

# **NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS**

**para o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2018**

**em milhares de reais**

## **1 Contexto Operacional**

A Companhia Paranaense de Energia (Copel, Companhia ou Controladora), com sede na Rua Coronel Dulcídio, 800, Curitiba - PR, é sociedade por ações, de economia mista, de capital aberto, controlada pelo Estado do Paraná, cujas ações são negociadas no Nível 1 de Governança Corporativa dos Segmentos Especiais de Listagem da B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão e também negociadas nas Bolsas de Valores de Nova Iorque (NYSE) e de Madri, no segmento latino-americano (Latibex).

A Copel e suas controladas têm como principais atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME, pesquisar, estudar, planejar, construir e explorar a produção, transformação, transporte, distribuição e comercialização de energia, em qualquer de suas formas, principalmente a elétrica. Adicionalmente, a Copel tem participação em consórcios, em empresas privadas e de economia mista, com o objetivo de desenvolver atividades, principalmente nas áreas de energia, telecomunicações e gás natural.

### **1.1 Participações societárias da Copel**

A Copel participa, direta ou indiretamente, em controladas (1.1.1), em empreendimentos controlados em conjunto (1.1.2), em coligadas (1.1.3) e em operações em conjunto (1.1.4).

### 1.1.1 Controladas

Controlada	Sede	Atividade principal	Participação	
			%	Investidora
Copel Geração e Transmissão S.A. (Copel GeT)	Curitiba/PR	Geração e transmissão de energia elétrica	100,0	Copel
Copel Distribuição S.A. (Copel DIS)	Curitiba/PR	Distribuição de energia elétrica	100,0	Copel
Copel Telecomunicações S.A. (Copel TEL)	Curitiba/PR	Telecomunicações e comunicações	100,0	Copel
Copel Renováveis S.A. (Copel REN) (a)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel
Copel Comercialização S.A. (Copel Energia)	Curitiba/PR	Comercialização de energia	100,0	Copel
Companhia Paranaense de Gás - Compagás	Curitiba/PR	Distribuição de gás canalizado	51,0	Copel
Eleijor - Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	70,0	Copel
UEG Araucária Ltda. (UEG)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - gás natural	20,0	Copel
			60,0	Copel GeT
São Bento Energia, Investimentos e Participações S.A. (São Bento)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca I Energias Renováveis S.A.	S. Miguel do Gostoso/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca II Energias Renováveis S.A.	Parazinho/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca III Energias Renováveis S.A.	Parazinho/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Eurus IV Energias Renováveis S.A.	Touros/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Santa Maria Energias Renováveis S.A.	Maracanaú/CE	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Santa Helena Energias Renováveis S.A.	Maracanaú/CE	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Ventos de Santo Uriel S.A.	João Câmara/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Cutia Empreendimentos Eólicos S.A. (Cutia)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
Costa Oeste Transmissora de Energia S.A. (1.2)	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	100,0	Copel GeT
Marumbi Transmissora de Energia S.A. (1.2)	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	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
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 Iguaçu (NE nº 19.5.1) (a)	30,0	Geração Céu Azul S.A (controlada da Neoenergia S.A. (70,0%))

(a) Fase pré-operacional.

## 1.2 Combinação de negócios realizada com permuta de ativos

### 1.2.1 Controladas adquiridas e empreendimento controlado em conjunto alienado

Em 30.08.2018, a Copel GeT celebrou Contrato de Permuta de Ações com a Eletrosul nos empreendimentos controlados em conjunto Costa Oeste Transmissora de Energia S.A. (51% Copel GeT e 49% Eletrosul), Marumbi Transmissora de Energia S.A. (80% Copel GeT e 20% Eletrosul) e Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A. (20% Copel GeT e 80% Eletrosul). Com esse contrato, a Copel GeT passa a deter 100% de participação nos empreendimentos Costa Oeste e Marumbi e a Eletrosul passa a deter 100% de participação na Transmissora Sul Brasileira.

A assunção de 100% da participação da Costa Oeste e da Marumbi pela Copel GeT permitirá a apropriação de ganhos de escala na gestão integrada desses empreendimentos com os demais ativos da empresa.

As combinações de negócios ocorreram em 31.08.2018, data das transferências das ações.

Controlada adquirida	Atividade principal	Data da aquisição	Percentual da participação em ações da Copel GeT		Contraprestação transferida R\$
			anterior	adquirido	
Costa Oeste	Transmissão de energia elétrica	31.08.2018	51%	49%	38.883
Marumbi	Transmissão de energia elétrica	31.08.2018	80%	20%	23.811

### 1.2.2 Contraprestação transferida e direito de concessão gerado nas aquisições

As combinações de negócios ocorreram em uma permuta de ativos, portanto o valor da contraprestação correspondeu ao valor justo da participação de 20% detida pela Copel GeT na Transmissora Sul Brasileira (ativo transferido). Esse valor foi proporcionalizado de acordo com o valor justo das participações adquiridas da Eletrosul, correspondentes a 49% da Costa Oeste e 20% da Marumbi.

Contraprestação transferida	Ativo líquido transferido	Ativos líquidos adquiridos	
	Transmissora Sul Brasileira	Costa Oeste	Marumbi
Valor justo em 31.08.2018	313.471	73.219	109.861
Percentual da participação transferida	20%	-49%	-20%
Valor da parcela permutada	62.694	(35.878)	(21.971)
<b>Valor da contraprestação</b>	<b>62.694</b>	<b>38.883</b>	<b>23.811</b>
Direito de concessão	-	3.005	1.840

Os direitos de concessões gerados nas combinações de negócios consistem principalmente de sinergias e economias de escala esperadas e serão amortizados durante o período remanescente das concessões da Costa Oeste e da Marumbi, cujos vencimentos ocorrerão em 11.01.2042 e 09.05.2042, respectivamente.

Direito de concessão gerado na aquisição	Costa Oeste	Marumbi
Valor justo da contraprestação transferida	38.883	23.811
Valor justo da participação da Copel GeT antes da combinação	37.341	87.890
	<b>76.224</b>	<b>111.701</b>
Valor líquido dos ativos identificáveis adquiridos e dos passivos assumidos	(73.219)	(109.861)
<b>Direito de concessão</b>	<b>3.005</b>	<b>1.840</b>

### 1.2.3 Ativos adquiridos e passivos reconhecidos na data de aquisição

A Copel GeT mensurou, preliminarmente, pelo valor justo na data da aquisição a sua participação anterior nas adquiridas, os ativos identificáveis adquiridos e os passivos assumidos.

Os ganhos e as perdas resultantes pela mensuração aos valores justos da participação anterior da Copel GeT na Costa Oeste e na Marumbi, no valor de R\$ 3.769, estão inclusos em Outros receitas (despesas) operacionais líquidas, na demonstração do resultado.

Seguem demonstrados os valores justos da participação anterior e da participação adquirida na data das combinações de negócios da Costa Oeste e da Marumbi:

Costa Oeste		Valor justo		
		Na data da aquisição	Participação antes da combinação de negócios - 51%	Participação adquirida - 49%
<b>31.08.2018</b>	<b>Valor contábil</b>			
<b>Ativos identificados</b>	<b>102.355</b>	<b>109.327</b>	<b>55.757</b>	<b>53.570</b>
Caixa e equivalentes	4.140	4.140	2.111	2.029
Clientes	945	945	482	463
Despesas antecipadas	22	22	11	11
Tributos compensáveis	59	59	30	29
Depósitos vinculados	1.711	1.711	873	838
Ativo financeiro - concessões	95.448	95.448	48.678	46.770
Ativo financeiro - combinação de negócios	-	6.972	3.556	3.416
Imobilizado	13	13	7	6
Intangível	17	17	9	8
<b>Passivos assumidos</b>	<b>30.420</b>	<b>36.108</b>	<b>18.416</b>	<b>17.692</b>
Fornecedores	93	93	47	46
Financiamentos	26.011	26.011	13.266	12.745
Impostos diferidos	3.029	3.029	1.545	1.484
Impostos diferidos - combinação de negócios	-	661	337	324
Provisão para litígios	831	831	424	407
Passivo contingente - combinação de negócios	-	5.027	2.564	2.463
Outros passivos	456	456	233	223
<b>Ativos líquidos adquiridos</b>	<b>71.935</b>	<b>73.219</b>	<b>37.341</b>	<b>35.878</b>

Marumbi		Valor justo		
31.08.2018	Valor contábil	Na data da aquisição	Participação antes da combinação de negócios - 80%	Participação adquirida - 20%
<b>Ativos identificados</b>	<b>167.533</b>	<b>164.999</b>	<b>132.000</b>	<b>32.999</b>
Caixa e equivalentes	3.857	3.857	3.086	771
Clientes	1.928	1.928	1.542	386
Despesas antecipadas	56	56	45	11
Tributos compensáveis	6	6	5	1
Depósitos vinculados	2.623	2.623	2.098	525
Ativo financeiro - concessões	159.022	159.022	127.218	31.804
Ativo financeiro - combinação de negócios	-	(2.534)	(2.027)	(507)
Imobilizado	22	22	18	4
Intangível	19	19	15	4
<b>Passivos assumidos</b>	<b>52.142</b>	<b>55.138</b>	<b>44.110</b>	<b>11.028</b>
Fornecedores	3.016	3.016	2.413	603
Financiamentos	40.764	40.764	32.611	8.153
Impostos diferidos	4.919	4.919	3.935	984
Impostos diferidos - combinação de negócios	-	(2.849)	(2.279)	(570)
Provisão para litígios	2.103	2.103	1.682	421
Passivo contingente - combinação de negócios	-	5.845	4.676	1.169
Outros passivos	1.340	1.340	1.072	268
<b>Ativos líquidos adquiridos</b>	<b>115.391</b>	<b>109.861</b>	<b>87.890</b>	<b>21.971</b>

#### 1.2.4 Impacto das aquisições nos resultados consolidados

O resultado do exercício inclui R\$ 345 atribuíveis aos negócios adicionais gerados pela Costa Oeste e R\$ 2.279 atribuíveis à Marumbi. As receitas consolidadas do período incluem R\$ 688 referentes à Costa Oeste e R\$ 1.420 referentes à Marumbi.

Caso essas combinações de negócios tivessem sido efetivadas em 1º.01.2018, as receitas consolidadas das operações continuadas seriam de R\$ 11.287.497 e o resultado consolidado do período das operações continuadas seria de R\$ 1.067.863. A Administração considera que esses valores *pro forma* representam uma medida aproximada do desempenho consolidado combinado em uma base anualizada e servem de ponto de referência para comparação em exercícios futuros.

## 2 Concessões e Autorizações

### 2.1 Contratos de Concessão/Autorização das participações da Copel

Copel		Participação %	Vencimento
<b>Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias</b>			
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 Eolielétrica - EOL

#### 2.1.1 Compagás

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

Em 07.12.2017, o Estado do Paraná publicou a Lei Complementar nº 205, trazendo nova interpretação quanto ao término de vencimento da concessão, entendendo que o vencimento será em 20.01.2019.

A Administração da Compagás, sua Controladora e demais acionistas questionam os efeitos da referida lei por entenderem estar conflitante com os termos observados no atual contrato de concessão. A Compagás ajuizou ação judicial questionando o vencimento antecipado da concessão e em 30.10.2018 foi concedida a tutela provisória, cabendo recurso por parte do Estado do Paraná. A Companhia aguarda o julgamento do mérito da ação. Considerando que até o término da emissão destas informações trimestrais a discussão não foi encerrada e a citada lei continua vigente, tornou-se necessário considerar tais efeitos nas informações trimestrais de 30.09.2018.

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 30.09.2018 pela antecipação do vencimento da concessão estão apresentados a seguir:

30.09.2018	Término da concessão em 2024	Efeitos	Término da concessão em 2019
<b>BALANÇO PATRIMONIAL</b>			
<b>Ativo não circulante</b>			
Contas a receber vinculadas à concessão	120.765	201.753	322.518
Intangível	182.239	(151.782)	30.457
<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO</b>			
<b>Receita Operacional Líquida</b>			
Valor justo do ativo indenizável da concessão	8.092	4.109	12.201
<b>Custos Operacionais</b>			
Amortização	(21.818)	4.783	(17.035)

## 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 Aneel)	100	-	
Contrato de Concessão nº 002/2016 - UHE Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (GPS)	100	05.01.2046	
UHE Marumbi - Declaração de registro de central geradora: CGH.PH.PR.001501-6.02	100	-	
Resolução Autorizativa Aneel nº 5373/2015 - CGH Chopim I (apenas registro na Aneel)	100	-	
Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias			
UEG Araucária	Resolução nº 351/1999 - UTE Araucária (20% da Copel)	60	22.12.2029
Nova Asa Branca I	Portaria MME nº 267/2011 - EOL Asa Branca I	100	24.04.2046
Nova Asa Branca II	Portaria MME nº 333/2011 - EOL Asa Branca II	100	30.05.2046
Nova Asa Branca III	Portaria MME nº 334/2011 - EOL Asa Branca III	100	30.05.2046
Nova Eurus IV	Portaria MME nº 273/2011 - EOL Eurus IV	100	26.04.2046
Santa Maria	Portaria MME nº 274/2012 - EOL SM	100	07.05.2047
Santa Helena	Portaria MME nº 207/2012 - EOL Santa Helena	100	08.04.2047
Ventos de Santo Uriel	Portaria MME nº 201/2012 - EOL Ventos de Santo Uriel	100	08.04.2047
GE Boa Vista	Portaria MME nº 276/2011 - EOL Dreen Boa Vista	100	27.04.2046
GE Farol	Portaria MME nº 263/2011 - EOL Farol	100	19.04.2046
GE Olho D'Água	Portaria MME nº 343/2011 - EOL Dreen Olho D'Água	100	31.05.2046
GE São Bento do Norte	Portaria MME nº 310/2011 - EOL Dreen São Bento do Norte	100	18.05.2046
Esperança do Nordeste	Portaria MME nº 183/2015 - EOL Esperança do Nordeste (b)	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 (b)	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 (b)	100	04.01.2042
Usina de Energia Eólica Cutia	REA nº 3.258/2011 - EOL Dreen Cutia (b)	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.

(b) Início de operação em testes.



Copel GeT		Participação %	Vencimento
<b>Contratos de Concessões de Linhas de Transmissão - LT e Subestações - SE</b>			
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)			
<b>Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias</b>			
Costa Oeste Transmissora	Contrato nº 001/2012 - LT Cascavel Oeste - Umuarama; SE Umuarama 230/20138 kV	100	11.01.2042
Caiuá Transmissora	Contrato nº 007/2012 - LT Umuarama - Guaíra; LT 230 kV Cascavel Oeste - Cascavel Norte; SE Santa Quitéria 230/69-13,8 kV; SE Cascavel Norte 230/20138-13,8 kV	49	09.05.2042
Marumbi Transmissora	Contrato nº 008/2012 - LT Curitiba - Curitiba Leste; SE Curitiba Leste 525/230 kV	100	09.05.2042
Integração Maranhense	Contrato nº 011/2012 - LT Açailândia - Miranda II	49	09.05.2042
Matrinchã Transmissora	Contrato nº 012/2012 - LT Paranaíba - Ribeirãozinho; LT 500 kV Paranaíba - Cláudia; SE Cláudia 500 kV; LT 500 kV Cláudia - Paranatinga; SE Paranatinga 500 kV; LT 500 kV Paranatinga - Ribeirãozinho	49	09.05.2042
Guaraciaba Transmissora	Contrato nº 013/2012 - LT Ribeirãozinho - 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. Consequentemente, determinadas informações contidas nas notas explicativas divulgadas nas demonstrações financeiras do exercício findo em 31.12.2017, que não sofreram modificações nos primeiros nove meses 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 07.11.2018.

