)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(18.336)	-	-	-	-	-	-	-	(18.336)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	(159.436)	-	-	-	(159.436)
Serviços de terceiros	(65.252)	(14.759)	(177.547)	(42.318)	(9.871)	(889)	(9.640)	39.779	(280.497)
Depreciação e amortização	(179.053)	(3.489)	(147.936)	(24.233)	(11.808)	(5)	(640)	-	(367.164)
Provisão/reversão para litígios	(23.816)	(15.280)	(128.723)	(8.666)	(13)	43	(3.030)	-	(179.485)
Perdas/reversão de perdas estimadas para redução ao valor recuperável de ativos	15.378	-	-	-	-	-	(272)	-	15.106
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	19.216	(21.083)	(42.055)	(4.493)	(2.891)	-	-	-	(51.306)
Custo de construção	-	(149.416)	(323.437)	-	(5.968)	-	-	-	(478.821)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(21.139)	(8.478)	(83.928)	(24.544)	(3.419)	(1.111)	7.262	8.424	(126.933)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	4.900	58.779	-	-	-	(3)	208	-	63.884
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	783.772	193.524	214.749	46.482	31.738	(16.170)	(20.185)	-	1.233.910
Receitas financeiras	83.169	7.202	151.667	8.503	19.429	3.639	201.461	(14.692)	460.378
Despesas financeiras	(281.944)	(58.614)	(173.619)	(21.534)	(19.504)	(76)	(94.357)	14.692	(634.956)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	584.997	142.112	192.797	33.451	31.663	(12.607)	86.919	-	1.059.332
Imposto de renda e contribuição social	(227.957)	(28.013)	(68.150)	(10.863)	(6.172)	4.333	(30.327)	-	(367.149)
LUCRO (PREJUÍZO) DO PERÍODO	357.040	114.099	124.647	22.588	25.491	(8.274)	56.592	-	692.183

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica			TEL	GÁS	HOL	Operações intersegmento	Consolidado
	GET		DIS					
	GER	TRA						
30.06.2017								
RECITA OPERACIONAL LÍQUIDA	1.567.269	499.709	4.165.015	180.815	249.709	63.828	(256.105)	6.470.240
Receita operacional líquida com terceiros	1.408.108	456.157	4.148.771	143.667	249.709	63.828	-	6.470.240
Receita operacional líquida entre segmentos	159.161	43.552	16.244	37.148	-	-	(256.105)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(716.797)	(299.833)	(3.980.149)	(131.462)	(217.748)	(117.221)	256.105	(5.207.105)
Energia elétrica comprada para revenda	(29.414)	-	(2.480.485)	-	-	(65.542)	160.462	(2.414.979)
Encargos de uso da rede elétrica	(172.358)	-	(188.329)	-	-	-	51.497	(309.190)
Pessoal e administradores	(89.675)	(54.644)	(379.829)	(50.328)	(15.784)	(34.980)	-	(625.240)
Planos previdenciário e assistencial	(17.567)	(11.051)	(76.221)	(7.344)	(1.467)	(3.504)	-	(117.154)
Material	(5.929)	(2.317)	(27.873)	(1.172)	(1.185)	(483)	-	(38.959)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(13.488)	-	-	-	-	-	-	(13.488)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	(169.835)	-	-	(169.835)
Serviços de terceiros	(55.464)	(11.027)	(170.214)	(30.385)	(11.730)	(10.205)	38.439	(250.586)
Depreciação e amortização	(187.669)	(2.359)	(143.243)	(18.998)	(14.296)	(629)	-	(367.194)
Provisão/reversão para litígios e perdas em créditos tributários	5.790	(20.488)	(65.641)	(3.056)	774	(3.215)	-	(85.836)
Perdas estimadas para redução ao valor recuperável de ativos	(56.402)	-	-	-	-	(4.609)	-	(61.011)
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	780	406	(47.430)	(3.020)	(1.114)	-	-	(50.378)
Custo de construção	-	(191.145)	(318.030)	-	(7.924)	-	-	(517.099)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(95.401)	(7.208)	(82.854)	(17.159)	4.813	5.946	5.707	(186.156)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	-	73.789	-	-	-	9.209	-	82.998
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO								
FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	850.472	273.665	184.866	49.353	31.961	(44.184)	-	1.346.133
Receitas financeiras	48.728	6.315	153.175	4.539	10.516	81.169	(5.626)	298.816
Despesas financeiras	(295.446)	(63.748)	(176.845)	(13.411)	(7.675)	(165.579)	5.626	(717.078)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	603.754	216.232	161.196	40.481	34.802	(128.594)	-	927.871
Imposto de renda e contribuição social	(242.882)	(48.164)	(81.961)	(13.315)	(11.786)	38.488	-	(359.620)
LUCRO (PREJUÍZO) DO PERÍODO	360.872	168.068	79.235	27.166	23.016	(90.106)	-	568.251

35.5 Adições no ativo não circulante por segmento reportável

30.06.2018	Energia elétrica		TEL	GÁS	COM	HOL	Consolidado
	GET	DIS					
Imobilizado							
Adições	661.485	-	128.490	-	-	85	790.060
Intangível							
Adições	5.071	293.738	551	6.263	2	114	305.739

30.06.2017	Energia elétrica		TEL	GÁS	COM	HOL	Consolidado
	GET	DIS					
Imobilizado							
Adições	399.885	-	101.940	-	-	293	502.118
Intangível							
Adições	1.753	336.793	1.104	7.576	253	851	348.330

36 Gerenciamento de Riscos e Instrumentos Financeiros

36.1 Categorias e apuração do valor justo dos instrumentos financeiros

Consolidado	NE nº	Nível	30.06.2018		31.12.2017	
			Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
Ativos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Caixa e equivalentes de caixa (a)	5	1	1.704.148	1.704.148	1.040.075	1.040.075
Títulos e valores mobiliários (b)	6	1	43.253	43.253	687	687
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2	190.618	190.618	218.976	218.976
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (c)	10.1 e 10.5	3	1.035.675	1.035.675	987.874	987.874
Contas a receber vinculadas à concessão de transmissão (c)	10.3	1	103.435	103.435	99.969	99.969
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão (d)	11	3	72.893	72.893	68.859	68.859
Outros investimentos temporários (e)	16	1	8.668	8.668	8.958	8.958
Outros investimentos temporários (e)	16	2	10.234	10.234	9.769	9.769
			3.168.924	3.168.924	2.435.167	2.435.167
Custo amortizado						
Cauções e depósitos vinculados (a)		1	42.200	42.200	59.372	59.372
Caução STN (f)	23.1	2	87.046	65.211	75.665	57.188
Clientes (a)	7	1	2.827.255	2.827.255	2.994.322	2.994.322
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná (g)	8	2	1.512.294	1.574.250	1.516.362	1.620.212
Ativos financeiros setoriais (a)	9	1	635.019	635.019	343.218	343.218
Contas a receber vinculadas à concessão de transmissão (c)	10.3	1	1.562.631	1.562.631	1.397.430	1.397.430
Contas a receber vinculadas à concessão - RBSE (c)	10.4	1	1.386.536	1.386.536	1.418.370	1.418.370
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (h)	10.2	2	621.662	710.973	606.479	694.463
Estado do Paraná - Programas do Governo (a)	15.1	1	14.668	14.668	130.417	130.417
			8.689.311	8.818.743	8.541.635	8.714.992
Total dos ativos financeiros			11.858.235	11.987.667	10.976.802	11.150.159
Passivos Financeiros						
Custo amortizado						
Passivos financeiros setoriais (a)	9	1	93.583	93.583	283.519	283.519
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil (f)	13.3	2	118.540	115.126	148.845	142.702
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert (f)	13.3	2	526.292	437.680	533.671	431.036
Fornecedores (a)	22	1	1.723.298	1.723.298	1.727.046	1.727.046
Empréstimos e financiamentos (f)	23	2	4.162.934	4.005.207	3.759.505	3.569.856
Debêntures (i)	24	1	6.021.645	6.021.645	6.070.978	6.070.978
Contas a pagar vinculadas à concessão (j)	28	3	577.795	664.915	554.954	645.904
Total dos passivos financeiros			13.224.087	13.061.454	13.078.518	12.871.041