### **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 reapresentar 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
<b>BALANÇO PATRIMONIAL</b>						
<b>Ativo</b>	<b>17.955.966</b>	<b>(14.496)</b>	<b>17.941.470</b>	<b>33.162.377</b>	<b>(14.496)</b>	<b>33.147.881</b>
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
<b>Passivo</b>	<b>17.955.966</b>	<b>(14.496)</b>	<b>17.941.470</b>	<b>33.162.377</b>	<b>(14.496)</b>	<b>33.147.881</b>
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	
	30.09.2018	31.12.2017	30.09.2018	31.12.2017
Caixa e bancos conta movimento	919	2.477	217.542	157.470
Aplicações financeiras de liquidez imediata	35.733	54.356	640.320	882.605
	<b>36.652</b>	<b>56.833</b>	<b>857.862</b>	<b>1.040.075</b>

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 70% e 100,8% da taxa de variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

## 6 Títulos e Valores Mobiliários

Categoria	Indexador	Consolidado	
		30.09.2018	31.12.2017
Cotas de fundos de investimentos	CDI	160.844	114.732
Certificados de Depósitos Bancários - CDB	95,0% a 101% do CDI	54.720	57.192
Operação Compromissada	96,5% a 100% do CDI	6.040	47.052
Letras Financeiras do Tesouro - LFT	Selic	687	687
		<b>222.291</b>	<b>219.663</b>
	<b>Circulante</b>	<b>1.380</b>	<b>1.341</b>
	<b>Não circulante</b>	<b>220.911</b>	<b>218.322</b>

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 30.09.2018	Saldo 31.12.2017
<b>Consumidores</b>					
Residencial	332.465	209.775	14.357	556.597	512.817
Industrial	323.436	34.581	83.914	441.931	429.327
Comercial	263.403	55.311	28.120	346.834	340.582
Rural	64.000	18.940	3.515	86.455	80.531
Poder público	38.933	9.192	4.664	52.789	55.826
Iluminação pública	43.174	27	-	43.201	37.684
Serviço público	42.656	1.795	387	44.838	39.780
Receita de fornecimento não faturada	572.363	-	-	572.363	410.086
Parcelamento de débitos (7.1)	144.050	13.155	40.642	197.847	190.261
Subsídio baixa renda - Eletrobras	11.457	-	-	11.457	14.435
Outros créditos	36.992	22.134	67.717	126.843	157.611
	<b>1.872.929</b>	<b>364.910</b>	<b>243.316</b>	<b>2.481.155</b>	<b>2.268.940</b>
<b>Concessionárias e permissionárias</b>					
<b>Suprimento de energia elétrica</b>					
Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR	19.388	805	5.865	26.058	76.513
Contratos bilaterais	177.573	12	7.401	184.986	195.510
CCEE (7.2)	271.908	7	184.830	456.745	442.541
MCSD Energia Nova	43.536	-	-	43.536	-
Receita de suprimento não faturada	26.046	-	-	26.046	31.671
Regime de cotas e Ressarcimento de geradores	10.704	641	1.938	13.283	11.351
	<b>549.155</b>	<b>1.465</b>	<b>200.034</b>	<b>750.654</b>	<b>757.586</b>
<b>Encargos de uso da rede elétrica</b>	<b>157.757</b>	<b>6.259</b>	<b>7.419</b>	<b>171.435</b>	<b>162.020</b>
<b>Telecomunicações</b>	<b>46.944</b>	<b>14.692</b>	<b>17.077</b>	<b>78.713</b>	<b>65.769</b>
<b>Distribuição de gás</b>	<b>84.101</b>	<b>14.895</b>	<b>9.960</b>	<b>108.956</b>	<b>49.837</b>
<b>(-) Perdas de créditos esperadas (7.3)</b>	<b>(765)</b>	<b>(9.640)</b>	<b>(317.819)</b>	<b>(328.224)</b>	<b>(309.830)</b>
	<b>2.710.121</b>	<b>392.581</b>	<b>159.987</b>	<b>3.262.689</b>	<b>2.994.322</b>
<b>Circulante</b>				<b>3.076.031</b>	<b>2.733.240</b>
<b>Não circulante</b>				<b>186.658</b>	<b>261.082</b>

Mecanismo de Contratação de Sobras e Débitos - MCSD

### 7.1 Parcelamento de débitos

Os saldos de parcelamento de débitos estão a valor presente, em 30.09.2018, 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 4,50% a.m.

### 7.2 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Do saldo total, os montantes mais significativos são R\$ 210.490 da Copel DIS, integralmente recebidos até a data desta publicação, e R\$ 208.519 da Copel GeT, dos quais R\$ 13.406 foram compensados com saldo negativo do mês de outubro de 2018 e o saldo remanescente tem previsão de recebimento ou compensação com as próximas liquidações da CCEE. Esse montante da GeT é remanescente do saldo de R\$ 231.617 proveniente do reprocessamento pela CCEE da energia valorada ao Preço de liquidação das diferenças - 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\$ 88.854 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 30.09.2018
<b>Consumidores</b>					
Residencial	22.532	45.182	(43.255)	(5.708)	18.751
Industrial	78.779	3.664	(4.765)	4.394	82.072
Comercial	59.275	9.750	(12.491)	16.973	73.507
Rural	2.731	3.292	(3.964)	1.646	3.705
Poder público	4.835	(2.108)	(1.449)	3.262	4.540
Iluminação pública	40	(408)	(5)	389	16
Serviço público	19	(90)	(280)	460	109
Não faturado	-	(347)	-	1.573	1.226
Ajuste a valor presente	-	3.331	-	(4.048)	(717)
	<b>168.211</b>	<b>62.266</b>	<b>(66.209)</b>	<b>18.941</b>	<b>183.209</b>
<b>Concessionárias e permissionárias</b>					
CCEE (7.2)	119.665	-	-	-	119.665
Concessionárias e permissionárias	14.189	(8.278)	-	4.155	10.066
	<b>133.854</b>	<b>(8.278)</b>	<b>-</b>	<b>4.155</b>	<b>129.731</b>
<b>Telecomunicações</b>	<b>1.511</b>	<b>4.461</b>	<b>-</b>	<b>(1.233)</b>	<b>4.739</b>
<b>Distribuição de gás</b>	<b>6.254</b>	<b>4.327</b>	<b>(36)</b>	<b>-</b>	<b>10.545</b>
	<b>309.830</b>	<b>62.776</b>	<b>(66.245)</b>	<b>21.863</b>	<b>328.224</b>

## 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 79 parcelas mensais.

#### 8.1 Mutação do CRC

	<b>Saldo em 1º.01.2018</b>	<b>Juros</b>	<b>Variação monetária</b>	<b>Recebimentos</b>	<b>Saldo em 30.09.2018</b>
	1.516.362	70.771	118.894	(195.089)	1.510.938
<b>Circulante</b>	<b>167.109</b>				<b>186.701</b>
<b>Não circulante</b>	<b>1.349.253</b>				<b>1.324.237</b>

#### 8.2 Vencimento das parcelas de longo prazo

2019	53.190
2020	206.310
2021	220.031
2022	234.664
2023	250.270
Após 2023	359.772
	<b>1.324.237</b>



## 9 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos

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

Consolidado	30.09.2018		31.12.2017	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
<b>Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2018</b>				
Parcela A				
Energia elétrica para revenda - CVA Energ	417.296	-	333.412	333.412
Energia elétrica para revenda - Itaipu	422.734	-	250.851	250.851
Transporte de energia pela rede básica	42.718	-	18.056	18.056
Transporte de energia de Itaipu	12.636	-	5.063	5.063
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	(365.232)	-	(211.735)	(211.735)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	24.984	-	(28.800)	(28.800)
Proinfa	4.572	-	(33)	(33)
Outros componentes financeiros				
Neutralidade	64.769	-	33.319	33.319
Sobrecontratação	(71.408)	-	(112.137)	(112.137)
Risco hidrológico	(266.218)	-	(93.964)	(93.964)
Devoluções tarifárias	(56.005)	-	(21.302)	(21.302)
Ajuste CVA Angra III	9.535	-	(1.121)	(1.121)
Outros	8.253	-	-	-
<b>Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2019</b>				
Parcela A				
Energia elétrica para revenda - CVA Energ	128.948	386.847	-	-
Energia elétrica para revenda - Itaipu	131.011	393.032	-	-
Transporte de energia pela rede básica	(5.937)	(17.812)	-	-
Transporte de energia de Itaipu	2.422	7.267	-	-
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	(51.956)	(155.867)	-	-
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	10.832	32.497	-	-
Proinfa	1	3	-	-
Outros componentes financeiros				
Neutralidade	15.351	46.055	-	-
Sobrecontratação	(44.407)	(133.221)	-	-
Risco hidrológico	(20.406)	(61.217)	-	-
Devoluções tarifárias	(6.402)	(19.210)	-	-
	<b>408.091</b>	<b>478.374</b>	<b>171.609</b>	<b>171.609</b>

Consolidado	30.09.2018		31.12.2017	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
<b>Passivos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2017</b>				
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	-
	-	-	<b>(192.819)</b>	-
<b>Passivos financeiros setoriais - revisão tarifária 2021</b>				
Componentes financeiros				
Devoluções tarifárias	-	(95.069)	-	(90.700)
	-	<b>(95.069)</b>	-	<b>(90.700)</b>
	-	<b>(95.069)</b>	<b>(192.819)</b>	<b>(90.700)</b>

## 9.2 Mutação dos ativos e passivos financeiros setoriais líquidos

Consolidado	Saldo em 1º.01.2018	Receita Operacional		Resultado financeiro	Bandeiras tarifárias	Saldo em 30.09.2018
		Constituição	Amortização	Atualização		
<b>Parcela A</b>						
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu	537.704	584.025	(199.006)	24.054	-	946.777
Energia elétrica comprada p/ revenda - CVA Energ	497.885	709.166	18.248	19.201	(311.409)	933.091
Transporte de energia pela rede básica	47.239	(2.492)	(27.981)	2.203	-	18.969
Transporte de energia comprada de Itaipu	12.923	16.434	(7.726)	694	-	22.325
ESS	(591.408)	(271.338)	314.776	(25.085)	-	(573.055)
CDE	(141.893)	133.487	78.607	(1.888)	-	68.313
Proinfa	(5.188)	6.134	3.638	(8)	-	4.576
<b>Outros componentes financeiros</b>						
Neutralidade	121.247	82.476	(78.497)	949	-	126.175
Ajuste CVA Angra III	48.193	8.482	(53.952)	6.812	-	9.535
Risco hidrológico	(187.928)	(250.545)	98.187	(7.555)	-	(347.841)
Devoluções tarifárias	(145.774)	(58.648)	33.126	(5.390)	-	(176.686)
Sobrecontratação	(136.325)	(43.052)	(61.612)	(8.047)	-	(249.036)
Outros	3.024	11.193	(6.067)	103	-	8.253
	<b>59.699</b>	<b>925.322</b>	<b>111.741</b>	<b>6.043</b>	<b>(311.409)</b>	<b>791.396</b>
<b>Ativo circulante</b>	<b>171.609</b>					<b>408.091</b>
<b>Ativo não circulante</b>	<b>171.609</b>					<b>478.374</b>
<b>Passivo circulante</b>	<b>(192.819)</b>					<b>-</b>
<b>Passivo não circulante</b>	<b>(90.700)</b>					<b>(95.069)</b>

## 10 Contas a Receber Vinculadas à Concessão

<b>Consolidado</b>	<b>30.09.2018</b>	<b>31.12.2017</b>
Contrato de concessão de distribuição (10.1)	739.644	684.206
Bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas (10.2)	624.711	606.479
Contratos de concessão de transmissão (10.3)	2.051.557	1.497.399
Remensuração do ativo financeiro RBSE (10.4)	1.374.024	1.418.370
Contrato de concessão de distribuição de gás (10.5)	322.518	303.668
	<b>5.112.454</b>	<b>4.510.122</b>
	<b>Circulante</b>	<b>134.640</b>
	<b>Não circulante</b>	<b>4.977.814</b>
		<b>149.744</b>
		<b>4.360.378</b>

### 10.1 Contrato de concessão de distribuição

<b>Em 1º.01.2018</b>	<b>684.206</b>
Transferências do intangível (NE nº 20.1)	38.493
Transferências para outros créditos (bens destinados a alienação)	(1.308)
Reconhecimento do valor justo	19.792
Baixas	(1.539)
<b>Em 30.09.2018</b>	<b>739.644</b>

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

<b>Em 1º.01.2018</b>	<b>606.479</b>
Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes	(49.682)
Juros efetivos	67.914
<b>Em 30.09.2018</b>	<b>624.711</b>

### 10.3 Contratos de concessão de transmissão

<b>Em 1º.01.2018</b>	<b>1.497.399</b>
Efeito da aquisição de controle de Costa Oeste e Marumbi	258.908
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(78.852)
Transferências para o imobilizado	(182)
Transferência de depósitos judiciais	4.029
Remuneração	140.249
Receita de construção	230.006
<b>Em 30.09.2018</b>	<b>2.051.557</b>

### 10.4 Remensuração dos ativos RBSE

<b>Em 1º.01.2018</b>	<b>1.418.370</b>
Remuneração do fluxo de caixa dos ativos RBSE	137.746
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(182.092)
<b>Em 30.09.2018</b>	<b>1.374.024</b>

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 30.09.2018 totaliza R\$ 1.374.024, 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

<b>Em 1º.01.2018</b>	<b>303.668</b>
Transferências do intangível (NE nº 20.3)	6.650
Reconhecimento do valor justo	12.201
Baixas	(1)
<b>Em 30.09.2018</b>	<b>322.518</b>

## 11 Contas a Receber Vinculadas à Indenização da Concessão

### 11.1 Mutação das contas a receber vinculadas à indenização da concessão

<b>Em 1º.01.2018</b>	<b>68.859</b>
Remuneração pela remensuração do fluxo de caixa	1.068
Reversão de perdas estimadas para redução ao valor recuperável	3.492
<b>Em 30.09.2018</b>	<b>73.419</b>

## 12 Outros Créditos

	Controladora		Consolidado	
	30.09.2018	31.12.2017	30.09.2018	31.12.2017
Repasse CDE	-	-	135.197	136.559
Serviços em curso (a)	7.444	7.444	150.943	141.959
Adiantamento a empregados	952	660	34.846	25.928
Créditos nas operações de venda e aquisição de gás (12.1)	-	-	106.226	77.279
Adiantamento a fornecedores (b)	-	-	48.459	29.016
Desativações em curso	-	-	12.757	44.451
Adiantamento para indenizações imobiliárias	-	-	15.749	19.230
Outros créditos	251	183	89.494	84.345
	<b>8.647</b>	<b>8.287</b>	<b>593.671</b>	<b>558.767</b>
<b>Circulante</b>	<b>8.647</b>	<b>8.287</b>	<b>391.938</b>	<b>409.351</b>
<b>Não circulante</b>	-	-	<b>201.733</b>	<b>149.416</b>

(a) Referem-se, em sua maioria, aos programas de P&D e PEE, os quais, após seu término, são compensados com o respectivo passivo registrado para este fim.

(b) Adiantamento previsto em cláusula contratual.

### 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	
	30.09.2018	31.12.2017	30.09.2018	31.12.2017
<b>Ativo circulante</b>				
IR e CSLL a compensar	110.964	119.320	498.268	937.663
IR e CSLL a compensar com o passivo	(64.459)	(105.265)	(388.538)	(435.978)
	<b>46.505</b>	<b>14.055</b>	<b>109.730</b>	<b>501.685</b>
<b>Ativo não circulante</b>				
IR e CSLL a recuperar	65.745	158.808	83.853	176.480
	<b>65.745</b>	<b>158.808</b>	<b>83.853</b>	<b>176.480</b>
<b>Passivo circulante</b>				
IR e CSLL a recolher	65.688	36.803	624.655	362.307
IR e CSLL a compensar com o ativo	(62.777)	(34.336)	(386.856)	(275.997)
	<b>2.911</b>	<b>2.467</b>	<b>237.799</b>	<b>86.310</b>

## 13.2 Imposto de renda e contribuição social diferidos

### 13.2.1 Mutação do imposto de renda e contribuição social diferidos

Controladora	Saldo em 1�.01.2018	Reconhecido no resultado	Saldo em 30.09.2018
<b>Ativo não circulante</b>			
Provisões para litígios	86.732	11.226	97.958
Amortização do direito de concessão	19.680	287	19.967
Provisão Finam	3.457	(2)	3.455
Benefícios pós-emprego	1.374	127	1.501
Outros	15.219	32.209	47.428
	<b>126.462</b>	<b>43.847</b>	<b>170.309</b>
<b>(-) Passivo não circulante</b>			
Atualização de depósitos judiciais	18.349	3.480	21.829
Custo de transação sobre empréstimos e debêntures	3.615	1.388	5.003
Instrumentos financeiros	2.262	(62)	2.200
	<b>24.226</b>	<b>4.806</b>	<b>29.032</b>
<b>Líquido</b>	<b>102.236</b>	<b>39.041</b>	<b>141.277</b>

Consolidado	Saldo em 1�.01.2018	Reconhecido no resultado	Efeito da aplicação dos novos CPCs	Efeitos de combinação de negócios	Saldo em 30.09.2018
<b>Ativo não circulante</b>					
Provisões para litígios	514.358	74.117	-	3.696	592.171
Benefícios pós-emprego	293.611	11.099	-	-	304.710
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	310.561	(5.120)	-	-	305.441
Provisão para P&D e PEE	156.325	15.059	-	-	171.384
Provisão para compra de energia	129.877	93.331	-	-	223.208
Perdas de créditos esperadas	113.380	(3.895)	7.468	-	116.953
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	110.658	(66.365)	-	-	44.293
INSS - liminar sobre depósito judicial	60.856	5.149	-	-	66.005
Amortização do direito de concessão	48.722	290	-	-	49.012
Programa de desligamentos voluntários	13.027	23.884	-	-	36.911
Contratos de concessão	24.906	(975)	-	-	23.931
Provisão para perdas tributárias	23.915	1.069	-	-	24.984
Provisão para participação nos lucros	22.270	(2.249)	-	-	20.021
Instrumentos financeiros	15.718	(2.427)	-	-	13.291
Outros	44.432	59.190	1.006	-	104.628
	<b>1.882.616</b>	<b>202.157</b>	<b>8.474</b>	<b>3.696</b>	<b>2.096.943</b>
<b>(-) Passivo não circulante</b>					
Contratos de concessão	535.726	54.632	-	9.457	599.815
Custo atribuído ao imobilizado	449.884	(25.683)	-	-	424.201
Atualização de depósitos judiciais	55.328	6.910	-	-	62.238
Custo de transação sobre empréstimos e debêntures	21.538	2.114	-	-	23.652
Diferimento de ganho de capital	11.320	-	-	-	11.320
Capitalização de encargos financeiros	5.357	-	-	-	5.357
Outros	44.601	(607)	-	-	43.994
	<b>1.123.754</b>	<b>37.366</b>	<b>-</b>	<b>9.457</b>	<b>1.170.577</b>
<b>Líquido</b>	<b>758.862</b>	<b>164.791</b>	<b>8.474</b>	<b>(5.761)</b>	<b>926.366</b>
Ativo apresentado no Balanço Patrimonial	915.492				1.044.565
Passivo apresentado no Balanço Patrimonial	(156.630)				(118.199)

### 13.2.2 Realização dos créditos fiscais diferidos

	Controladora		Consolidado	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
2018	40.432	(1.668)	477.399	(40.216)
2019	343	(1.667)	277.284	(102.996)
2020	150	(1.667)	224.972	(83.183)
2021	150	-	125.159	(70.835)
2022	150	-	106.807	(67.669)
2023 a 2025	450	-	187.304	(188.822)
2026 a 2028	128.634	(24.030)	698.018	(616.856)
	<b>170.309</b>	<b>(29.032)</b>	<b>2.096.943</b>	<b>(1.170.577)</b>

### 13.2.3 Créditos fiscais não reconhecidos

Em 30.09.2018, a UEG Araucária não reconheceu créditos de imposto de renda e contribuição social sobre prejuízos fiscais e bases negativas no montante de R\$ 40.540 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	
	30.09.2018	31.12.2017	30.09.2018	31.12.2017
<b>Ativo circulante</b>				
ICMS a recuperar	7	7	92.672	68.773
PIS/Pasep e Cofins a compensar	322	269	81.149	133.090
PIS/Pasep e Cofins a compensar com o passivo	-	-	(11)	(4.202)
Outros tributos a compensar	-	-	1.174	571
	<b>329</b>	<b>276</b>	<b>174.984</b>	<b>198.232</b>
<b>Ativo não circulante</b>				
ICMS a recuperar	-	-	41.637	36.740
PIS/Pasep e Cofins	85.719	-	136.580	46.858
Outros tributos a compensar	14	15	33.685	33.376
	<b>85.733</b>	<b>15</b>	<b>211.902</b>	<b>116.974</b>
<b>Passivo circulante</b>				
ICMS a recolher	-	3	174.905	151.928
PIS/Pasep e Cofins a recolher	1.682	44.927	134.552	138.797
PIS/Pasep e Cofins a compensar com o ativo	(1.682)	(44.927)	(1.693)	(121.165)
IRRF sobre JSCP	-	26.002	-	97.065
IRRF sobre JSCP a compensar com o IR e CSLL ativo (13.1)	-	(26.002)	-	(43.018)
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert	-	-	46.134	45.108
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	-	-	64.946	63.791
Outros tributos	1.203	473	19.395	12.981
	<b>1.203</b>	<b>476</b>	<b>438.239</b>	<b>345.487</b>
<b>Passivo não circulante</b>				
INSS a recolher - liminar sobre depósito judicial	2.552	2.365	194.530	179.373
Pert	-	-	476.716	488.563
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	-	-	37.885	85.054
TCFRH (a)	-	-	90.387	53.349
Outros tributos	-	-	3.374	3.237
	<b>2.552</b>	<b>2.365</b>	<b>802.892</b>	<b>809.576</b>

(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	
	30.09.2018	30.09.2017	30.09.2018	30.09.2017
<b>Lucro antes do IRPJ e CSLL</b>	<b>1.060.921</b>	<b>916.637</b>	<b>1.531.647</b>	<b>1.283.903</b>
<b>IRPJ e CSLL (34%)</b>	<b>(360.713)</b>	<b>(311.657)</b>	<b>(520.760)</b>	<b>(436.527)</b>
<b>Efeitos fiscais sobre:</b>				
Equivalência patrimonial	333.870	354.994	42.514	18.626
Dividendos	67	407	67	407
Despesas indedutíveis	(23)	20	(6.365)	(17.470)
Incentivos fiscais	126	-	8.704	8.702
Prejuízo fiscal e base negativa da CSLL não constituídos	-	-	(21.355)	(5.559)
Constituição e/ou compensação de prejuízo fiscal e base negativa da CSLL de exercícios anteriores	-	-	5.147	106.743
Diferença entre as bases de cálculo do lucro real e presumido	-	-	15.066	497
Outros	26	(924)	(1.479)	25.660
<b>IRPJ e CSLL correntes</b>	<b>(65.688)</b>	<b>-</b>	<b>(643.252)</b>	<b>(469.822)</b>
<b>IRPJ e CSLL diferidos</b>	<b>39.041</b>	<b>42.840</b>	<b>164.791</b>	<b>170.901</b>
Alíquota efetiva - %	2,5%	-4,7%	31,2%	23,3%

	Controladora		Consolidado	
	1º.07.2018 a 30.09.2018	1º.07.2017 a 30.09.2017	1º.07.2018 a 30.09.2018	1º.07.2017 a 30.09.2017
<b>Lucro antes do IRPJ e CSLL</b>	<b>351.601</b>	<b>406.643</b>	<b>472.315</b>	<b>356.032</b>
<b>IRPJ e CSLL (34%)</b>	<b>(119.544)</b>	<b>(138.259)</b>	<b>(160.587)</b>	<b>(121.051)</b>
<b>Efeitos fiscais sobre:</b>				
Equivalência patrimonial	122.696	140.719	20.794	(9.593)
Dividendos	1	260	1	260
Despesas indedutíveis	(12)	32	(755)	(4.185)
Incentivos fiscais	33	-	3.052	2.601
Prejuízo fiscal e base negativa da CSLL não constituídos	-	-	(6.760)	13.397
Constituição e/ou compensação de prejuízo fiscal e base negativa da CSLL de exercícios anteriores	-	-	2.177	106.743
Diferença entre as bases de cálculo do lucro real e presumido	-	-	34.411	26.925
Outros	14	(300)	(3.645)	45.602
<b>IRPJ e CSLL correntes</b>	<b>(2.912)</b>	<b>-</b>	<b>(201.875)</b>	<b>(143.708)</b>
<b>IRPJ e CSLL diferidos</b>	<b>6.100</b>	<b>2.452</b>	<b>90.563</b>	<b>204.407</b>
Alíquota efetiva - %	-0,9%	-0,6%	23,6%	-17,0%

## 14 Despesas Antecipadas

Consolidado	30.09.2018	31.12.2017
Prêmio de risco - Repactuação do Risco Hidrológico (GSF) (14.1)	16.438	28.033
Outros	21.726	24.518
	<b>38.164</b>	<b>52.551</b>
<b>Circulante</b>	<b>33.219</b>	<b>39.867</b>
<b>Não circulante</b>	<b>4.945</b>	<b>12.684</b>



## 14.1 Repactuação do Risco Hidrológico (GSF)

A composição dos registros em 30.09.2018 é apresentada a seguir:

<b>Consolidado</b>	<b>Saldo em 1º.01.2018</b>	<b>Amortização</b>	<b>Transferências</b>	<b>Saldo em 30.09.2018</b>
Prêmio de risco - ativo circulante	15.459	(11.595)	7.804	11.668
Prêmio de risco - ativo não circulante	12.574	-	(7.804)	4.770
Intangível	45.745	(5.279)	-	40.466
	<b>73.778</b>	<b>(16.874)</b>	<b>-</b>	<b>56.904</b>
<b>Prêmio de risco a amortizar - despesa antecipada</b>	<b>28.033</b>			<b>16.438</b>
<b>Extensão de prazo da outorga - intangível</b>	<b>45.745</b>			<b>40.466</b>

## 15 Partes Relacionadas

	<b>Controladora</b>		<b>Consolidado</b>	
	<b>30.09.2018</b>	<b>31.12.2017</b>	<b>30.09.2018</b>	<b>31.12.2017</b>
<b>Controlador</b>				
Estado do Paraná (15.1)	14.266	130.156	14.495	130.417
<b>Controladas</b>				
Copel DIS (15.2)	109.892	89.270	-	-
Eólicas (15.3)	421.813	221.327	-	-
Compartilhamento de estrutura	7.354	27.273	-	-
Reembolso de gastos	53	5.215	-	-
<b>Empreendimento controlado em conjunto</b>				
Voltalia São Miguel do Gostoso (15.4)	-	38.169	-	38.169
Compartilhamento de estrutura	16	67	-	405
	<b>553.394</b>	<b>511.477</b>	<b>14.495</b>	<b>168.991</b>
<b>Circulante</b>	<b>429.236</b>	<b>292.051</b>	<b>229</b>	<b>38.835</b>
<b>Não circulante</b>	<b>124.158</b>	<b>219.426</b>	<b>14.266</b>	<b>130.156</b>

### 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.a). Quanto aos juros, multa e atualização monetária incidentes sobre as faturas de consumo de energia elétrica do período de setembro de 2010 a junho de 2015, foi ajuizada, em 06.11.2018, ação monitória em face do Estado do Paraná, responsável pelo pagamento das faturas nos termos da Lei Estadual nº 14.087/2003.

#### 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\$ 229 (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	
		30.09.2018	30.09.2018	31.12.2017
Usina de Energia Eólica Guajiru S.A.	49.300	2.421	50.106	31.584
Usina de Energia Eólica Jangada S.A.	88.800	4.506	94.194	31.078
Usina de Energia Eólica Potiguar S.A.	91.400	4.703	95.864	73.702
Usina de Energia Eólica Cutia S.A.	40.100	1.883	42.700	20.181
Usina de Energia Eólica Maria Helena S.A.	102.800	5.283	106.917	61.963
Usina de Energia Eólica Esperança do Nordeste S.A.	16.500	552	17.126	490
Usina de Energia Eólica Paraíso dos Ventos do Nordeste S.A.	19.900	606	14.906	2.329
	<b>408.800</b>	<b>19.954</b>	<b>421.813</b>	<b>221.327</b>

**Características:** contratos com limites do principal 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. Em 14.09.2018, foram assinados os terceiros termos aditivos aos contratos alterando a vigência de 28.09.2018 para até 31.12.2018, ficando condicionado a quitação do mútuo à liberação dos recursos provenientes da captação com o BNDES.

**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\$ 2.778, nos primeiros nove meses 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	
	30.09.2018	31.12.2017	30.09.2018	31.12.2017
<b>Fiscais</b>	<b>132.683</b>	<b>119.156</b>	<b>365.000</b>	<b>337.909</b>
<b>Trabalhistas</b>	<b>29</b>	<b>11</b>	<b>87.604</b>	<b>120.463</b>
<b>Cíveis</b>				
Cíveis	-	-	111.518	110.495
Servidões de passagem	-	-	3.173	6.114
Consumidores	-	-	1.884	2.522
	-	-	<b>116.575</b>	<b>119.131</b>
<b>Outros</b>	<b>126</b>	-	<b>5.380</b>	<b>5.026</b>
	<b>132.838</b>	<b>119.167</b>	<b>574.559</b>	<b>582.529</b>

## 18 Investimentos

### 18.1 Mutação dos investimentos

Controladora	Saldo em 1º.01.2018	Equivalência patrimonial	Aporte, Afac ou redução de capital	Amorti- zação	Dividendos e JSCP propostos	Efeito novos CPCs	Trans- ferência	Saldo em 30.09.2018
<b>Controladas</b>								
Copel GeT	8.409.370	651.472	237.000	-	(250.000)	533	13.799	9.062.174
Copel DIS	5.452.703	250.043	221.390	-	-	(15.843)	-	5.908.293
Copel TEL	483.195	37.221	58.628	-	-	(866)	-	578.178
Copel REN	28.579	67	-	-	-	-	-	28.646
Copel Energia	133.511	(59)	(44.900)	-	-	-	-	88.552
UEG Araucária (18.2)	89.240	(12.645)	-	-	-	-	-	76.595
Compagás (18.2)	202.857	18.442	-	-	-	-	-	221.299
Elejor (18.2)	43.208	32.292	-	-	(33.850)	-	-	41.650
Elejor - direito de concessão	13.762	-	-	(565)	-	-	-	13.197
	<b>14.856.425</b>	<b>976.833</b>	<b>472.118</b>	<b>(565)</b>	<b>(283.850)</b>	<b>(16.176)</b>	<b>13.799</b>	<b>16.018.584</b>
<b>Empreendimentos controlados em conjunto</b>								
Voltalia São Miguel do Gostoso I (18.3)	74.998	(3.001)	36.224	-	-	-	-	108.221
Voltalia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	10.773	-	-	(276)	-	-	-	10.497
Paraná Gás (a)	3	(3)	-	-	-	-	-	-
	<b>85.774</b>	<b>(3.004)</b>	<b>36.224</b>	<b>(276)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>118.718</b>
<b>Coligadas</b>								
Dona Francisca Energética (18.4)	29.821	7.444	-	-	(7.903)	-	-	29.362
Foz do Chopim Energética (18.4)	13.084	715	-	-	-	-	(13.799)	-
Outras	2.503	(16)	9	-	-	-	-	2.496
	<b>45.408</b>	<b>8.143</b>	<b>9</b>	<b>-</b>	<b>(7.903)</b>	<b>-</b>	<b>(13.799)</b>	<b>31.858</b>
	<b>14.987.607</b>	<b>981.972</b>	<b>508.351</b>	<b>(841)</b>	<b>(291.753)</b>	<b>(16.176)</b>	<b>-</b>	<b>16.169.160</b>