Os três 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 4.1.1 destas informações trimestrais.
- Os ativos de geração têm valores justos similares aos valores contábeis, conforme NE nº 11 destas informações trimestrais.

- e) Calculado conforme cotações de preço publicadas em mercado ativo, para os ativos classificados como nível 1, e apurado por meio de modelo de avaliação comparativa para os ativos classificados como nível 2.
- f) Utilizado como premissa básica o custo da última captação realizada pela Companhia, 120,0% do CDI, para desconto do fluxo de pagamentos esperado.
- g) 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 5,34% a.a. mais IPCA.
- h) 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%).
- i) Calculado conforme cotação do Preço Unitário - PU em 29.06.2018, obtido junto à Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiros e de Capitais - Anbima, líquido do custo financeiro a amortizar.
- j) Utilizada a taxa de desconto real e líquida, de 8,11% 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	30.06.2018	31.12.2017
Caixa e equivalentes de caixa (a)	1.704.148	1.040.075
Títulos e valores mobiliários (a)	233.871	219.663
Cauções e depósitos vinculados (a)	129.246	135.037
Clientes (b)	2.827.255	2.994.322
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná (c)	1.512.294	1.516.362
Ativos financeiros setoriais (d)	635.019	343.218
Contas a receber vinculadas à concessão (e)	4.088.277	3.903.643
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (f)	621.662	606.479
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão (g)	72.893	68.859
Estado do Paraná - Programas do Governo (h)	14.668	130.417
Outros investimentos temporários (i)	18.902	18.727
	11.858.235	10.976.802

- 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 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 oriundos de dividendos.
- d)** A Administração considera bastante 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 bastante reduzido o risco desse crédito, visto que os contratos firmados asseguram o direito incondicional de receber caixa durante a concessão a ser pago pelos usuários delegados pelo Poder Concedente, relativamente aos investimentos efetuados em infraestrutura e que não forem recuperados por meio da tarifa até o vencimento da concessão, especificamente a atividade de transmissão, tendo em vista que a RAP é receita garantida, portanto sem risco de demanda.

Para os investimentos efetuados em infraestrutura que não forem recuperados por meio da tarifa até o vencimento da concessão, os contratos firmados asseguram o direito de receber caixa ao final da concessão, a ser pago pelo Poder Concedente.

Para o valor relativo aos ativos RBSE existentes em 31.05.2000, a Aneel publicou a Resolução Normativa nº 589/2013, que trata da definição de critérios para cálculo do Valor Novo de Reposição - VNR. Tendo em vista que em 20.04.2016, por meio da Portaria MME nº 120, o Poder Concedente definiu a forma e o prazo de recebimento desse ativo regulamentado pela Resolução Normativa Aneel nº 762/2017, a Administração considera como reduzido o risco de crédito, mesmo observadas as liminares que reduziram provisoriamente a RAP a ser recebida, no tocante ao custo de capital próprio apurado dos ativos RBSE de janeiro de 2013 a junho de 2017, conforme descrito na NE nº 10.4.

- f)** A Administração considera bastante 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 garantida 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. Apesar do Poder Concedente ainda não ter divulgado a forma do pagamento da remuneração dos ativos e de existirem incertezas quanto a homologação dos investimentos realizados, a expectativa da Administração sobre a indenização destes ativos indica a recuperabilidade dos saldos registrados.
- h)** A Administração considera bastante reduzido o risco desse crédito, por se tratar de programas específicos junto ao Governo do Estado.

- i) Risco decorrente da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas resultantes da volatilidade do mercado de ações. Esse tipo de risco envolve fatores externos e vem sendo administrado através de acompanhamento periódico das variações ocorridas no mercado.

36.2.2 Risco de liquidez

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

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

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

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

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

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

A tabela a seguir demonstra valores esperados de liquidação, não descontados, em cada faixa de tempo. As projeções foram efetuadas com base em indicadores financeiros vinculados aos respectivos instrumentos financeiros, previstos nas medianas das expectativas de mercado do Relatório Focus, do Banco Central do Brasil - Bacen, que fornece a expectativa média de analistas de mercado para tais indicadores para o ano corrente e para o ano seguinte. A partir de 2021, repetem-se os indicadores de 2020 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	Passivo Total
30.06.2018							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 23	736.932	122.292	1.153.548	1.810.373	1.276.301	5.099.446
Debêntures	NE nº 24	632.183	18.704	1.857.724	4.397.711	429.457	7.335.779
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	5.480	10.809	52.377	308.063	1.431.227	1.807.956
Fornecedores	-	1.268.750	227.864	176.169	50.515	-	1.723.298
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	Selic	5.666	11.399	52.393	54.357	-	123.815
Pert	Selic	3.805	7.666	35.437	219.395	476.343	742.646
Passivos Financeiros Setoriais	Selic	-	-	-	103.652	-	103.652
		2.652.816	398.734	3.327.648	6.944.066	3.613.328	16.936.592

(a) Taxa de juros efetiva - média ponderada.

Conforme divulgado nas NEs nºs 23.5 e 24.3, 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 30.06.2018, a Copel apresentou um capital circulante líquido negativo de R\$ 234.160 no balanço da Controladora e de R\$ 1.651.710 no balanço consolidado. 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.

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 30.06.2018 e, para o cenário provável, considerou-se os saldos com a variação da taxa de câmbio - fim de período (R\$/US\$ 3,70) prevista na mediana das expectativas de mercado para 2018 do Relatório Focus do Bacen de 27.07.2018. 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.2018		
		30.06.2018	Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ativos financeiros					
Caução STN (garantia de empréstimo STN)	Baixa do dólar	87.046	(3.517)	(24.399)	(45.282)
		87.046	(3.517)	(24.399)	(45.282)
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos - STN	Alta do dólar	(104.157)	4.209	(20.778)	(45.766)
Fornecedores					
Eletrobras (Itaipu)	Alta do dólar	(258.257)	10.435	(51.520)	(113.476)
Aquisição de gás	Alta do dólar	(58.069)	2.346	(11.584)	(25.515)
		(420.483)	16.990	(83.882)	(184.757)

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 nocional dos instrumentos financeiros em aberto em 30.06.2018, 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 não celebrou contratos de derivativos para cobrir este risco, mas vem monitorando continuamente as taxas de juros e indexadores de mercado, a fim de observar eventual necessidade de contratação.