(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 30.09.2018
<b>Empreendimentos controlados em conjunto (18.3)</b>							
Voltalia São Miguel do Gostoso I	74.998	(3.001)	36.224	-	-	-	108.221
Voltalia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	10.773	-	-	(276)	-	-	10.497
Paraná Gás (a)	3	(3)	-	-	-	-	-
Costa Oeste (NE nº 1.2)	33.646	3.041	-	-	-	(36.687)	-
Marumbi (NE nº 1.2)	85.341	6.971	-	-	-	(92.312)	-
Transmissora Sul Brasileira (NE nº 1.2)	64.360	1.161	-	-	-	(65.521)	-
Caiuá	56.037	5.473	-	-	-	-	61.510
Integração Maranhense	113.401	9.604	-	-	-	-	123.005
Matrinchã	835.819	33.017	-	-	-	-	868.836
Guaraciaba	418.320	13.546	-	-	-	-	431.866
Paranaíba	162.273	9.945	-	-	-	-	172.218
Mata de Santa Genebra	459.374	29.114	-	-	3.263	-	491.751
Cantareira	200.018	2.127	-	-	-	(35.280)	166.865
	<b>2.514.363</b>	<b>110.995</b>	<b>36.224</b>	<b>(276)</b>	<b>3.263</b>	<b>(229.800)</b>	<b>2.434.769</b>
<b>Coligadas</b>							
Dona Francisca Energética (18.4)	29.821	7.444	-	-	(7.903)	-	29.362
Foz do Chopim Energética (18.4)	13.084	6.615	-	-	-	-	19.699
Dominó Holdings	2.457	2	-	-	-	-	2.459
Outras	9.556	(16)	9	-	-	-	9.549
	<b>54.918</b>	<b>14.045</b>	<b>9</b>	<b>-</b>	<b>(7.903)</b>	<b>-</b>	<b>61.069</b>
<b>Propriedades para investimento</b>	<b>1.362</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(3)</b>	<b>-</b>	<b>(15)</b>	<b>1.344</b>
	<b>2.570.643</b>	<b>125.040</b>	<b>36.233</b>	<b>(279)</b>	<b>(4.640)</b>	<b>(229.815)</b>	<b>2.497.182</b>

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

(b) Do total, os montantes de R\$ 36.687 e R\$ 92.312 referem-se a investimentos que passaram a ser Controladas; R\$ 65.521 referem-se a baixa do investimento; 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

<b>Saldos em 30.09.2018</b>	<b>Compagás</b>	<b>Elejor</b>	<b>UEG Araucária</b>
<b>ATIVO</b>	<b>729.832</b>	<b>661.301</b>	<b>442.059</b>
Ativo circulante	214.347	83.638	47.078
Ativo não circulante	515.485	577.663	394.981
<b>PASSIVO</b>	<b>729.832</b>	<b>661.301</b>	<b>442.059</b>
Passivo circulante	175.434	122.649	36.319
Passivo não circulante	120.479	479.151	22.766
Patrimônio líquido	433.919	59.501	382.974
<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO</b>			
Receita operacional líquida	418.262	216.195	125
Custos e despesas operacionais	(368.766)	(65.921)	(63.773)
Resultado financeiro	(2.108)	(80.399)	418
Tributos	(11.227)	(23.744)	-
<b>Lucro (prejuízo) do período</b>	<b>36.161</b>	<b>46.131</b>	<b>(63.230)</b>
Outros resultados abrangentes	-	-	-
<b>Resultado abrangente total</b>	<b>36.161</b>	<b>46.131</b>	<b>(63.230)</b>
<b>DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA</b>			
Fluxo de caixa das atividades operacionais	55.481	87.039	(11.634)
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(10.532)	(2.494)	(2.655)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(34.355)	(73.338)	-
<b>TOTAL DOS EFETOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>	<b>10.594</b>	<b>11.207</b>	<b>(14.289)</b>
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	84.079	37.905	51.264
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	94.673	49.112	36.975
<b>VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>	<b>10.594</b>	<b>11.207</b>	<b>(14.289)</b>

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

<b>Participação no capital social</b>	<b>Compagás: 49%</b>	<b>Elejor: 30%</b>	<b>UEG Araucária: 20%</b>	<b>Consolidado</b>
<b>Em 1º.01.2018</b>	<b>194.901</b>	<b>18.518</b>	<b>89.242</b>	<b>302.661</b>
Lucro líquido (prejuízo) do período	17.719	13.839	(12.646)	18.912
Dividendos	-	(14.507)	-	(14.507)
<b>Em 30.09.2018</b>	<b>212.620</b>	<b>17.850</b>	<b>76.596</b>	<b>307.066</b>

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

	Voltalia	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
<b>Saldos em 30.09.2018</b>								
<b>ATIVO</b>	<b>222.971</b>	<b>237.023</b>	<b>476.245</b>	<b>2.841.382</b>	<b>1.446.289</b>	<b>1.718.278</b>	<b>2.141.958</b>	<b>1.066.749</b>
<b>Ativo circulante</b>	<b>2.270</b>	<b>25.690</b>	<b>44.969</b>	<b>335.623</b>	<b>108.327</b>	<b>163.108</b>	<b>36.364</b>	<b>46.463</b>
Caixa e equivalentes de caixa	131	4.019	4.180	152.738	19.747	12.165	25.310	31.927
Outros ativos circulantes	2.139	21.671	40.789	182.885	88.580	150.943	11.054	14.536
<b>Ativo não circulante</b>	<b>220.701</b>	<b>211.333</b>	<b>431.276</b>	<b>2.505.759</b>	<b>1.337.962</b>	<b>1.555.170</b>	<b>2.105.594</b>	<b>1.020.286</b>
<b>PASSIVO</b>	<b>222.971</b>	<b>237.023</b>	<b>476.245</b>	<b>2.841.382</b>	<b>1.446.289</b>	<b>1.718.278</b>	<b>2.141.958</b>	<b>1.066.749</b>
<b>Passivo circulante</b>	<b>2.358</b>	<b>23.428</b>	<b>69.401</b>	<b>148.786</b>	<b>70.426</b>	<b>111.545</b>	<b>72.703</b>	<b>47.679</b>
Passivos financeiros	-	7.398	13.184	53.160	32.242	53.565	17.223	37.876
Outros passivos circulantes	2.358	16.030	56.217	95.626	38.184	57.980	55.480	9.803
<b>Passivo não circulante</b>	<b>-</b>	<b>88.064</b>	<b>155.813</b>	<b>919.461</b>	<b>494.502</b>	<b>903.799</b>	<b>1.087.714</b>	<b>678.530</b>
Passivos financeiros	-	58.914	94.421	688.609	366.559	617.939	945.238	543.080
Outros passivos não circulantes	-	29.150	61.392	230.852	127.943	285.860	142.476	135.450
<b>Patrimônio líquido</b>	<b>220.613</b>	<b>125.531</b>	<b>251.031</b>	<b>1.773.135</b>	<b>881.361</b>	<b>702.934</b>	<b>981.541</b>	<b>340.540</b>
<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO</b>								
Receita operacional líquida	-	19.129	30.557	260.914	128.322	206.295	467.253	107.267
Custos e despesas operacionais	(76)	(3.462)	(4.043)	(119.325)	(57.832)	(93.751)	(325.914)	(55.354)
Resultado financeiro	(138)	(3.684)	(5.890)	(44.875)	(25.476)	(43.760)	(53.333)	(47.572)
Equivalência patrimonial	(5.912)	-	-	-	-	-	-	-
Provisão para IR e CSLL	-	(815)	(1.022)	(29.331)	(17.369)	(28.191)	(29.894)	-
<b>Lucro (prejuízo) do período</b>	<b>(6.126)</b>	<b>11.168</b>	<b>19.602</b>	<b>67.383</b>	<b>27.645</b>	<b>40.593</b>	<b>58.112</b>	<b>4.341</b>
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Resultado abrangente total</b>	<b>(6.126)</b>	<b>11.168</b>	<b>19.602</b>	<b>67.383</b>	<b>27.645</b>	<b>40.593</b>	<b>58.112</b>	<b>4.341</b>
Participação no empreendimento - %	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	24,5	50,1	49,0
Valor contábil do investimento	108.100	61.510	123.005	868.836	431.866	172.218	491.751	166.865

Em 30.09.2018, a participação da Copel nos compromissos assumidos dos seus empreendimentos controlados em conjunto equivale a R\$ 139.554 (R\$ 141.744 em 31.12.2017) e nos passivos contingentes equivale a R\$ 38.087 (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

<b>Saldos em 30.09.2018</b>	<b>Dona Francisca</b>	<b>Foz do Chopim</b>
<b>ATIVO</b>	<b>134.986</b>	<b>85.430</b>
Ativo circulante	12.335	46.430
Ativo não circulante	122.651	39.000
<b>PASSIVO</b>	<b>134.986</b>	<b>85.430</b>
Passivo circulante	4.256	4.230
Passivo não circulante	3.225	26.132
Patrimônio líquido	127.505	55.068
<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO</b>		
Receita operacional líquida	52.899	32.272
Custos e despesas operacionais	(19.012)	(13.705)
Resultado financeiro	266	1.462
Provisão para IR e CSLL	(1.829)	(1.539)
<b>Lucro líquido do período</b>	<b>32.324</b>	<b>18.490</b>
Outros resultados abrangentes	-	-
<b>Resultado abrangente total</b>	<b>32.324</b>	<b>18.490</b>
Participação na coligada - %	23,0303	35,77
Valor contábil do investimento	29.362	19.699

Em 30.09.2018, a participação da Copel nos passivos contingentes das suas coligadas equivale a R\$ 58.229 (R\$ 58.194 em 31.12.2017).

## 19 Imobilizado

### 19.1 Imobilizado por classe de ativos

<b>Consolidado</b>	<b>Custo</b>	<b>Depreciação acumulada</b>	<b>30.09.2018</b>	<b>Custo</b>	<b>Depreciação acumulada</b>	<b>31.12.2017</b>
<b>Em serviço</b>						
Reservatórios, barragens, adutoras	6.643.087	(4.179.981)	2.463.106	6.638.348	(4.071.621)	2.566.727
Máquinas e equipamentos	5.605.459	(2.714.586)	2.890.873	5.320.736	(2.654.801)	2.665.935
Edificações	1.499.243	(1.012.731)	486.512	1.500.144	(989.221)	510.923
Terrenos	363.457	(17.460)	345.997	277.665	(15.287)	262.378
Veículos e aeronaves	48.227	(41.419)	6.808	59.101	(48.759)	10.342
Móveis e utensílios	17.885	(12.129)	5.756	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	(68)	24	(44)	(56)	18	(38)
	<b>14.172.304</b>	<b>(7.978.282)</b>	<b>6.194.022</b>	<b>13.807.942</b>	<b>(7.791.147)</b>	<b>6.016.795</b>
<b>Em curso</b>						
Custo	5.703.195	-	5.703.195	5.023.013	-	5.023.013
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (19.7)	(1.160.289)	-	(1.160.289)	(1.210.358)	-	(1.210.358)
	<b>4.542.906</b>	<b>-</b>	<b>4.542.906</b>	<b>3.812.655</b>	<b>-</b>	<b>3.812.655</b>
	<b>18.715.210</b>	<b>(7.978.282)</b>	<b>10.736.928</b>	<b>17.620.597</b>	<b>(7.791.147)</b>	<b>9.829.450</b>

## 19.2 Mutação do imobilizado

Consolidado	Saldo em 1�.01.2018	Aquisições/ Impairment	Depreciação	Baixas	Capitalizações	Transferências/ Reclassificações	Saldo em 30.09.2018
<b>Em serviço</b>							
Reservatórios, barragens, adutoras	2.566.727	-	(108.360)	-	4.739	-	2.463.106
Máquinas e equipamentos	2.665.935	-	(145.679)	(6.916)	377.359	174	2.890.873
Edificações	510.923	-	(26.880)	(499)	2.968	-	486.512
Terrenos	262.378	-	(2.173)	(83)	85.875	-	345.997
Veículos e aeronaves	10.342	-	(3.414)	(393)	273	-	6.808
Móveis e utensílios	5.514	-	(610)	(20)	830	42	5.756
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (19.7)	(4.986)	-	-	-	-	-	(4.986)
(-) Obrigações especiais	(38)	-	6	-	(12)	-	(44)
	<b>6.016.795</b>	-	<b>(287.110)</b>	<b>(7.911)</b>	<b>472.032</b>	<b>216</b>	<b>6.194.022</b>
<b>Em curso</b>							
Custo	5.023.013	1.136.896	-	(1.623)	(472.032)	16.941	5.703.195
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (19.7)	(1.210.358)	50.069	-	-	-	-	(1.160.289)
	<b>3.812.655</b>	<b>1.186.965</b>	-	<b>(1.623)</b>	<b>(472.032)</b>	<b>16.941</b>	<b>4.542.906</b>
	<b>9.829.450</b>	<b>1.186.965</b>	<b>(287.110)</b>	<b>(9.534)</b>	-	<b>17.157</b>	<b>10.736.928</b>

## 19.3 Custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados

Os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados no imobilizado durante os primeiros nove meses de 2018 totalizaram R\$ 3.303,   taxa média de 0,09 % a.a. (R\$ 1.519,   taxa média de 0,05% a.a., durante o mesmo período de 2017).

## 19.4 UHE Colíder

Em 30.07.2010, por meio do Leilão de Energia Nova n  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 n  001/11-MME-UHE Colíder.

O empreendimento será constituído por casa de fôrça 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 Ita  ba, 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 n  23). Os montantes liberados até 30.09.2018 totalizam R\$ 1.005.108.

Devido a questões de caso fortuito ou de fôrça maior, tais como incêndio no canteiro de obras, atos do poder público, atrasos relacionados ao licenciamento ambiental, entre outros contratempos, 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 dezembro de 2018, enquanto a terceira e última, em abril de 2019. Em decorrência desses eventos, consta registrado para este empreendimento saldo de perdas estimadas por redução ao valor recuperável do ativo, conforme demonstrado na NE n  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\$ 168,87 em 30.09.2018. 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;
- em junho de 2016 - com redução parcial 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 Déficits 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 30.09.2018, os gastos realizados na UHE Colíder apresentavam o saldo de R\$ 2.209.581.

### 19.5 Operações em conjunto - consórcios

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

<b>Empreendimento</b>	<b>Participação (%) Copel GeT</b>	<b>Taxa média anual de depreciação (%)</b>	<b>30.09.2018</b>	<b>31.12.2017</b>
<b>Em serviço</b>				
UHE Mauá (Consórcio Energético Cruzeiro do Sul)	51,0		859.917	859.917
(-) Depreciação Acumulada		3,43	(169.181)	(147.086)
			<b>690.736</b>	<b>712.831</b>
<b>Em curso</b>				
UHE Baixo Iguaçu (19.5.1)	30,0		697.385	640.178
			<b>697.385</b>	<b>640.178</b>
			<b>1.388.121</b>	<b>1.353.009</b>

#### 19.5.1 Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu - Cebi

A Copel detém 30% de participação no Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu - Cebi. O consórcio tem o objetivo de construir e explorar o empreendimento denominado Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu, com potência instalada de 350,2 MW e garantia física de 171,3 MW médios localizado no Rio Iguaçu, entre os Municípios de Capanema e de Capitão Leônidas Marques, e entre a UHE Governador José Richa e o Parque Nacional do Iguaçu, no Estado do Paraná. 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 a decisão do Tribunal Regional Federal da 4ª Região (TRF-RS), ocorrida em 16.06.2014, que paralisou as obras a partir de julho daquele 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 de sua data final de encerramento, reconhecendo a 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 promova a postergação do início do período de suprimento dos CCEARs pelo período do excludente de responsabilidade reconhecido.

Em 07.11.2017, a Aneel reconheceu um 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 foram concluídas, com posicionamento e travamento das 16 comportas do vertedouro. O rio Iguaçu está passando plenamente pelos vãos, e a barragem da margem direita já conta com 16% de volume do aterro lançado. Na casa de força, foi iniciada a certificação de montagem, com pré-testes das máquinas 01 e 02, assim como prosseguem as providências finais para a implantação da subestação, do sistema de transmissão e os programas fundiários e sócioambientais.

#### **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\$ 182,55 em 30.09.2018. A entrada em operação comercial desses parques está prevista para ocorrer em 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\$ 172,75 em 30.09.2018. A entrada em operação comercial desses parques está prevista para ocorrer entre dezembro 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 indicadores 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:

- 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; e
- Despesas segregadas por unidade geradora de caixa, projetadas a partir do orçamento aprovado pela Companhia.

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

Em 30.09.2018, os empreendimentos com saldos de *impairment* registrados são os seguintes:

Consolidado	Imobilizado			Valor em uso
	Custo	Depreciação	Impairment	
UHE Colíder (a)	2.307.079	(2.338)	(672.990)	1.631.751
Complexo Eólico Cutia (a)	1.165.848	-	(166.860)	998.988
Complexo Eólico Bento Miguel (a)	734.986	-	(117.379)	617.607
Consórcio Tapajós	14.464	-	(14.464)	-
Usinas no Paraná (a)	972.704	(61.775)	(193.582)	717.347
	<b>5.195.081</b>	<b>(64.113)</b>	<b>(1.165.275)</b>	<b>3.965.693</b>

(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 30.09.2018
<b>Em serviço</b>			
Usinas no Paraná	(4.986)	-	(4.986)
	<b>(4.986)</b>	-	<b>(4.986)</b>
<b>Em curso</b>			
UHE Colíder (19.7.1)	(683.021)	10.031	(672.990)
Complexo Eólico Cutia (19.7.2)	(224.510)	57.650	(166.860)
Complexo Eólico Bento Miguel (19.7.2)	(98.231)	(19.148)	(117.379)
Consórcio Tapajós	(14.464)	-	(14.464)
Usinas no Paraná (19.7.3)	(190.132)	1.536	(188.596)
	<b>(1.210.358)</b>	<b>50.069</b>	<b>(1.160.289)</b>
	<b>(1.215.344)</b>	<b>50.069</b>	<b>(1.165.275)</b>

#### 19.7.1 UHE Colíder

Em setembro 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 dezembro de 2018 (em 2017 considerava maio de 2018), foi reconhecida reversão face à melhora da receita com a comercialização de energia.

#### 19.7.2 Complexos Eólico Cutia e Bento Miguel

Em setembro 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 7,11% que deriva da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica, ajustada para a condição específica de tributação daqueles empreendimentos.

No Complexo Eólico Cutia a reversão observada se justifica principalmente pelo aumento na expectativa de geração e pela receita da operação em testes até janeiro de 2019, vendida no curto prazo e valorada ao PLD.

Para o Complexo Eólico Bento Miguel a provisão adicional é consequência da redução da projeção de longo prazo do PLD e do preço de venda no Ambiente de Contratação Livre - ACL em comparação com dezembro de 2017.

### 19.7.3 Usinas no Paraná

Em setembro 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 reversão verificada deve-se à melhora da receita com a comercialização de energia que compensou o ressarcimento à CDE do carvão não utilizado.

## 20 Intangível

Consolidado	30.09.2018	31.12.2017
Contrato de concessão de distribuição (20.1)	5.910.989	5.750.873
Contratos de concessão/autorização de geração (20.2)	601.531	619.221
Contrato de concessão de distribuição de gás (20.3)	30.457	43.888
Outros intangíveis (20.4)	40.978	38.842
	<b>6.583.955</b>	<b>6.452.824</b>

### 20.1 Contrato de concessão de distribuição

Consolidado			Obrigações especiais		Total
	em serviço	em curso	em serviço	em curso	
<b>Em 1º.01.2018</b>	<b>7.907.965</b>	<b>714.446</b>	<b>(2.845.438)</b>	<b>(26.100)</b>	<b>5.750.873</b>
Aquisições	-	542.828	-	-	542.828
Participação financeira do consumidor	-	-	-	(85.255)	(85.255)
Provisão para litígios adicionada ao custo das obras	-	3.730	-	-	3.730
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.1)	-	(38.843)	-	350	(38.493)
Capitalizações para intangível em serviço	502.570	(502.570)	(78.078)	78.078	-
Quotas de amortização - concessão (a)	(321.132)	-	97.331	-	(223.801)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(8.122)	-	-	-	(8.122)
Baixas	(23.053)	(7.718)	-	-	(30.771)
<b>Em 30.09.2018</b>	<b>8.058.228</b>	<b>711.873</b>	<b>(2.826.185)</b>	<b>(32.927)</b>	<b>5.910.989</b>

(a) Amortização durante o período de concessão a partir da capitalização para intangível em serviço ou da vida útil dos ativos, dos dois o menor.

### 20.2 Contratos de concessão de geração

Consolidado	Contrato de concessão (a)		Direito de concessão e autorização	Total
	em serviço	em curso		
<b>Em 1º.01.2018</b>	<b>236.443</b>	<b>6.977</b>	<b>375.801</b>	<b>619.221</b>
Outorga Aneel - uso do bem público	-	320	-	320
Combinação de negócios (NE nº 1.2.2)	-	-	4.845	4.845
Quotas de amortização - concessão e autorização (b)	(12.985)	-	(9.870)	(22.855)
<b>Em 30.09.2018</b>	<b>223.458</b>	<b>7.297</b>	<b>370.776</b>	<b>601.531</b>

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

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

## 20.3 Contrato de concessão de distribuição de gás

Consolidado	em serviço	em curso	Total
<b>Em 1º.01.2018</b>	<b>24.417</b>	<b>19.471</b>	<b>43.888</b>
Aquisições	-	10.280	10.280
Transferências de/para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.5)	-	(6.650)	(6.650)
Capitalizações para intangível em serviço	297	(297)	-
Quotas de amortização - concessão (a)	(17.035)	-	(17.035)
Baixas	(10)	(16)	(26)
<b>Em 30.09.2018</b>	<b>7.669</b>	<b>22.788</b>	<b>30.457</b>

(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
<b>Em 1º.01.2018</b>	<b>22.693</b>	<b>16.149</b>	<b>38.842</b>
Efeito da aquisição de controle de Costa Oeste e Marumbi	-	37	37
Aquisições	-	6.714	6.714
Transferências do imobilizado	81	390	471
Capitalizações para intangível em serviço	2.959	(2.959)	-
Quotas de amortização (a)	(4.762)	-	(4.762)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(20)	-	(20)
Baixas	-	(304)	(304)
<b>Em 30.09.2018</b>	<b>20.951</b>	<b>20.027</b>	<b>40.978</b>

(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 os primeiros nove meses de 2018 totalizaram R\$ 3.448, à taxa média de 0,25% a.a. (R\$ 3.152, à taxa média de 0,18% a.a. durante o mesmo período de 2017).

## 21 Obrigações Sociais e Trabalhistas

	Controladora		Consolidado	
	30.09.2018	31.12.2017	30.09.2018	31.12.2017
<b>Obrigações sociais</b>				
Impostos e contribuições sociais	989	1.778	34.346	49.748
Encargos sociais sobre férias e 13º salário	1.030	768	44.784	32.686
	<b>2.019</b>	<b>2.546</b>	<b>79.130</b>	<b>82.434</b>
<b>Obrigações trabalhistas</b>				
Folha de pagamento, líquida	1	157	157	1.796
Férias e 13º salário	3.367	2.511	144.580	106.450
Participação nos lucros e/ou resultados	674	586	60.755	68.817
Programa de desligamentos voluntários	4.841	877	108.891	38.642
Outros	-	300	4	15.828
	<b>8.883</b>	<b>4.431</b>	<b>314.387</b>	<b>231.533</b>
	<b>10.902</b>	<b>6.977</b>	<b>393.517</b>	<b>313.967</b>

## 22 Fornecedores

<b>Consolidado</b>	<b>30.09.2018</b>	<b>31.12.2017</b>
Energia elétrica	1.417.999	986.689
Materiais e serviços	469.523	521.969
Gás para revenda	162.519	101.026
Encargos de uso da rede elétrica	123.759	117.362
	<b>2.173.800</b>	<b>1.727.046</b>
	<b>Circulante</b>	<b>2.143.297</b>
	<b>Não circulante</b>	<b>30.503</b>
		<b>1.683.577</b>
		<b>43.469</b>



## 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		
								30.09.2018	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	44.731	52.768	
(1) Discount Bond	Copel	20.05.1998	1	11.04.2024	2,375% + 0,20%	Semestral	12.082	65.161	36.502	
Total moeda estrangeira								109.892	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	-	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	-	51.932	
(5) CCB 330.600.773	Copel DIS	11.07.2014	3	11.07.2019	111,8% do DI	Semestral	116.667	39.272	80.699	
(6) CFX 17/35959-7	Copel DIS	16.05.2017	2	06.05.2019	12,0%	Trimestral	75.000	75.942	75.291	
(7) CCB 21/00851-5	Copel DIS	30.06.2017	2	13.06.2019	11,0%	Trimestral	38.889	38.753	38.241	
(8) CCB 17/35960-0	Copel DIS	27.07.2017	2	17.07.2019	11,0%	Trimestral	50.333	51.377	51.073	
(9) CFX 17/35958-9	Copel DIS	15.08.2017	2	05.08.2019	11,0%	Trimestral	58.333	58.990	58.636	
(10) NCI 330.600.132	Copel HOL	28.02.2007	3	28.02.2019	107,8% do DI	Semestral	231.000	77.280	157.707	
(11) CCB 306.401.381	Copel HOL	21.06.2018	4	21.07.2021	120,00% do DI	Trimestral	640.005	640.977	660.949	
(12) NCI 306.401.445	Copel HOL	24.02.2017	2	15.02.2020	124,5% do DI	Semestral	77.000	76.767	78.186	
								1.059.358	1.388.364	
Eletrobras										
(13) 980/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2018	8,0%	Trimestral	11	1	3	
(13) 981/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.08.2019	8,0%	Trimestral	1.169	65	115	
(13) 982/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2019	8,0%	Trimestral	1.283	30	48	
(13) 983/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2020	8,0%	Trimestral	11	58	77	
(13) 984/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2020	8,0%	Trimestral	14	25	33	
(13) 985/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.08.2021	8,0%	Trimestral	61	18	23	
(14) 142/06	Copel DIS	11.05.2006	120	30.09.2018	5,0%+ 1,0%	Mensal	74.340	-	2.730	
(14) 206/07	Copel DIS	03.03.2008	120	30.08.2020	5,0%+ 1,0%	Mensal	109.642	17.064	23.746	
(14) 273/09	Copel DIS	18.02.2010	120	30.12.2022	5,0%+ 1,0%	Mensal	63.944	6.988	8.222	
								24.249	34.997	
Caixa Econômica Federal										
(14) 415.855-22/14	Copel DIS	31.03.2015	120	08.12.2026	Fixa: 6%	Mensal	5.095	4.661	5.087	
(15) 3153-352	Copel DIS	01.11.2016	36	15.12.2021	5,5 % acima da TJLP	Trimestral	489	497	498	
								5.158	5.585	
Finep										
(16) 21120105-00	Copel Tel	17.07.2012	81	15.10.2020	4%	Mensal	35.095	6.511	8.855	
(16) 21120105-00	Copel Tel	17.07.2012	81	15.10.2020	3,5% + TR	Mensal	17.103	5.501	7.482	
								12.012	16.337	
BNDES										
(17) 820989.1	Copel GeT	17.03.2009	179	15.01.2028	1,63% acima da TJLP	Mensal	169.500	110.001	118.370	
(18) 1120952.1-A	Copel GeT	16.12.2011	168	15.04.2026	1,82% acima da TJLP	Mensal	42.433	23.824	26.078	
(19) 1120952.1-B	Copel GeT	16.12.2011	168	15.04.2026	1,42% acima da TJLP	Mensal	2.290	1.285	1.407	
(20) 1220768.1	Copel GeT	28.09.2012	192	15.07.2029	1,36% acima da TJLP	Mensal	73.122	51.978	55.357	
(21) 13211061	Copel GeT	04.12.2013	192	15.10.2031	0% e 1,49% acima da TJLP	Mensal	1.041.155	856.092	871.022	
(22) 13210331	Copel GeT	03.12.2013	168	15.08.2028	1,49% e 1,89% acima da TJLP	Mensal	17.644	12.954	13.878	
(23) 15206041	Copel GeT	28.12.2015	168	15.06.2030	2,42% acima da TJLP	Mensal	34.265	24.442	25.899	
(24) 15205921	Copel GeT	28.12.2015	168	15.12.2029	2,32% acima da TJLP	Mensal	21.584	14.810	15.734	
(25) 14205611-A	Copel DIS	15.12.2014	72	15.01.2021	2,09% acima da TJLP	Mensal	41.583	16.146	21.267	
(25) 14205611-B	Copel DIS	15.12.2014	6	15.02.2021	2,09 acima da TR BNDES	Anual	17.821	11.701	15.384	
(26) 14205611-C	Copel DIS	15.12.2014	113	15.06.2024	6,0%	Mensal	78.921	45.048	50.949	
(27) 14205611-D	Copel DIS	15.12.2014	57	15.02.2021	TJLP	Mensal	750	22	29	
(28) 14.2.1271.1	Santa Maria	01.06.2015	192	15.08.2031	1,66% acima da TJLP	Mensal	59.462	48.946	51.578	
(28) 14.2.1272.1	Santa Helena	01.06.2015	192	15.08.2031	1,66% acima da TJLP	Mensal	64.520	53.079	55.932	
(29) 11211521	GE Farol	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% acima da TJLP	Mensal	54.100	46.015	48.741	
(29) 11211531	GE Boa Vista	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% acima da TJLP	Mensal	40.050	34.019	36.034	
(29) 11211541	GE S.B. do Norte	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% acima da TJLP	Mensal	90.900	77.152	81.723	
(29) 11211551	GE Olho D'Água	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% acima da TJLP	Mensal	97.000	82.397	87.278	
(30) 13212221 - A	Costa Oeste	03.12.2013	168	30.11.2028	1,95% + TJLP	Mensal	23.634	21.772	-	
(31) 13212221 - B	Costa Oeste	03.12.2013	106	30.09.2023	3,5%	Mensal	9.086	3.988	-	
(32) 14205851 - A	Marumbi	08.07.2014	168	30.06.2029	2,00% + TJLP	Mensal	33.460	27.710	-	
(33) 14205851 - B	Marumbi	08.07.2014	106	30.04.2024	6,0%	Mensal	21.577	12.639	-	
								1.576.020	1.576.660	
(34) Notas Promissórias	Copel GeT	12.05.2017	1	12.05.2019	117% do DI	Parcela única	500.000	561.272	529.919	
								561.272	529.919	
Banco do Brasil Repasse BNDES										
(35) 21/02000-0	Copel GeT	16.04.2009	179	15.01.2028	2,13% acima da TJLP	Mensal	169.500	109.998	118.373	
								109.998	118.373	
Total moeda nacional								3.348.067	3.670.235	
								3.457.959	3.759.505	
								Circulante	1.131.927	784.666
								Não circulante	2.326.032	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) (35) 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 Cerquilha 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) Implantação de Linha de Transmissão 230 kV entre a SE Cascavel Oeste e a SE Umuarama Sul e implantação da SE Umuarama SUL 230/138 kV
- (31) Aquisição de máquinas e equipamentos nacionais para implantação do empreendimento descrito acima.
- (32) Implantação de Linha de Transmissão 525 kV entre a SE Curitiba e a SE Curitiba Leste e implantação da SE Curitiba Leste SUL 525/230 kV
- (33) Aquisição de máquinas e equipamentos nacionais para implantação do empreendimento descrito acima.
- (34) Pagamento da primeira parcela de debêntures da Copel e reforço de caixa da Copel Get.