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

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

Para o cenário base, foram considerados os saldos existentes nas respectivas contas em 30.06.2018 e para o cenário provável considerou-se os saldos com a variação dos indicadores: CDI/Selic - 6,50%, IPCA - 4,11%, IGP-DI - 7,69%, IGP-M - 7,67% e TJLP - 6,00%, previstos na mediana das expectativas de mercado para 2018 do Relatório Focus do Bacen de 27.07.2018, 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.2018		
		30.06.2018	Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ativos financeiros					
Títulos e valores mobiliários	Baixa CDI/Selic	233.871	7.480	5.638	3.770
Cauções e depósitos vinculados	Baixa CDI/Selic	42.200	1.350	1.017	680
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	Baixa IGP-DI	1.512.294	57.071	42.999	28.800
Ativos financeiros setoriais	Baixa Selic	635.019	20.313	15.294	10.237
Contas a receber vinculadas à concessão	Baixa IPCA	4.709.939	95.815	72.041	48.149
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão	Indefinido (a)	72.893	-	-	-
Estado do Paraná - Programas do Governo	Sem Risco	14.668	-	-	-
		7.220.884	182.029	136.989	91.636
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos					
Banco do Brasil	Alta CDI	(979.295)	(31.326)	(39.007)	(46.630)
BNDES	Alta TJLP	(1.483.019)	(43.843)	(54.608)	(65.298)
BNDES	Alta IPCA	(11.342)	(231)	(288)	(344)
Notas promissórias	Alta CDI	(1.154.210)	(36.921)	(45.974)	(54.959)
Banco do Brasil - Repasse de recursos do BNDES	Alta TJLP	(112.840)	(3.336)	(4.155)	(4.968)
Caixa Econômica Federal	Alta TJLP	(496)	(15)	(18)	(22)
Outros	Sem Risco	(317.575)	-	-	-
Debêntures	Alta CDI/Selic	(5.315.186)	(170.024)	(211.713)	(253.090)
Debêntures	Alta IPCA	(553.889)	(11.268)	(14.050)	(16.818)
Debêntures	Alta TJLP	(152.570)	(4.510)	(5.618)	(6.718)
Fornecedores - repactuação de gás	Alta IGP-M	(70.226)	(2.643)	(3.289)	(3.930)
Passivos financeiros setoriais	Alta Selic	(93.583)	(2.994)	(3.728)	(4.456)
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	Alta Selic	(118.540)	(3.792)	(4.722)	(5.644)
Pert	Alta Selic	(526.292)	(16.835)	(20.963)	(25.060)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IGP-M	(530.273)	(19.960)	(24.838)	(29.674)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IPCA	(47.522)	(967)	(1.205)	(1.443)
		(11.466.858)	(348.665)	(434.176)	(519.054)

(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 30.06.2018, 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 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.

A crise econômica pela qual o país está passando teve um reflexo significativo no consumo de energia elétrica, praticamente estagnando o seu crescimento nos últimos 4 anos, sendo tal estagnação determinante para evitar maior dificuldade no atendimento pleno do mercado.

Em relação ao curto prazo, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE informou que o risco de qualquer déficit de energia está dentro da margem de segurança. 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 empresa 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 afluições 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 Copel.

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 e PCH Cavernoso II.

Para o segmento de distribuição, os efeitos do GSF são percebidos nos custos dos contratos por disponibilidade, bem como nos custos associados às cotas de Itaipu, de Angra e das usinas cujas concessões foram renovadas de acordo com a Lei 12.783/2013. 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. Segundo esta lei, a prorrogação é facultada à aceitação expressa das condições daquela lei, tais como: (i) receitas de distribuição e transmissão fixadas conforme critérios estabelecidos pela Aneel; (ii) submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela Aneel; (iii) alteração da remuneração de preço para tarifa calculada pela Aneel para cada usina hidrelétrica; e (iv) alocação de cotas de garantia física de energia e de potência da usina hidrelétrica às concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição.

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. O Decreto nº 9.187, de 1º.11.2017, regulamenta a prorrogação das concessões de geração de energia termelétrica de que trata a Lei nº 12.783.

O atual regramento regulatório define que 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.

Também ficou definido que, se a concessionária optar pela prorrogação da concessão, 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.

A Copel GeT protocolou, em 24.03.2017, na Aneel, sua intenção em prorrogar a outorga da concessão de geração da UTE Figueira, ressaltando, porém, que firmará os necessários contratos e/ou aditivos somente após conhecer e aceitar os termos contratuais e as regras que orientarão todo processo relacionado à prorrogação da outorga. Para as demais usinas da Copel GeT, cujas concessões vencem no prazo de dez anos, as datas limite para que a Companhia se manifeste pela prorrogação ou não das concessões de geração estão registradas a seguir:

Usina	Data limite para manifestação
UHE Governador Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia)	17.09.2018
UHE Apucarantina	12.10.2020
UHE Chaminé	16.08.2021
UHE Guaricana	16.08.2021

Essas cinco usinas representam uma Garantia Física de 620,69 MW médios.

A Companhia procederá análises para a tomada de decisão pela prorrogação ou não das concessões das usinas, frente às condições impostas pelo Poder Concedente, visando a preservação de seus níveis de rentabilidade.

No caso de não antecipação da prorrogação, o Poder Concedente licitará as concessões na modalidade leilão ou concorrência, considerando no julgamento da licitação o menor valor de tarifa e a maior oferta de pagamento da bonificação pela outorga.

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 dos limites, ao final dos primeiros 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 das metas 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). 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 as metas definidas para a Copel DIS nos primeiros cinco anos da renovação:

Ano	Gestão Econômico-Financeira	Qualidade (limite estabelecido) (a)		Qualidade (realizado)	
		DECI (b)	FECI (b)	DECI	FECI
2016		13,61	9,24	10,80	7,14
2017	LAJIDA \geq 0 (c)	12,54	8,74	10,41	6,79
2018	LAJIDA (-) QRR \geq 0 (d)	11,23	8,24	-	-
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) Os indicadores DECI e FECI são calculados pela Aneel e os dados realizados ainda não foram divulgados oficialmente para o ano de 2017.

(d) QRR: Quota de Reintegração Regulatória ou Despesa de Depreciação Regulatória. Será o valor definido na última Revisão Tarifária Periódica - RTP, acrescido do IGP-M 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, através de leilões do ACR

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.