## 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) (35) 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) Cessão Fiduciária dos direitos decorrentes do Contrato de Concessão 001/2012 e 100% das ações penhoradas em favor do BNDES até a quitação do empréstimo.
- (32) (33) Cessão Fiduciária dos direitos decorrentes do Contrato de Concessão 008/2012 e 100% das ações penhoradas em favor do BNDES até a quitação do empréstimo.
- (34) 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\$ 53.423 (R\$ 44.548 em 31.12.2017), e *Discount Bond*, no valor de R\$ 37.352 (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		30.09.2018	%	31.12.2017	%
<b>Moeda estrangeira - variação da moeda no período (%)</b>					
Dólar norte-americano	21,56	109.892	3,18	89.270	2,37
		<b>109.892</b>	<b>3,18</b>	<b>89.270</b>	<b>2,37</b>
<b>Moeda nacional - indexadores acumulados no período (%)</b>					
CDI	6,56	1.395.568	40,36	1.695.042	45,09
TJLP	6,39	1.613.139	46,65	1.629.198	43,34
TR	0,00	5.501	0,16	7.482	0,20
IPCA	3,34	11.701	0,34	15.384	0,41
Sem indexador	-	322.158	9,31	323.129	8,59
		<b>3.348.067</b>	<b>96,82</b>	<b>3.670.235</b>	<b>97,63</b>
		<b>3.457.959</b>	<b>100,00</b>	<b>3.759.505</b>	<b>100,00</b>

### 23.3 Vencimentos das parcelas de longo prazo

30.09.2018	Controladora			Consolidado		
	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
2019	-	-	-	-	40.347	40.347
2020	-	353.683	353.683	-	516.781	516.781
2021	-	315.926	315.926	-	467.765	467.765
2022	-	-	-	-	147.365	147.365
2023	-	-	-	-	145.531	145.531
Após 2023	107.559	-	107.559	107.559	900.684	1.008.243
	<b>107.559</b>	<b>669.609</b>	<b>777.168</b>	<b>107.559</b>	<b>2.218.473</b>	<b>2.326.032</b>

### 23.4 Mutação de empréstimos e financiamentos

Controladora		Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
<b>Em 1º.01.2018</b>		<b>89.270</b>	<b>896.842</b>	<b>986.112</b>
Encargos		3.706	48.790	52.496
Variação monetária e cambial		19.074	-	19.074
Amortização - principal		-	(77.000)	(77.000)
Pagamento - encargos		(2.158)	(73.608)	(75.766)
<b>Em 30.09.2018</b>		<b>109.892</b>	<b>795.024</b>	<b>904.916</b>

Consolidado	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
<b>Em 1º.01.2018</b>	<b>89.270</b>	<b>3.670.235</b>	<b>3.759.505</b>
Efeito da aquisição de controle de Costa Oeste e Marumbi	-	66.775	66.775
Ingressos	-	630.000	630.000
Encargos	3.706	219.177	222.883
Variação monetária e cambial	19.074	7.706	26.780
Amortização - principal	-	(1.026.718)	(1.026.718)
Pagamento - encargos	(2.158)	(219.108)	(221.266)
<b>Em 30.09.2018</b>	<b>109.892</b>	<b>3.348.067</b>	<b>3.457.959</b>

### 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 30.09.2018, 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	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado	≤ 3,5
Copel DIS	3ª Emissão de Notas promissórias	Endividamento Financeiro / Ebitda ajustado	≤ 4,0
Santa Maria	BNDES Finem nº 14205611	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Santa Helena	BNDES Finem nº 14212711		
São Bento Energia, Investimento e Participações	BNDES Finem nº 14212721	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
GE Boa Vista S.A.	Contrato de Cessão BNDES		
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			30.09.2018	31.12.2017
(1) 5ª	Copel	13.05.2014	3	13.05.2017	13.05.2019	111,5% da taxa DI	1.000.000	342.039	672.537
(2) 6ª	Copel	29.06.2017	1	-	28.06.2019	117,0% da taxa DI	520.000	574.809	542.944
(3) 7ª	Copel	19.01.2018	2	19.01.2020	19.01.2021	119,0% da taxa DI	600.000	604.802	-
(4) 1ª	Copel GeT	15.05.2015	3	15.05.2018	15.05.2020	113,0% da taxa DI	1.000.000	683.185	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	504.298	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	1.023.603	999.442
(7) 4ª	Copel GeT	23.07.2018	3	23.07.2021	23.07.2023	126,0% da taxa DI	1.000.000	997.371	-
(8) 2ª	Copel DIS	27.10.2016	2	27.10.2018	27.10.2019	124,0% da taxa DI	500.000	534.698	502.179
(9) 3ª	Copel DIS	20.10.2017	2	20.10.2021	20.10.2022	126,0% da taxa DI	500.000	512.635	501.810
(10) 1ª	Copel TEL	15.10.2015	5	15.10.2020	15.10.2024	IPCA + 7,9633%	160.000	189.316	184.506
(11) 2ª	Copel TEL	15.07.2017	1	-	15.07.2022	IPCA + 5,4329%	220.000	227.362	215.675
(12) 2ª	(a)	24.03.2016	192	15.08.2016	15.07.2032	TJLP + 2,02%	147.575	130.271	135.662
(13) 2ª	(a)	24.03.2016	192	15.08.2016	15.07.2032	IPCA + 9,87%	153.258	141.826	145.786
(14) 2ª	Elejor	26.09.2013	60	26.10.2013	26.09.2018	DI + Spread 1,00%	203.000	-	30.370
(15) 1ª	Compagás	16.12.2013	40	15.09.2015	15.12.2018	TJLP + 1,7% a.a.+1,0%	62.626	4.822	19.214
(16) 2ª	Compagás	15.04.2016	54	15.07.2017	15.12.2021	TJLP+Selic + 2,17%	33.620	19.098	23.461
								<b>6.490.135</b>	<b>6.070.978</b>
								<b>Circulante</b>	<b>2.173.968</b>
								<b>Não circulante</b>	<b>4.316.167</b>
									<b>1.632.062</b>
									<b>4.438.916</b>

(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) (11) (14) Debêntures simples, série única, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, par: distribuição pública com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução CVM nº 476.

(12) Debêntures simples, 1ª série, não conversíveis em ações, emissão privada.

(13) Debêntures simples, 2ª série, não conversíveis em ações, emissão privada.

(15) (16) 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 - junho.

(3) (7) (11) Juros semestrais - janeiro e julho.

(4) Juros anuais - maio.

(5) Juros anuais - julho.

(6) (9) (10) Juros semestrais - abril e outubro.

(8) Juros anuais - outubro.

(12) (13) (14) Juros mensais.

(15) (16) Juros trimestrais - março, junho, setembro e dezembro.

### Destinação

(1) (2) (3) (4) (5) (6) (8) (9) Capital de giro e/ou realização de investimentos da emissora.

(7) Resgate antecipado total da 4ª emissão de notas promissórias comerciais da Companhia e pagamento parcial da 1ª primeira parcela de amortização da 2ª emissão de debêntures.

(10) (11) Implantação, ampliação e modernização de rede de telecomunicações.

(12) (13) Implantação de centrais eólicas e sistemas de transmissão associados.

(14) Liquidação total do contrato de mútuo com a Copel.

(15) (16) Financiar plano de investimentos da emissora.

### Garantias

(1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11) (14) Fidejussória.

(12) (13) Real e fidejussória e penhor de ações da Copel Geração e Transmissão.

(15) (16) Flutuante.

### Interveniente garantidora

(1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11) (12) (13) Copel.

(14) Copel, na proporção de 70% e Paineira Participações S.A., na proporção de 30%.

(15) (16) Compagás.

### Agente fiduciário

(1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11) (14) Pentágono S.A. DTVM.

(12) (13) Não há.

(15) (16) BNDES Participações S.A. - BNDESPAR.

## 24.1 Vencimentos das parcelas de longo prazo

30.09.2018	Controladora	Consolidado
2019	-	252.484
2020	297.981	990.392
2021	297.982	1.246.740
2022	-	1.207.033
2023	-	399.457
Após 2023	-	220.061
	<b>595.963</b>	<b>4.316.167</b>

## 24.2 Mutação das debêntures

	Controladora	Consolidado
<b>Em 1º.01.2018</b>	<b>1.215.481</b>	<b>6.070.978</b>
Ingressos	600.000	1.600.000
Encargos e variação monetária	92.022	396.159
Amortização - principal	(333.300)	(1.230.451)
Pagamento - encargos	(52.553)	(346.551)
<b>Em 30.09.2018</b>	<b>1.521.650</b>	<b>6.490.135</b>

## 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 30.09.2018, 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	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado Índice de cobertura do serviço da dívida	≤ 3,5 ≥ 1,5
Copel GeT	1ª Emissão de Debêntures 2ª Emissão de Debêntures 3ª Emissão de Debêntures 4ª Emissão de Debêntures		
Copel DIS	2ª Emissão de Debêntures 3ª Emissão de Debêntures		
Copel TEL	1ª Emissão de Debêntures 2ª Emissão de Debêntures		
Comapgás	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 Euris 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	
	30.09.2018	31.12.2017	30.09.2018	31.12.2017
Planos previdenciários	4	12	790	1.069
Planos assistenciais	4.415	4.040	897.769	865.034
	<b>4.419</b>	<b>4.052</b>	<b>898.559</b>	<b>866.103</b>
<b>Circulante</b>	<b>67</b>	<b>57</b>	<b>53.539</b>	<b>53.225</b>
<b>Não circulante</b>	<b>4.352</b>	<b>3.995</b>	<b>845.020</b>	<b>812.878</b>

Os valores reconhecidos no resultado estão resumidos a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	30.09.2018	30.09.2017	30.09.2018	30.09.2017
<b>Empregados</b>				
Planos previdenciários	404	1.335	56.121	58.281
Plano assistencial - pós-emprego	421	389	72.814	72.321
Plano assistencial - funcionários ativos	616	509	64.701	60.341
(-) Transferências para imobilizado e intangível em curso	-	-	(15.082)	(16.569)
	<b>1.441</b>	<b>2.233</b>	<b>178.554</b>	<b>174.374</b>
<b>Administradores</b>				
Planos previdenciários	263	557	1.222	1.003
Plano assistencial	16	80	80	135
	<b>279</b>	<b>637</b>	<b>1.302</b>	<b>1.138</b>
	<b>1.720</b>	<b>2.870</b>	<b>179.856</b>	<b>175.512</b>

	Controladora		Consolidado	
	1º.07.2018	1º.07.2017	1º.07.2018	1º.07.2017
	a 30.09.2018	a 30.09.2017	a 30.09.2018	a 30.09.2017
<b>Empregados</b>				
Plano previdenciário (CV)	116	451	18.370	19.074
Plano assistencial - pós-emprego	140	130	24.297	24.106
Plano assistencial - funcionários ativos	212	177	21.149	20.158
(-) Transferências para imobilizado e intangível em curso	-	-	(5.011)	(5.375)
	<b>468</b>	<b>758</b>	<b>58.805</b>	<b>57.963</b>
<b>Administradores</b>				
Plano previdenciário	129	208	556	353
Plano assistencial	12	24	35	42
	<b>141</b>	<b>232</b>	<b>591</b>	<b>395</b>
	<b>609</b>	<b>990</b>	<b>59.396</b>	<b>58.358</b>

### 25.4 Mutação dos benefícios pós-emprego

	Controladora	Consolidado
<b>Em 1º.01.2018</b>	<b>4.052</b>	<b>866.103</b>
Apropriação do cálculo atuarial	421	72.814
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	4.221	104.278
Amortizações	(4.275)	(144.636)
<b>Em 30.09.2018</b>	<b>4.419</b>	<b>898.559</b>



## 26 Encargos do Consumidor a Recolher

Consolidado	30.09.2018	31.12.2017
Conta de desenvolvimento energético - CDE (a)	71.651	121.912
Bandeira tarifária	38.529	22.427
Reserva global de reversão - RGR	6.731	5.686
	<b>116.911</b>	<b>150.025</b>

(a) Resoluções Homologatórias de nºs 2.231/2017 e 2.446/2018.

## 27 Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

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

Consolidado	Aplicado e não concluído	Saldo a recolher	Saldo a aplicar	Saldo em 30.09.2018	Saldo em 31.12.2017
<b>Pesquisa e desenvolvimento - P&amp;D</b>					
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	-	5.540	-	5.540	5.232
MME	-	2.768	-	2.768	2.616
P&D	116.728	-	206.771	323.499	316.121
	<b>116.728</b>	<b>8.308</b>	<b>206.771</b>	<b>331.807</b>	<b>323.969</b>
<b>Programa de eficiência energética - PEE</b>					
Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - Procel	-	13.030	-	13.030	6.041
PEE	19.756	-	211.539	231.295	202.465
	<b>19.756</b>	<b>13.030</b>	<b>211.539</b>	<b>244.325</b>	<b>208.506</b>
	<b>136.484</b>	<b>21.338</b>	<b>418.310</b>	<b>576.132</b>	<b>532.475</b>
			<b>Circulante</b>	<b>232.776</b>	<b>282.766</b>
			<b>Não circulante</b>	<b>343.356</b>	<b>249.709</b>

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

Consolidado	FNDCT	MME	P&D	Procel	PEE	Total
<b>Em 1º.01.2018</b>	<b>5.232</b>	<b>2.616</b>	<b>316.121</b>	<b>6.041</b>	<b>202.465</b>	<b>532.475</b>
Efeito da aquisição de controle de Costa Oeste e Marumbi	23	9	467	-	-	499
Constituições	23.869	11.936	23.871	6.989	27.955	94.620
Contrato de desempenho	-	-	-	-	1.369	1.369
Juros Selic (NE nº 34)	-	-	9.642	-	8.875	18.517
Recolhimentos	(23.584)	(11.793)	-	-	-	(35.377)
Conclusões	-	-	(26.602)	-	(9.368)	(35.970)
<b>Em 30.09.2018</b>	<b>5.540</b>	<b>2.768</b>	<b>323.499</b>	<b>13.030</b>	<b>231.295</b>	<b>576.132</b>

## 28 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão

Consolidado	Empresa	Outorga	Assinatura	Final	Taxa de desconto	Correção Anual	30.09.2018	31.12.2017
(1) UHE Mauá	Copel GeT	29.06.2007	03.07.2007	07.2042	5,65% a.a.	IPCA	16.676	16.384
(2) UHE Colíder	Copel GeT	29.12.2010	17.01.2011	01.2046	7,74% a.a.	IPCA	23.760	23.188
(3) UHE Baixo Iguaçu	Copel GeT	19.07.2012	20.08.2012	01.2047	7,74% a.a.	IPCA	7.297	6.977
(4) PCH Cavernoso	Copel GeT	11.07.2013	11.07.2013	07.2018	7,74% a.a.	IPCA	-	27
(5) UHE Apucarantina	Copel GeT	11.07.2013	11.07.2013	07.2018	7,74% a.a.	IPCA	-	185
(6) UHE Chaminé	Copel GeT	11.07.2013	11.07.2013	07.2018	7,74% a.a.	IPCA	-	320
(7) UHE Derivação Rio Jordão	Copel GeT	11.07.2013	24.02.2014	02.2019	7,74% a.a.	IPCA	116	313
(8) UHEs Fundão e Santa Clara	Elejor	23.10.2001	25.10.2001	10.2036	11,00% a.a.	IGPM	542.402	507.560
							<b>590.251</b>	<b>554.954</b>
							<b>Circulante</b>	<b>67.487</b>
							<b>Não circulante</b>	<b>492.330</b>

### Taxa de desconto no cálculo do valor presente

Taxa desconto real e líquida, compatível com a taxa estimada de longo prazo, não tendo vinculação com a expectativa de retorno do projeto.