Nos últimos anos, 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. Entre os anos de 2015 e 2017, podemos destacar:

- Resolução Normativa nº 706/2016, que regulamentou o reconhecimento da sobrecontratação involuntária decorrente da realocação de cotas de garantia física das usinas renovadas de acordo com a Lei nº 12.783/2013;
- Resoluções Normativas nºs 693/2015 e 727/2016 que regulamentaram o MCSD-EN, voltados aos contratos provenientes de novos empreendimentos de geração, através do qual permitiu-se a realocação de energia entre distribuidoras e geradores;
- Resolução Normativa nº 711/2016 que estabeleceu de critérios e condições para a realização de acordos bilaterais entre distribuidoras e geradores, nas modalidades de redução temporária, total ou parcial da energia contratada, redução permanente, porém parcial do contrato, ou ainda a rescisão contratual; e
- Decreto nº 9.143/2017 que, dentre outras medidas, alterou o Decreto nº 5.163/2004, reconhecendo: i) a involuntariedade das exposições contratuais decorrentes da migração de consumidores especiais ao mercado livre, desde que observada pela Aneel a avaliação do máximo esforço pelas distribuidoras; e ii) o direito a redução contratual de leilões de energia existente, dos montantes relativos à migração de consumidores especiais ao mercado livre. Os contratos elegíveis são aqueles decorrentes dos leilões de energia existente realizados após junho de 2016, conforme Resolução Normativa nº 726/2016

Ainda em 2017, foi instaurada pela Aneel a Audiência Pública nº 70/2017, com objetivo de obter subsídios para a regulamentação do mecanismo de venda de excedentes contratuais, por parte das distribuidoras ao mercado livre, de que trata a Lei nº 13.360/2016, especificamente a consumidores livres, comercializadoras, geradores e autoprodutores. As discussões seguirão ao longo de 2018, mas desde já há expectativa de que o mecanismo possa figurar como importante instrumento de gestão da contratação pelas distribuidoras.

Em relação a contratação da Copel DIS para 2018, preliminarmente os indicadores apontavam para um cenário de sobrecontratação, sendo necessárias ações mitigadoras. Foram utilizadas todas as ferramentas disponíveis para o gerenciamento da contratação, buscando desta forma atender à exigência de empenhar o máximo esforço para adequar seu nível de contratação aos limites regulatórios. Neste contexto, a distribuidora:

- a) declarou suas sobras, nos MCSDs de Energia Nova e Trocas Livres, relacionadas aos montantes de energia excedentes de cotas de garantia física e descontratada por consumidores especiais;
- b) procedeu à devolução integral, no MCSD 4%, referentes às variações de mercado de até 4% dos montantes contratados de energia existente;
- c) procedeu à devolução integral, no MCSD mensal, dos montantes de energia descontratada por consumidores potencialmente livres; e
- d) estabeleceu tratativas com geradores para a redução de contratos, celebrando acordos bilaterais nos termos da Resolução Normativa nº 711/2016.

De acordo com os dados mais atualizados de mercado, a Copel DIS projeta encerrar 2018 dentro dos limites regulatórios de contratação de 100% a 105%, sem prejuízo a constante vigilância dos indicadores ao longo do ano, sobretudo em relação a adoção de eventuais ações mitigadoras.

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. Em caso de não renovação desse contrato, atualmente centralizado na Petrobras, os consumidores diretos ou as distribuidoras estaduais deverão negociar diretamente com a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil -TBG.

Por outro lado, o volume de gás natural produzido no pré-sal tem aumentado. A produção líquida brasileira atual é de 67 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). Atualmente a Petrobras possui três estações de regaseificação, com capacidade total de 41 milhões m³/dia.

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.

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.

36.3 Gerenciamento de capital

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

A Companhia monitora o capital usando um índice representado pela dívida líquida consolidada ajustada, dividido pelo Lucro Antes dos Juros, Imposto de Renda, Depreciação e Amortização - Lajida (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization - Ebitda*) consolidado ajustado dos últimos doze meses. 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	
	30.06.2018	31.12.2017	30.06.2018	31.12.2017
Empréstimos e financiamentos	891.863	986.112	4.162.934	3.759.505
Debêntures	1.515.422	1.215.481	6.021.645	6.070.978
(-) Caixa e equivalentes de caixa	134.309	56.833	1.704.148	1.040.075
(-) Títulos e valores mobiliários (circulante)	92	90	1.381	1.341
Dívida líquida	2.272.884	2.144.670	8.479.050	8.789.067
Patrimônio líquido	15.871.151	15.207.842	16.180.850	15.510.503
Endividamento em relação ao patrimônio líquido	0,14	0,14	0,52	0,57

37 Transações com Partes Relacionadas

Consolidado Parte Relacionada / Natureza da operação	Ativo		Passivo		Receita		Custo / Despesa	
	30.06.2018	31.12.2017	30.06.2018	31.12.2017	30.06.2018	30.06.2017	30.06.2018	30.06.2017
Controlador								
Estado do Paraná - dividendos	-	-	85.710	85.710	-	-	-	-
Repasso CRC (NE nº 8)	1.512.294	1.516.362	-	-	125.991	9.726	-	-
Programa Luz Fraterna (a)	8.325	168.405	-	-	-	-	-	-
Obras da Copa do Mundo de 2014 (NE nº 15.1.2)	14.266	14.266	-	-	-	-	-	-
Programa Morar Bem Paraná (NE nº 15.1.3)	402	261	-	-	-	-	-	-
Empregados cedidos (b)	444	56	-	-	-	-	-	-
Serviços de telecomunicações (c)	20.739	28.750	-	-	20.393	19.814	-	-
Sistema Meteorológico do Paraná - Simepar (d)	-	-	171	-	-	-	(517)	(939)
Entidades com influência significativa								
BNDES e BNDESPAR - dividendos (e)	-	-	59.366	59.366	-	-	-	-
Financiamentos (NE nº 23)	-	-	1.541.383	1.576.660	-	-	(62.628)	(72.001)
Debêntures - Compagás (NE nº 24)	-	-	30.197	42.675	-	-	(1.583)	(2.918)
Debêntures - eólicas (f)	-	-	275.416	281.448	-	-	(15.603)	(15.554)
Entidade controlada pelo Estado do Paraná								
Sanepar (c) (g)	25	24	291	-	2.041	1.795	(2.557)	(824)
Dividendos	-	12.095	-	-	-	-	-	-
Empreendimentos controlados em conjunto								
Voltaia São Miguel do Gostoso (NE nº 15.4)								
Dividendos	1.032	1.032	-	-	-	-	-	-
Costa Oeste Transmissora de Energia (h) (i) (j) (n)	104	206	60	59	441	452	(465)	(1.131)
Marumbi Transmissora de Energia (h) (j) (n)	339	500	40	37	1.862	1.712	(148)	(459)
Caiuá Transmissora de Energia (h) (i) (j)	327	320	273	271	1.935	1.883	(1.848)	(8.299)
Dividendos	1.991	1.991	-	-	-	-	-	-
Integração Maranhense Transmissora (h) (j)								
Dividendos	4.012	4.012	-	-	-	-	(295)	(876)
Matrinchã Transmissora de Energia (h) (j)								
Dividendos	36.840	36.840	-	-	-	-	(1.667)	(3.929)
Transmissora Sul Brasileira (h) (j)								
Dividendos	-	-	78	72	-	-	(514)	(1.562)
Guaraciaba Transmissora de Energia (h) (j)								
Dividendos	11.541	11.541	-	-	-	-	(702)	(1.980)
Paranaíba Transmissora de Energia (h)								
Dividendos	7.093	7.093	-	-	-	-	(1.112)	(514)
Cantareira Transmissora de Energia (h)								
Dividendos	2.146	2.146	-	-	-	-	(614)	-
Mata de Santa Genebra Transmissão (h)								
Dividendos	279	78	-	-	872	1.720	-	-
	3.264	3.264	-	-	-	-	-	-
Coligadas								
Dona Francisca Energética S.A. (k)								
Dividendos	-	-	1.389	1.436	-	-	(8.384)	(8.384)
Foz do Chopim Energética Ltda. (c) (h)								
Dividendos	166	163	-	-	1.294	1.312	-	-
Sercomtel S.A. Telecomunicações (c) (l)								
Dividendos	2.675	3.778	-	-	3.994	4.164	(2)	-
Pessoal chave da administração								
Honorários e encargos sociais (NE nº 33.2)	-	-	-	-	-	-	(13.128)	(13.678)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 25.3)	-	-	-	-	-	-	(711)	(743)
Outras partes relacionadas								
Fundação Copel (c)								
Aluguel de imóveis administrativos	33	38	-	-	156	158	-	-
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 25.3)	-	-	304	349	-	-	(8.598)	(9.445)
Lactec (m)								
Dividendos	-	-	887.549	866.103	-	-	-	-
	-	-	2.675	1.762	-	-	(8.881)	(8.890)