### Pagamento à União

Parcelas mensais equivalentes a 1/12 do pagamento anual corrigido, conforme definido no contrato de concessão.

### 28.1 Mutações de contas a pagar vinculadas à concessão

<b>Em 1º.01.2018</b>	<b>554.954</b>
Adição	320
Ajuste a valor presente	33
Variação monetária	83.172
Pagamentos	(48.228)
<b>Em 30.09.2018</b>	<b>590.251</b>

## 29 Outras Contas a Pagar

Consolidado	30.09.2018	31.12.2017
Ressarcimento Aneel - Consumidores (a)	49.619	-
Consumidores	31.934	33.380
Taxa de iluminação pública arrecadada	19.239	24.101
Provisão Despacho Aneel nº 084/2017	23.728	22.132
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	12.052	21.467
Cauções em garantia	19.059	8.837
Aquisição de investimentos	12.695	12.307
Devolução ao consumidor	4.915	5.481
Outras obrigações	107.723	66.549
	<b>280.964</b>	<b>194.254</b>
	<b>Circulante</b>	<b>165.380</b>
	<b>Não circulante</b>	<b>115.584</b>

(a) Refere-se aos valores repassados pela União para a Copel, conforme Ofício Aneel nº 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 nº 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 à 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/ Outros	Saldo em 30.09.2018
		Provisões para litígios						
		Adições	Reversões					
<b>Fiscais</b>								
Cofins (a)	79.748	21.447	-	-	-	-	-	101.195
Outras (b)	58.793	7.465	(24.075)	-	-	(6.322)	18.362	54.223
	<b>138.541</b>	<b>28.912</b>	<b>(24.075)</b>	-	-	<b>(6.322)</b>	<b>18.362</b>	<b>155.418</b>
<b>Trabalhistas (c)</b>	<b>475.631</b>	<b>195.972</b>	<b>(2.400)</b>	-	-	<b>(64.390)</b>	-	<b>604.813</b>
<b>Benefícios a empregados (d)</b>	<b>89.439</b>	<b>7.584</b>	<b>(8.881)</b>	-	-	<b>(2.914)</b>	-	<b>85.228</b>
<b>Cíveis</b>								
Cíveis e direito administrativo (e)	527.613	105.066	(23.409)	-	-	(28.104)	671	581.837
Servidões de passagem (f)	110.936	781	(220)	(5.305)	3.614	(1.275)	2.934	111.465
Desapropriações e patrimoniais (g)	95.627	72	(1.350)	3.171	16.783	(233)	-	114.070
Consumidores (h)	8.377	312	(1.196)	-	-	(2.286)	-	5.207
Ambientais (i)	1.584	1.054	(562)	-	-	(61)	-	2.015
	<b>744.137</b>	<b>107.285</b>	<b>(26.737)</b>	<b>(2.134)</b>	<b>20.397</b>	<b>(31.959)</b>	<b>3.605</b>	<b>814.594</b>
<b>Regulatórias (j)</b>	<b>64.316</b>	<b>5.385</b>	<b>(139)</b>	-	-	-	-	<b>69.562</b>
	<b>1.512.064</b>	<b>345.138</b>	<b>(62.232)</b>	<b>(2.134)</b>	<b>20.397</b>	<b>(105.585)</b>	<b>21.967</b>	<b>1.729.615</b>
<b>Circulante</b>	<b>112.000</b>							<b>115.166</b>
<b>Não circulante</b>	<b>1.400.064</b>							<b>1.614.449</b>

Controladora	Saldo em 1º.01.2018	Resultado		Quitações	Saldo em 30.09.2018
		Adições	Reversões		
<b>Fiscais</b>					
Cofins (a)	79.748	21.447	-	-	101.195
Outras (b)	24.365	5.591	-	(94)	29.862
	<b>104.113</b>	<b>27.038</b>	-	<b>(94)</b>	<b>131.057</b>
<b>Trabalhistas (c)</b>	<b>518</b>	<b>128</b>	<b>(70)</b>	<b>(1)</b>	<b>575</b>
<b>Cíveis (e)</b>	<b>135.422</b>	<b>29.433</b>	<b>(23.409)</b>	<b>(8)</b>	<b>141.438</b>
<b>Regulatórias (j)</b>	<b>15.042</b>	-	-	-	<b>15.042</b>
	<b>255.095</b>	<b>56.599</b>	<b>(23.479)</b>	<b>(103)</b>	<b>288.112</b>
<b>Circulante</b>	<b>112.000</b>				<b>115.166</b>
<b>Não circulante</b>	<b>143.095</b>				<b>172.946</b>

### 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\$ 16.740 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 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.

#### **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\$ 125.713

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, cujo seguimento foi negado. A Copel interpôs Agravo ao Superior Tribunal de Justiça, que se encontra pendente de julgamento.

**Autor:** Indenização a terceiros

**Valor estimado:** R\$ 106.162

Ação para indenização de supostos prejuízos na atividade da autora de extração de areia pelas obras e pela implantação de empreendimento hidrelétrico. Julgamento em primeira instância pela improcedência dos pedidos, com reforma parcial em segunda instância pela procedência parcial dos pedidos, com determinação de apuração dos valores posteriormente. Trânsito em julgado e liquidação dos valores em andamento. Agravo de Instrumento no Tribunal de Justiça pendente de julgamento.

**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	
	30.09.2018	31.12.2017	30.09.2018	31.12.2017
Fiscais (a)	512.203	513.803	930.709	858.082
Trabalhistas (b)	547	420	356.827	360.322
Benefícios a empregados (c)	-	-	18.662	20.262
Cíveis (d)	471.903	458.708	1.183.993	1.091.122
Regulatórias (e)	-	-	772.126	793.720
	<b>984.653</b>	<b>972.931</b>	<b>3.262.317</b>	<b>3.123.508</b>

### 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\$ 334.421

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\$ 28.224

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\$ 76.458

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\$ 169.168

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. Suspensão da lide por prejudicialidade externa.

**Autores:** franquizados de Agência/loja Copel

**Valor estimado:** R\$ 43.682

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:** 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 30.09.2018. 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	18.843.068	12,99	76.763	23,36	69.534.530	54,20	88.454.361	32,34
NYSE	993.074	0,69	-	-	31.219.104	24,34	32.212.178	11,77
Latibex	-	-	-	-	211.146	0,16	211.146	0,08
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
	<b>145.031.080</b>	<b>100,00</b>	<b>328.627</b>	<b>100,00</b>	<b>128.295.668</b>	<b>100,00</b>	<b>273.655.375</b>	<b>100,00</b>

### 31.2 Ajustes de avaliação patrimonial

	Controladora	Consolidado
<b>Em 1º.01.2018</b>	<b>895.601</b>	<b>895.601</b>
<b>Realização dos ajustes de avaliação patrimonial</b>		
Custo atribuído do imobilizado	-	(75.537)
Tributos sobre a realização dos ajustes	-	25.682
Custo atribuído do imobilizado - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	(49.855)	-
<b>Reclassificação pela adoção do CPC 48</b>		
Investimentos em participações societárias	(4.391)	(4.391)
<b>Em 30.09.2018</b>	<b>841.355</b>	<b>841.355</b>

### 31.3 Lucro por ação - básico e diluído

Controladora	30.09.2018	30.09.2017
<b>Numerador básico e diluído</b>		
Lucro líquido básico e diluído alocado por classes de ações, atribuído aos acionistas controladores:		
Ações ordinárias	523.534	485.673
Ações preferenciais classe "A"	1.306	1.211
Ações preferenciais classe "B"	509.434	472.593
	<b>1.034.274</b>	<b>959.477</b>
<b>Denominador básico e diluído</b>		
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
	<b>273.655.375</b>	<b>273.655.375</b>
<b>Lucro líquido básico e diluído por ação atribuído aos acionistas da empresa controladora</b>		
Ações ordinárias	3,60981	3,34875
Ações preferenciais classe "A"	3,97078	3,68363
Ações preferenciais classe "B"	3,97078	3,68363

  

Controladora	1º.07.2018	1º.07.2017
	a 30.09.2018	a 30.09.2017
<b>Numerador básico e diluído</b>		
Lucro líquido básico e diluído alocado por classes de ações, atribuído aos acionistas controladores:		
Ações ordinárias	179.589	207.078
Ações preferenciais classe "A"	448	516
Ações preferenciais classe "B"	174.752	201.501
	<b>354.789</b>	<b>409.095</b>
<b>Denominador básico e diluído</b>		
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
	<b>273.655.375</b>	<b>273.655.375</b>
<b>Lucro líquido básico e diluído por ação atribuído aos acionistas da empresa controladora</b>		
Ações ordinárias	1,23828	1,42782
Ações preferenciais classe "A"	1,36211	1,57060
Ações preferenciais classe "B"	1,36211	1,57060

## 32 Receita Operacional Líquida

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos do consumidor (32.2)	ISSQN	Receita líquida 30.09.2018
<b>Fornecimento de energia elétrica</b>	<b>7.401.369</b>	<b>(682.451)</b>	<b>(1.665.691)</b>	<b>(983.116)</b>	-	<b>4.070.111</b>
Residencial	2.366.566	(219.000)	(639.308)	(352.427)	-	1.155.831
Industrial	2.132.044	(194.833)	(352.056)	(197.230)	-	1.387.925
Comercial, serviços e outras atividades	1.574.306	(145.685)	(449.020)	(234.190)	-	745.411
Rural	670.175	(62.017)	(53.189)	(101.177)	-	453.792
Poder público	187.324	(17.335)	(36.601)	(28.047)	-	105.341
Iluminação pública	204.111	(18.888)	(58.887)	(30.356)	-	95.980
Serviço público	266.843	(24.693)	(76.630)	(39.689)	-	125.831
<b>Suprimento de energia elétrica</b>	<b>2.302.139</b>	<b>(223.859)</b>	-	<b>(39.574)</b>	-	<b>2.038.706</b>
Contratos bilaterais	1.390.668	(166.134)	-	(25.120)	-	1.199.414
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	561.101	(19.910)	-	(10.135)	-	531.056
CCEAR (leilão)	239.138	(28.568)	-	(4.319)	-	206.251
Juros efetivos - bonificação de outorga (NE nº 10.2)	67.914	-	-	-	-	67.914
Regime de cotas	43.318	(9.247)	-	-	-	34.071
<b>Disponibilidade da rede elétrica</b>	<b>5.008.679</b>	<b>(479.182)</b>	<b>(1.181.628)</b>	<b>(746.062)</b>	-	<b>2.601.807</b>
Residencial	1.611.454	(152.330)	(450.269)	(253.393)	-	755.462
Industrial	884.353	(77.296)	(312.375)	(127.705)	-	366.977
Comercial, serviços e outras atividades	1.011.041	(94.699)	(305.481)	(157.261)	-	453.600
Rural	270.962	(25.575)	(20.736)	(43.112)	-	181.539
Poder público	132.061	(12.484)	(24.985)	(20.890)	-	73.702
Iluminação pública	133.848	(12.653)	(38.770)	(21.033)	-	61.392
Serviço público	103.071	(9.743)	(29.012)	(16.205)	-	48.111
Consumidores livres	565.012	(53.410)	-	(90.486)	-	421.116
Rede básica, de fronteira e de conexão	1.053	(100)	-	(168)	-	785
Receita de operação e manutenção - O&M	39.724	(18.750)	-	(7.233)	-	13.741
Receita de juros efetivos	256.100	(22.142)	-	(8.576)	-	225.382
<b>Receita de construção</b>	<b>764.657</b>	-	-	-	-	<b>764.657</b>
<b>Valor justo do ativo indenizável da concessão</b>	<b>31.993</b>	-	-	-	-	<b>31.993</b>
<b>Telecomunicações</b>	<b>377.997</b>	<b>(14.163)</b>	<b>(91.818)</b>	-	<b>(1.705)</b>	<b>270.311</b>
<b>Distribuição de gás canalizado</b>	<b>535.478</b>	<b>(49.223)</b>	<b>(89.574)</b>	-	-	<b>396.681</b>
<b>Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais</b>	<b>1.037.063</b>	<b>(88.392)</b>	-	-	-	<b>948.671</b>
<b>Outras receitas operacionais</b>	<b>164.965</b>	<b>(21.539)</b>	-	-	<b>(2.726)</b>	<b>140.700</b>
Arrendamentos e aluguéis (32.1)	89.934	(11.742)	-	-	-	78.192
Renda da prestação de serviços	49.174	(6.421)	-	-	(2.726)	40.027
Serviço taxado	14.176	(1.851)	-	-	-	12.325
Outras receitas	11.681	(1.525)	-	-	-	10.156
	<b>17.624.340</b>	<b>(1.558.809)</b>	<b>(3.028.711)</b>	<b>(1.768.752)</b>	<b>(4.431)</b>	<b>11.263.637</b>

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.07.2018 a 30.09.2018
<b>Fornecimento de energia elétrica</b>	<b>2.817.833</b>	<b>(259.643)</b>	<b>(631.875)</b>	<b>(475.313)</b>	-	<b>1.451.002</b>
Residencial	902.358	(83.505)	(240.269)	(171.349)	-	407.235
Industrial	817.437	(74.525)	(138.861)	(94.436)	-	509.615
Comercial, serviços e outras atividades	593.423	(54.916)	(165.276)	(113.057)	-	260.174
Rural	240.557	(22.261)	(18.988)	(47.172)	-	152.136
Poder público	72.664	(6.725)	(13.876)	(13.777)	-	38.286
Iluminação pública	87.447	(8.092)	(25.130)	(15.949)	-	38.276
Serviço público	103.947	(9.619)	(29.475)	(19.573)	-	45.280
<b>Suprimento de energia elétrica</b>	<b>935.817</b>	<b>(85.950)</b>	-	<b>(10.650)</b>	-	<b>839.217</b>
Contratos bilaterais	529.791	(60.521)	-	(5.819)	-	463.451
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	266.062	(10.146)	-	(3.521)	-	252.395
CCEAR (leilão)	104.927	(12.103)	-	(1.310)	-	91.514
Juros efetivos - bonificação de outorga	20.061	-	-	-	-	20.061
Regime de cotas	14.976	(3.180)	-	-	-	11.796
<b>Disponibilidade da rede elétrica</b>	<b>1.806.635</b>	<b>(168.824)</b>	<b>(415.636)</b>	<b>(268.881)</b>	-	<b>953.294</b>
Residencial	564.639	(53.145)	(154.945)	(88.398)	-	268.151
Industrial	325.888	(28.862)	(117.018)	(47.663)	-	132.345
Comercial, serviços e outras atividades	369.055	(34.536)	(103.099)	(57.418)	-	174.002
Rural	89.883	(8.447)	(6.906)	(14.236)	-	60.294
Poder público	47.038	(4.428)	(8.629)	(7.411)	-	26.570
Iluminação pública	50.604	(4.766)	(14.639)	(7.919)	-	23.280
Serviço público	37.610	(3.541)	(10.400)	(5.889)	-	17.780
Consumidores livres	216.784	(20.416)	-	(34.584)	-	161.784
Rede básica, de fronteira e de conexão	358	(34)	-	(57)	-	267
Receita de operação e manutenção - O&M	669	(2.278)	-	(1.512)	-	(3.121)
Receita de juros efetivos	104.107	(8.371)	-	(3.794)	-	91.942
<b>Receita de construção</b>	<b>302.801</b>	-	-	-	-	<b>302.801</b>
<b>Valor justo do ativo indenizável da concessão</b>	<b>9.134</b>	-	-	-	-	<b>9.134</b>
<b>Telecomunicações</b>	<b>131.775</b>	<b>(4.942)</b>	<b>(32.284)</b>	-	<b>(345)</b>	<b>94.204</b>
<b>Distribuição de gás canalizado</b>	<b>222.246</b>	<b>(20.528)</b>	<b>(36.955)</b>	-	-	<b>164.763</b>
<b>Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais</b>	<b>470.941</b>	<b>(41.635)</b>	-	-	-	<b>429.306</b>
<b>Outras receitas operacionais</b>	<b>74.213</b>	<b>(7.296)</b>	-	-	<b>(1.512)</b>	<b>65.405</b>
Arrendamentos e aluguéis (32.1)	31.128	(2.513)	-	-	-	28.615
Renda da prestação de serviços	33.831	(4.013)	-	-	(1.512)	28.306
Serviço taxado	4.965	(405)	-	-	-	4.560
Outras receitas	4.289	(365)	-	-	-	3.924
	<b>6.771.395</b>	<b>(588.818)</b>	<b>(1.116.750)</b>	<b>(754.844)</b>	<b>(1.857)</b>	<b>4.309.126</b>