- 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 30.06.2018, totalizam R\$ 155.282. Ressaltamos que apesar das tratativas mantidas pela Administração, buscando o equacionamento desta dívida, ainda persistem incertezas quanto à realização deste ativo e portanto, face a tal condição, este valor não foi contabilizado, em atendimento ao que dispõem as normas contábeis vigentes. Considerando o tratamento tributário a ser aplicado, conforme determina a Receita Federal do Brasil na Instrução Normativa nº 1.753/2017, a Companhia efetuou a tributação sobre essa receita.

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

- 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, no valor de R\$ 911 em 30.06.2018 (R\$ 1.193, em 31.12.2017).
- 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 mantém contratos com a Copel, com vigência até 22.02.2019, 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 tem influência significativa sobre a Copel (NE nº 31.1).
- 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 24).
- 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.
- i)** A Copel DIS mantém com as empresas Costa Oeste Transmissora de Energia e Caiuá Transmissora de Energia Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT, 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, com vencimento em 28.12.2018.
- 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 e com a Copel DIS, submetidos a controle prévio ou a posteriori, com anuência da Aneel. Os saldos do ativo referem-se a P&D e PEE, contabilizados no Circulante, na conta Serviços em curso, na qual devem permanecer até a conclusão do projeto, conforme determinação da Aneel.
- n) Contrato de compartilhamento de gastos com pessoal firmado com a Copel e suas subsidiárias.

Os valores decorrentes das atividades operacionais da Copel DIS com as partes relacionadas são faturados de acordo com as tarifas homologadas pela Aneel.

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 23 e 24.

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\$ 3.633 e efetuados pela Copel Energia, no total de R\$ 79.358.

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 30.06.2018	% participação	Valor aval/fiança
(1) Caiuá Transmissora	Financiamento	23.12.2013	15.02.2029	84.600	68.112	49,0	33.375
(2) Guaraciaba Transmissora	Financiamento	28.09.2016	15.01.2031	440.000	406.523	49,0	199.196
(3) Integração Maranhense	Financiamento	30.12.2013	15.02.2029	142.150	110.768	49,0	54.276
(4) Mata de Santa Genebra	Financiamento	30.11.2017	15.07.2033	1.018.500	842.443	50,1	422.064
(5) Matrinchá Transmissora	Financiamento	27.12.2013	15.05.2029	691.440	542.747	49,0	265.946
(6) Matrinchá Transmissora	Debêntures	15.05.2016	15.06.2029	180.000	205.462	49,0	100.676
(7) Paranaíba Transmissora	Financiamento	21.10.2015	15.10.2030	606.241	571.066	24,5	139.911
(8) Paranaíba Transmissora	Debêntures	15.01.2017	15.03.2028	120.000	109.430	24,5	26.810
(9) Voltalia São Miguel do Gostoso Part. S.A. (a)	Debêntures	15.01.2016	15.12.2028	57.000	48.932	49,0	23.977
(10) Usina de Energia Eólica Carnaúba S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	74.000	62.186	49,0	30.471
(11) Usina de Energia Eólica Reduto S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	70.000	58.249	49,0	28.542
(12) Usina de Energia Eólica Santo Cristo S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	74.000	61.117	49,0	29.947
(13) Usina de Energia Eólica São João S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	68.000	56.752	49,0	27.808
(14) Cantareira Transmissora de Energia	Financiamento	28.12.2016	15.09.2032	426.834	462.776	49,0	226.760
(15) Cantareira Transmissora de Energia	Debêntures	09.01.2018	15.08.2032	100.000	104.544	49,0	51.227
							1.660.986

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

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	31.03.2019	90.000	49,0	44.100
Guaraciaba Transmissora	30.04.2019	47.000	49,0	23.030
Paranaíba Transmissora (a)	26.07.2018	48.000	24,5	11.760
Mata de Santa Genebra	14.02.2019	78.300	50,1	39.228
Cantareira Transmissora	30.11.2018	31.200	49,0	15.288
				133.406

(a) Emissão de nova apólice sem aval dos acionistas.

38 Compromissos

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

Consolidado	30.06.2018
Contratos de compra e transporte de energia	146.322.725
Aquisição de ativo imobilizado	
Construção de linhas de transmissão e subestações	325.435
Construção da usina UHE Colíder	32.919
Construção da usina UHE Baixo Iguaçu	217.641
Construção das usinas do empreendimento eólico Cutia	300.610
Obras de telecomunicações	148.351
Aquisição de ativo intangível	315.890
Obrigações de compra de gás	48.024

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	24.08.2018	2.172.442
Riscos Operacionais - UHE Governador Jayme Canet Junior	23.11.2018	799.290
Riscos Operacionais - UEG Araucária (a)	30.11.2019	845.392
Riscos Operacionais - Brisa Potiguar	27.06.2019	852.784
Incêndio - imóveis próprios e locados	24.08.2018	597.716
Riscos Operacionais - São Bento	27.06.2019	542.505
Riscos Operacionais - Elejor	11.03.2019	395.100
Garantia Judicial - Procuradoria Geral da Fazenda Nacional	10.05.2020	326.712
Seguro D&O (a)	28.03.2019	96.395
Seguro Aeronáutico (casco e responsabilidade civil) (a)	30.01.2019	93.477

(a) Os valores das importâncias seguradas de Riscos Operacionais - UEG Araucária, do Seguro Aeronáutico e do Seguro D&O foram convertidos de dólar para real com a taxa do dia 29.06.2018, de R\$ 3,8558.

Além dos seguros relacionados, a Companhia e suas controladas contratam outras apólices de seguros com menores valores, tais como: responsabilidade civil geral, garantia de pagamento, riscos diversos, transporte nacional e internacional e seguro de vida.

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 no grupo de investimentos, especificadas na NE nº 18.1, o montante dos aportes foi de R\$ 171.414. Neste montante está incluso o valor de R\$ 36.224, correspondente ao aumento de capital na controlada em conjunto Voltalia São Miguel do Gostoso I, cuja integralização ocorreu mediante a conversão e consequente quitação do contrato de mútuo existente entre a Copel Controladora e a mencionada investida.

Conforme a NE nº 19.2, as adições ocorridas no imobilizado totalizaram R\$ 778.043. Deste valor, R\$ 60.094 corresponde ao conjunto de compras efetuadas a prazo e ainda não quitadas até o final do semestre.

Por sua vez, em consonância com as informações constantes nas NEs nºs 20.1, 20.3 e 20.4, as aquisições de intangível perfizeram R\$ 305.739. Deste montante, R\$ 47.216 equivale à parcela de compras a prazo e ainda não quitadas até o final do semestre.

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

41 Eventos Subsequentes

41.1 Linha de transmissão Araraquara II - Taubaté

Em 19.07.2018, entrou em operação comercial a linha de transmissão Araraquara II - Taubaté, empreendimento pertencente à Copel GeT com 334 quilômetros de extensão e atravessa 28 municípios paulistas para ligar a subestação Araraquara II, situada no município de Araraquara à subestação Taubaté, localizada no município de Taubaté. O conjunto possui concessão até outubro de 2040 e adiciona R\$ 29.800 à RAP da Copel GeT. A nova linha possibilita o escoamento pleno da energia proveniente do rio Madeira (usina de Jirau e Santo Antônio) e irá melhorar a qualidade do fornecimento de energia elétrica para a região Sudeste do Brasil, reforçando a confiabilidade do Sistema Interligado Nacional.

41.2 Debêntures

Em 31.07.2018, a Copel GeT efetuou a 4ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, de espécie quirográfica, com garantia adicional fidejussória, em série única, para distribuição pública, nos termos da Instrução CVM nº 476/2009, no montante total de R\$ 1.000.000. Foram emitidas 1.000.000 debêntures, com valor nominal unitário de R\$ 1, com prazo de vencimento de cinco anos contados da data de emissão e amortização em três parcelas anuais em 23.07.2021, 23.07.2022 e 23.07.2023, datas de vencimento. As debêntures serão remuneradas com juros correspondentes à variação acumulada de 126,0%, das taxas médias diárias dos Depósitos Interfinanceiros - DI. Foi prestada garantia corporativa da Copel. Os recursos captados foram destinados ao resgate antecipado total da 4ª emissão de Notas Promissórias, no valor de R\$ 600.000, ocorrida em 31.07.2018, e à recomposição parcial de caixa da emissora, em razão do pagamento da 1ª parcela de amortização da sua 2ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 500.000, ocorrida em 13.07.2018.

COMENTÁRIO DO DESEMPENHO
para o semestre findo em 30 de junho 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 junho de 2018, a extensão das redes compactas instaladas era de 9.949 km (9.211 km em junho de 2017), representando um acréscimo de 738 km em doze meses, variação de 8,0%.

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 junho de 2018, a extensão das redes de distribuição secundárias isoladas instaladas era de 17.821 km (16.789 km em junho de 2017), representando um incremento de 1.032 km nos últimos doze meses, variação de 6,1%.

2 Mercado de Energia

Comportamento do mercado - A geração de energia da Copel Geração e Transmissão S.A. e parques eólicos nos seis primeiros meses de 2018 foi de 9.907 GWh (10.300 GWh no mesmo período de 2017). O montante de energia comprada por meio de CCEAR (leilão) por parte da Copel Distribuição foi de 5.264 GWh (5.656 GWh no mesmo período de 2017) e de Itaipu foi de 2.840 GWh (2.945 GWh no mesmo período de 2017), conforme demonstrado no fluxo a seguir:

Fluxo de energia (GWh) janeiro a junho de 2018

Geração própria		Disponibilidade 24.731	Mercado Cativo		9.979	40,4%
9.907	40,1%		Concessionárias²		115	0,5%
Energia comprada			Suprimento concessionária CC		48	0,2%
14.824	59,9%		Cessões MCSDEN⁴		639	2,6%
CCEAR	5.264		Consumidores livres		2.804	11,3%
Itaipu	2.840		Energia suprida		9.435	38,2%
Dona Francisca	70		Contratos bilaterais		4.612	
CCEE (MCP)	18		CCEAR		829	
Angra:	501		CER		177	
CCGF:	3.266		CCEE(MCP)		1.404	
MRE:	581		MRE		2.413	
Elejor:	588		Perdas e diferenças		1.711	6,9%
Proinfa:	233		Perdas rede básica		235	
Outros ¹ :	1.463		Perdas distribuição		1.277	
			Alocação de contratos no CG		199	

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 MCSDEN - Cessões contratuais a outras distribuidoras através do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova Não considera a energia produzida pela UTE Araucária vendida no mercado de curto prazo (MCP).

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 jun 2018	jan a jun 2017	Varição
Copel Distribuição			
Mercado cativo	9.979	10.149	-1,7%
Residencial	3.677	3.608	1,9%
Industrial	1.453	1.725	-15,7%
Comercial	2.394	2.406	-0,5%
Rural	1.222	1.188	2,9%
Outras	1.233	1.222	0,9%
Concessionárias e permissionária	163	257	-36,7%
CCEE (MCP) (a)	297	1.424	-79,1%
Total da Copel Distribuição	10.439	11.830	-11,8%
Copel Geração e Transmissão			
CCEAR (Copel Distribuição)	43	42	2,4%
CCEAR (outras concessionárias)	413	413	0,0%
Consumidores livres	1.860	1.865	-0,3%
Contratos bilaterais (Copel Comercialização)	1.359	-	
Contratos bilaterais ¹	2.743	3.964	-30,8%
CCEE (MCP) ²	1.080	1.725	-37,4%
Total da Copel Geração e Transmissão	7.498	8.009	-6,4%
Parques Eólicos			
CCEAR (outras concessionárias)	416	416	0,0%
CER	177	177	0,0%
Total dos Parques Eólicos	593	593	0,0%
Copel Comercialização			
Consumidores livres	944	254	405,7%
Contratos bilaterais	1.869	102	1476,8%
CCEE (MCP) ²	9	1	-
Total Copel Comercialização	2.822	357	690,2%
Total	21.352	20.789	2,7%

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, não considera o 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 9.979 GWh no primeiro semestre de 2018, queda de 1,7% em relação ao mesmo período do ano anterior. Esse resultado foi influenciado pela redução do consumo das classes industrial e comercial, devido, principalmente, à migração de clientes para o mercado livre registrados no primeiro trimestre.

A classe residencial consumiu 3.677 GWh entre janeiro e junho de 2018, registrando crescimento de 1,9%. Esse resultado decorreu do bom desempenho no segundo trimestre, onde houve aumento de 2,3% no número de clientes e do maior consumo médio mensal, justificado em parte pelas maiores temperaturas registradas no mês de abril. No primeiro semestre de 2018, o consumo da classe residencial foi equivalente a 36,8% do mercado cativo, totalizando 3.721.532 consumidores.

A classe industrial registrou queda de 15,7% no primeiro semestre de 2018, totalizando 1.453 GWh, reflexo, principalmente, da migração de clientes para o mercado livre. Além disso, a greve dos caminhoneiros desencadeada ao final do mês de maio impactou negativamente a atividade industrial, com consequências no consumo semestral desta categoria. Ao final de junho de 2018, a classe industrial representou 14,6% do consumo do mercado cativo com 74.210 consumidores.

A classe comercial consumiu 2.394 GWh no primeiro semestre de 2018, redução de 0,5%, influenciado pela migração de clientes para o mercado livre, os quais correspondem a um consumo médio de 12 GWh no semestre e pelo menor consumo médio decorrente, principalmente, do registro de temperaturas mais amenas no início de 2018. Ao final de junho, essa classe representava 24,0% do mercado cativo com 393.777 consumidores.

A classe rural registrou acréscimo de 2,9% no consumo de energia no primeiro semestre de 2018, totalizando 1.222 GWh. Ao final de junho, a classe representou 12,2% do mercado cativo da Copel com 353.461 consumidores.

As outras classes (poderes públicos, iluminação pública, serviços públicos e consumo próprio) totalizaram 1.233 GWh consumidos entre janeiro e junho de 2018, com crescimento de 0,9%. Em conjunto, essas classes representaram 12,4% do mercado cativo, com 57.525 consumidores ao final de junho de 2018.

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 junho de 2018 foi de 4.601.538, representando um crescimento de 1,9% sobre o mesmo mês de 2017.

Classe	jun2018	jun 2017	Varição
Residencial	3.721.532	3.638.842	2,3%
Industrial	74.210	78.000	-4,9%
Comercial	393.777	384.949	2,3%
Rural	353.461	356.753	-0,9%
Outras	57.525	57.394	0,2%
Total cativo	4.600.505	4.515.938	1,9%
Concessionárias e permissionárias	6	6	-
Consumidores livres (a)	1.027	880	16,7%
Total geral	4.601.538	4.516.824	1,9%

(a) Total de consumidores livres atendidos pela Copel GeT e por outros fornecedores dentro da área de concessão da Copel Distribuição.

3 Administração

Quadro de empregados

Empregados	jun 2018	jun 2017
Copel e subsidiárias integrais		
Copel	78	79
Copel Geração e Transmissão	1.728	1.685
Copel Distribuição	5.622	5.914
Copel Telecomunicações	640	661
Copel Comercialização	36	40
Copel Renováveis	-	74
	8.104	8.453
Controladas		
Compagás	160	162
Elejor	7	7
UEG Araucária	17	17
	184	186

4 Relações com o Mercado

De janeiro a junho de 2018, 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 44,96% do capital da Companhia. Ao final de junho de 2018, o valor de mercado da Copel, considerando as cotações de todos os mercados, ficou em R\$ 5.592.958.

Dos 64 papéis que compõem a carteira teórica do Ibovespa, as ações PNB da Copel participam com 0,181% e com índice Beta de 1,1955.

Na carteira do IEE (Índice Setorial de Energia Elétrica), a Copel participa com 4,829%.

No Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 (ISE), a Copel PNB tem participação de 0,972%.

Na B3, as ações ON fecharam o período cotadas a R\$ 19,21, com variação negativa de 10,23%, e as ações PNB fecharam a R\$ 21,92, com variação negativa de 12,14%. No mesmo período o Ibovespa teve variação negativa de 4,76%.

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\$ 5,58 com variação negativa de 26,87%. Neste mesmo período o índice Dow Jones teve variação negativa de 1,81%.

No Latibex (Mercado de Valores Latino-Americano em Euros), vinculado à Bolsa de Valores de Madrid, as ações PNB da Companhia são negociadas sob o código XCOP, as quais estiveram presentes em 35% dos pregões, fechando o período cotadas a € 4,78 com variação positiva de 23,967%. No mesmo período o índice Latibex *All Shares* teve variação negativa de 2,65%.

A tabela a seguir sintetiza as negociações das ações da Copel de janeiro a junho de 2018:

Negociação das ações - jan a jun 2018	ON		PNB	
	Total	Média diária	Total	Média diária
B3				
Negócios	32.238	260	482.781	3.893
Quantidade	7.808.000	62.968	95.302.000	768.565
Volume (R\$ mil)	168.980	1.363	2.332.061	18.807
Presença nos pregões	124	100%	124	100%
Nyse				
Quantidade	294.375	3.099	61.675.430	493.403
Volume (US\$ mil)	1.895	20	444.475	3.556
Presença nos pregões	95	76%	125	100%
Latibex				
Quantidade	-	-	495.877	11.019
Volume (€ mil)	-	-	84	2
Presença nos pregões	-	-	45	35%

5 Tarifas

Tarifas de fornecimento de energia

Tarifas médias de fornecimento (a) - R\$/MWh	jun 2018	jun 2017	Varição
Residencial	463,86	416,36	11,4%
Industrial (b)	416,89	378,13	10,3%
Comercial	451,57	412,13	9,6%
Rural	313,37	280,62	11,7%
Outras	349,88	305,52	14,5%
	421,66	379,77	11,0%

(a) Sem ICMS. Não considera Bandeiras Tarifárias.

(b) Não inclui consumidores livres.

Tarifas de compra de energia

Tarifas de compra de energia* - R\$/MWh	jun 2018	jun 2017	Varição
Itaipu (a)	258,62	208,10	24,3%
Leilão 2010 - H30	219,34	211,77	3,6%
Leilão 2010 - T15 (b)	261,87	129,57	102,1%
Leilão 2011 - H30	226,43	219,94	3,0%
Leilão 2011 - T15 (b)	188,56	190,57	-1,1%
Leilão 2012 - T15 (b)	246,71	223,17	10,5%
Leilão 2016 - T20 (b)	161,30	160,83	0,3%
Leilão CCEAR 2014 - 2019 (c)	518,26	144,29	259,2%
Leilão CCEAR 2014 - 2019 (d)	-	333,18	-100,0%
Bilaterais	245,06	240,53	1,9%
Angra	251,45	229,71	9,5%
Contrato de cotas de garantia física - CCGF (e)	83,44	60,16	38,7%
Santo Antonio	140,78	136,12	3,4%
Jirau	123,82	119,73	3,4%
Demais Leilões (f)	211,58	165,84	27,6%
Média	195,30	152,14	28,4%

(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	jun 2018	jun 2017	Varição
Leilão - CCEAR 2011-2040	212,99	207,14	2,8%
Leilão - CCEAR 2013-2042	229,94	223,66	2,8%
Leilão - CCEAR 2015 - 2044	162,98	158,68	2,7%
Concessionárias dentro do Estado do Paraná	255,85	93,08	174,9%

Com PIS/COFINS. Líquida de ICMS.

Para o ano de 2018, a energia de Colíder foi submetida ao MCSD de Energia Nova.

6 Resultado Econômico-Financeiro

Receitas (NE nº 32)

A Receita operacional líquida, acumulada até junho de 2018, atingiu R\$ 6.954.511, montante 7,5% superior aos R\$ 6.470.240 registrados no mesmo período de 2017.

Essa variação decorreu, principalmente, pelos seguintes fatos:

- Aumento de 17,7% na Receita de fornecimento de energia elétrica, em virtude principalmente do crescimento de energia vendida pela Copel Comercialização e do reajuste tarifário da Copel DIS, válido a partir de 24.06.2017, que reajustou a tarifa de energia em 10,28%;

- b) decréscimo de 19,9% na Receita de suprimento de energia elétrica, principalmente pela redução nas vendas liquidadas na CCEE devido a alocação menor de energia no mercado de curto prazo;
- c) redução de 16,2% na Receita de disponibilidade da rede elétrica, devido principalmente ao reconhecimento do ajuste do laudo definitivo dos ativos RBSE em 2017 de R\$ 183.015 enquanto em 2018 foi reconhecido somente a atualização do ativo;
- d) aumento de 21,3% na Receita de telecomunicações, decorrente principalmente do aumento do número de clientes, sobretudo no mercado varejo com o produto Copel Fibra; e
- e) acréscimo de 747,7% no Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais, decorrente principalmente da constituição de ativos setoriais relativos aos custos de energia e da amortização dos passivos setoriais.

Custos e Despesas Operacionais (NE nº 33)

O total de custos e despesas operacionais atingiu R\$ 5.784.485, valor 11,1% superior aos R\$ 5.207.105 registrados no mesmo período de 2017. Os principais destaques foram:

- a) aumento de 10,5% na conta Energia elétrica comprada para revenda devido sobretudo pela variação de preço;
- b) acréscimo de 101,9% na conta Encargos de uso da rede em virtude principalmente das indenizações às transmissoras; e
- c) acréscimo de 10,1% em relação ao mesmo período de 2017 no saldo da conta Pessoal e administradores, devido principalmente às adesões ao Programa de demissões voluntárias ocorridas até março de 2018.

Resultado Financeiro (NE nº 34)

O aumento de R\$ 243.684 no resultado financeiro, correspondente a 58,3% comparado com o mesmo período de 2017, deve-se principalmente, pelo acréscimo de 54,1% na receita financeira decorrente da correção de juros sobre impostos a compensar e do reconhecimento de crédito tributário, acrescidos da redução de 11,5% nas despesas financeiras devido a menor 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	30.06.2018	30.06.2017
Lucro líquido do período	692.183	568.251
IRPJ e CSLL diferidos	(74.228)	33.506
Provisão para IRPJ e CSLL	441.377	326.114
Despesas (receitas) financeiras, líquidas	174.578	418.262
Lajir/Ebit	1.233.910	1.346.133
Depreciação e Amortização	367.164	367.194
Lajida/Ebitda	1.601.074	1.713.327
Receita Operacional Líquida - ROL	6.954.511	6.470.240
Margem do Ebitda% (Ebitda ÷ ROL)	23,0%	26,5%

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 MAURICIO SCHULMAN
Membros JONEL NAZARENO IURK
MAURO RICARDO MACHADO COSTA
ROGÉRIO PERNA
MARCO ANTÔNIO BARBOSA CÂNDIDO
LEILA ABRAHAM LORIA
OLGA STANKEVICIUS COLPO
SÉRGIO ABU JAMRA MISAEEL
ADRIANA ANGELA ANTONIOLLI

COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

Presidente MAURICIO SCHULMAN
Especialista Financeiro ROGÉRIO PERNA
Membros MARCO ANTÔNIO BARBOSA CÂNDIDO
LEILA ABRAHAM LORIA
OLGA STANKEVICIUS COLPO

CONSELHO FISCAL

Membros Titulares ROBERTO LAMB
LETÍCIA PEDERCINI ISSA MAIA
DAVID ANTONIO BAGGIO BATISTA
GEORGE HERMANN RODOLFO TORMIN
CLEMENCEAU MERHEB CALIXTO

DIRETORIA

Diretor Presidente JONEL NAZARENO IURK
Diretor de Gestão Empresarial ANA LETÍCIA FELLER
Diretor de Finanças e de Relações com Investidores ADRIANO RUDEK DE MOURA
Diretor de Desenvolvimento de Negócios JOSÉ MARQUES FILHO
Diretor Jurídico e de Relações Institucionais HARRY FRANÇÓIA JÚNIOR
Diretor de Governança, Risco e *Compliance* VICENTE LOIÁCONO NETO
Diretor Adjunto PAULO CESAR KRAUSS

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 30 de junho de 2018, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de junho de 2018 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para os períodos de três e seis meses findos naquela data e das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de seis meses findo naquela 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.

Conclusão sobre as informações financeiras intermediárias

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

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 225.000 profissionais da Deloitte impactam positivamente nossos clientes, conecte-se a nós pelo Facebook, LinkedIn e Twitter.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

Revisamos, também, as demonstrações individual e consolidada do valor adicionado ("DVA") referentes ao período de seis meses findo em 30 de junho de 2018, 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 agosto de 2018

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 SEGUNDO TRIMESTRE DO EXERCÍCIO DE 2018**

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 2º trimestre de 2018, aprovadas pelo Conselho de Administração da Companhia em reunião realizada nesta data. As minutas foram recebidas e analisadas individualmente pelos conselheiros antecipadamente à reunião e discutidas previamente com a Administração 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 30 de junho de 2018, e opinam que as referidas demonstrações podem ser divulgadas.

Curitiba, 14 de agosto de 2018

/s/

ROBERTO LAMB
Presidente

/s/

CLEMENCEAU MERHEB CALIXTO

/s/

DAVID ANTONIO BAGGIO BATISTA

/s/

GEORGE HERMANN RODOLFO TORMIN

/s/

LETÍCIA PEDERCINI ISSA MAIA

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 30.06.2018; e

(II) revimos, discutimos e concordamos com as informações financeiras intermediárias da Copel, contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR de 30.06.2018.

E, por ser verdade, firmamos a presente.

Curitiba, 14 de agosto de 2018

/s/

Jonel Nazareno Iurk

Diretor Presidente

/s/

Adriano Rudek de Moura

Diretor de Finanças e de Relações com Investidores

/s/

Harry Françóia Júnior

Diretor Jurídico e de Relações Institucionais

/s/

Ana Letícia Feller

Diretora de Gestão Empresarial

/s/

José Marques Filho

Diretor de Desenvolvimento de Negócios

/s/

Vicente Loiacono Neto

Diretor de Governança, Risco e *Compliance*