<b>Consolidado</b>	<b>Receita bruta</b>	<b>PIS/Pasep e Cofins</b>	<b>ICMS</b>	<b>Encargos do consumidor (32.2)</b>	<b>ISSQN</b>	<b>Receita líquida 30.09.2017</b>
<b>Fornecimento de energia elétrica</b>	<b>6.241.279</b>	<b>(521.823)</b>	<b>(1.454.051)</b>	<b>(842.787)</b>	-	<b>3.422.618</b>
Residencial	2.020.795	(167.501)	(547.370)	(297.516)	-	1.008.408
Industrial	1.729.852	(147.874)	(311.173)	(177.763)	-	1.093.042
Comercial, serviços e outras atividades	1.371.244	(113.662)	(391.127)	(201.680)	-	664.775
Rural	555.450	(46.041)	(55.568)	(82.758)	-	371.083
Poder público	166.881	(13.833)	(32.474)	(24.701)	-	95.873
Iluminação pública	170.385	(14.123)	(49.322)	(25.054)	-	81.886
Serviço público	226.672	(18.789)	(67.017)	(33.315)	-	107.551
<b>Suprimento de energia elétrica</b>	<b>2.539.716</b>	<b>(203.806)</b>	-	<b>(39.399)</b>	-	<b>2.296.511</b>
Contratos bilaterais	1.358.780	(139.084)	-	(21.953)	-	1.197.743
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	800.075	(27.500)	-	(12.926)	-	759.649
CCEAR (leilão)	279.768	(28.637)	-	(4.520)	-	246.611
Juros efetivos - bonificação de outorga	61.032	-	-	-	-	61.032
Regime de cotas	40.061	(8.585)	-	-	-	31.476
<b>Disponibilidade da rede elétrica</b>	<b>4.854.026</b>	<b>(434.115)</b>	<b>(1.104.696)</b>	<b>(552.593)</b>	-	<b>2.762.622</b>
Residencial	1.500.912	(141.167)	(422.561)	(185.853)	-	751.331
Industrial	823.352	(72.659)	(286.740)	(94.958)	-	368.995
Comercial, serviços e outras atividades	968.923	(90.425)	(290.157)	(118.849)	-	469.492
Rural	257.240	(24.168)	(18.498)	(32.363)	-	182.211
Poder público	127.256	(11.969)	(24.148)	(15.876)	-	75.263
Iluminação pública	123.540	(11.620)	(35.779)	(15.288)	-	60.853
Serviço público	94.552	(8.893)	(26.813)	(11.706)	-	47.140
Consumidores livres	490.681	(46.151)	-	(62.159)	-	382.371
Rede básica, de fronteira e de conexão	1.040	(98)	-	(131)	-	811
Receita de operação e manutenção - O&M	93.039	(9.555)	-	(5.461)	-	78.023
Receita de juros efetivos	373.491	(17.410)	-	(9.949)	-	346.132
<b>Receita de construção</b>	<b>591.810</b>	-	-	-	-	<b>591.810</b>
<b>Valor justo do ativo indenizável da concessão</b>	<b>8.425</b>	-	-	-	-	<b>8.425</b>
<b>Telecomunicações</b>	<b>312.768</b>	<b>(11.540)</b>	<b>(72.296)</b>	-	<b>(1.877)</b>	<b>227.055</b>
<b>Distribuição de gás canalizado</b>	<b>491.241</b>	<b>(46.267)</b>	<b>(84.904)</b>	-	-	<b>360.070</b>
<b>Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais</b>	<b>368.254</b>	<b>(30.549)</b>	-	-	-	<b>337.705</b>
<b>Outras receitas operacionais</b>	<b>129.283</b>	<b>(20.248)</b>	-	-	<b>(1.942)</b>	<b>107.093</b>
Arrendamentos e aluguéis (32.1)	80.708	(12.640)	-	-	-	68.068
Renda da prestação de serviços	22.988	(3.600)	-	-	(1.942)	17.446
Serviço taxado	11.211	(1.756)	-	-	-	9.455
Outras receitas	14.376	(2.252)	-	-	-	12.124
	<b>15.536.802</b>	<b>(1.268.348)</b>	<b>(2.715.947)</b>	<b>(1.434.779)</b>	<b>(3.819)</b>	<b>10.113.909</b>

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos do consumidor (32.2)	ISSQN	Receita líquida 1º.07.2017 a 30.09.2017
<b>Fornecimento de energia elétrica</b>	<b>2.180.624</b>	<b>(147.037)</b>	<b>(518.998)</b>	<b>(317.231)</b>	-	<b>1.197.358</b>
Residencial	717.489	(46.895)	(197.882)	(114.569)	-	358.143
Industrial	600.728	(44.367)	(110.306)	(64.187)	-	381.868
Comercial, serviços e outras atividades	473.311	(30.569)	(138.034)	(75.747)	-	228.961
Rural	184.956	(11.756)	(18.253)	(30.187)	-	124.760
Poder público	58.730	(3.825)	(11.719)	(9.443)	-	33.743
Iluminação pública	64.543	(4.329)	(19.020)	(10.213)	-	30.981
Serviço público	80.867	(5.296)	(23.784)	(12.885)	-	38.902
<b>Suprimento de energia elétrica</b>	<b>896.406</b>	<b>(84.625)</b>	-	<b>(13.299)</b>	-	<b>798.482</b>
Contratos bilaterais	559.565	(63.494)	-	(8.711)	-	487.360
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	199.428	(6.026)	-	(2.974)	-	190.428
CCEAR (leilão)	104.409	(12.052)	-	(1.614)	-	90.743
Juros efetivos - bonificação de outorga	18.673	-	-	-	-	18.673
Regime de cotas	14.331	(3.053)	-	-	-	11.278
<b>Disponibilidade da rede elétrica</b>	<b>1.509.598</b>	<b>(148.186)</b>	<b>(371.551)</b>	<b>(195.169)</b>	-	<b>794.692</b>
Residencial	494.425	(45.930)	(141.148)	(64.861)	-	242.486
Industrial	256.095	(23.600)	(98.716)	(33.071)	-	100.708
Comercial, serviços e outras atividades	328.715	(30.596)	(94.844)	(43.028)	-	160.247
Rural	77.845	(7.226)	(7.283)	(10.441)	-	52.895
Poder público	42.812	(3.979)	(8.151)	(5.647)	-	25.035
Iluminação pública	42.982	(3.997)	(12.465)	(5.612)	-	20.908
Serviço público	30.993	(2.879)	(8.944)	(4.066)	-	15.104
Consumidores livres	173.148	(16.105)	-	(23.080)	-	133.963
Rede básica, de fronteira e de conexão	348	(33)	-	(45)	-	270
Receita de operação e manutenção - O&M	11.265	(5.867)	-	(2.625)	-	2.773
Receita de juros efetivos	50.970	(7.974)	-	(2.693)	-	40.303
<b>Receita de construção</b>	<b>196.994</b>	-	-	-	-	<b>196.994</b>
<b>Valor justo do ativo indenizável da concessão</b>	<b>2.980</b>	-	-	-	-	<b>2.980</b>
<b>Telecomunicações</b>	<b>112.663</b>	<b>(4.261)</b>	<b>(25.834)</b>	-	<b>(650)</b>	<b>81.918</b>
<b>Distribuição de gás canalizado</b>	<b>160.853</b>	<b>(15.273)</b>	<b>(28.014)</b>	-	-	<b>117.566</b>
<b>Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais</b>	<b>448.438</b>	<b>(30.549)</b>	-	-	-	<b>417.889</b>
<b>Outras receitas operacionais</b>	<b>43.707</b>	<b>(7.276)</b>	-	-	<b>(641)</b>	<b>35.790</b>
Arrendamentos e aluguéis (32.1)	27.371	(4.555)	-	-	-	22.816
Renda da prestação de serviços	7.578	(1.264)	-	-	(641)	5.673
Serviço taxado	4.470	(734)	-	-	-	3.736
Outras receitas	4.288	(723)	-	-	-	3.565
	<b>5.552.263</b>	<b>(437.207)</b>	<b>(944.397)</b>	<b>(525.699)</b>	<b>(1.291)</b>	<b>3.643.669</b>

## 32.1 Arrendamentos e aluguéis

### 32.1.1 Receita de arrendamento e aluguéis

Consolidado	30.09.2018	30.09.2017
Equipamentos e estruturas	88.976	78.586
Compartilhamento de instalações	747	1.912
Imóveis	211	210
	<b>89.934</b>	<b>80.708</b>

  

Consolidado	1º.07.2018 a 30.09.2018	1º.07.2017 a 30.09.2017
Equipamentos e estruturas	30.809	27.058
Compartilhamento de instalações	249	243
Imóveis	70	70
	<b>31.128</b>	<b>27.371</b>

### 32.1.2 Recebíveis de arrendamentos não canceláveis

Consolidado	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total 30.09.2018
Compartilhamento de instalações	1.079	5.396	13.082	19.557

## 32.2 Encargos do consumidor

Consolidado	30.09.2018	30.09.2017
Conta de desenvolvimento energético - CDE Uso (32.2.1)	713.489	523.252
Conta de desenvolvimento energético - CDE Energia (32.2.1)	591.791	545.523
Outros encargos do consumidor - bandeira tarifária	325.111	238.346
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética - P&D e PEE	94.620	84.910
Quota para reserva global de reversão - RGR	36.179	35.492
Taxa de fiscalização	7.562	7.256
	<b>1.768.752</b>	<b>1.434.779</b>

  

Consolidado	1º.07.2018 a 30.09.2018	1º.07.2017 a 30.09.2017
Conta de desenvolvimento energético - CDE Energia	209.251	176.100
Conta de desenvolvimento energético - CDE Uso	256.707	185.183
Outros encargos do consumidor - bandeira tarifária	241.676	117.710
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética - P&D e PEE	34.885	31.800
Quota para reserva global de reversão - RGR	9.736	12.440
Taxa de fiscalização	2.589	2.466
	<b>754.844</b>	<b>525.699</b>

### 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 R\$ 71.686 a partir de março;

Em 04.09.2018, no entanto, foi publicada a Resolução Homologatória nº 2.446, aprovando a revisão do orçamento anual da CDE para o ano de 2018. Assim, para os meses de setembro a dezembro de 2018, o valor da quota mensal da CDE-Uso para a Copel DIS foi alterada de R\$ 71.686 para R\$ 111.269;

ii) quota anual da 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 da 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, em função da Resolução Homologatória nº 2.358/2017, o valor da quota foi alterado para R\$ 20.715, mantido pela Resolução Homologatória nº 2.446/2018 e 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 dos valores não faturados decorrentes dessas liminares do pagamento da quota da CDE, 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 setembro, representam o montante de R\$ 2.231 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	30.09.2018
Energia elétrica comprada para revenda (33.1)	(4.977.110)	-	-	-	(4.977.110)
Encargos de uso da rede elétrica	(839.214)	-	-	-	(839.214)
Pessoal e administradores (33.2)	(702.341)	(14.407)	(259.503)	-	(976.251)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 25.3)	(130.888)	(1.838)	(47.130)	-	(179.856)
Material	(50.467)	(609)	(9.285)	-	(60.361)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(18.975)	-	-	-	(18.975)
Gás natural e insumos para operação de gás	(288.931)	-	-	-	(288.931)
Serviços de terceiros (33.3)	(288.923)	(17.937)	(114.850)	-	(421.710)
Depreciação e amortização	(525.297)	(11)	(19.095)	(10.145)	(554.548)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	53.561	(57.615)	-	(267.442)	(271.496)
Custo de construção (33.5)	(746.315)	-	-	-	(746.315)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (33.6)	(126.908)	(15.672)	(87.914)	8.695	(221.799)
	<b>(8.641.808)</b>	<b>(108.089)</b>	<b>(537.777)</b>	<b>(268.892)</b>	<b>(9.556.566)</b>

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	1º.07.2018 a 30.09.2018
Energia elétrica comprada para revenda (33.1)	(2.309.229)	-	-	-	(2.309.229)
Encargos de uso da rede elétrica	(214.935)	-	-	-	(214.935)
Pessoal e administradores (33.2)	(203.237)	(3.773)	(81.033)	-	(288.043)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 25.3)	(42.579)	(332)	(16.485)	-	(59.396)
Material	(19.767)	(433)	(3.376)	-	(23.576)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(639)	-	-	-	(639)
Gás natural e insumos para operação de gás	(129.495)	-	-	-	(129.495)
Serviços de terceiros (33.3)	(93.458)	(7.058)	(40.697)	-	(141.213)
Depreciação e amortização	(177.304)	(3)	(6.686)	(3.391)	(187.384)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	38.455	(13.931)	-	(80.335)	(55.811)
Custo de construção (33.5)	(267.494)	-	-	-	(267.494)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (33.6)	(40.059)	(5.050)	(19.181)	(30.576)	(94.866)
	<b>(3.459.741)</b>	<b>(30.580)</b>	<b>(167.458)</b>	<b>(114.302)</b>	<b>(3.772.081)</b>

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	30.09.2017
Energia elétrica comprada para revenda (33.1)	(4.373.174)	-	-	-	(4.373.174)
Encargos de uso da rede elétrica	(482.258)	-	-	-	(482.258)
Pessoal e administradores (33.2)	(672.712)	(13.516)	(233.766)	-	(919.994)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 25.3)	(130.876)	(1.770)	(42.866)	-	(175.512)
Material	(50.642)	(542)	(7.650)	-	(58.834)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(22.390)	-	-	-	(22.390)
Gás natural e insumos para operação de gás	(247.914)	-	-	-	(247.914)
Serviços de terceiros (33.3)	(282.584)	(13.993)	(88.915)	-	(385.492)
Depreciação e amortização	(513.393)	(11)	(25.858)	(10.129)	(549.391)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	97.069	(72.254)	-	(122.002)	(97.187)
Custo de construção (33.5)	(706.110)	-	-	-	(706.110)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (33.6)	(149.453)	(22.065)	(131.486)	(45.547)	(348.551)
	<b>(7.534.437)</b>	<b>(124.151)</b>	<b>(530.541)</b>	<b>(177.678)</b>	<b>(8.366.807)</b>

<b>Consolidado</b>	<b>Custos operacionais</b>	<b>Despesas com vendas</b>	<b>Despesas gerais e administrativas</b>	<b>Outras despesas operacionais, líquidas</b>	<b>1º.07.2017 a 30.09.2017</b>
Energia elétrica comprada para revenda (33.1)	(1.958.195)	-	-	-	(1.958.195)
Encargos de uso da rede elétrica	(173.068)	-	-	-	(173.068)
Pessoal e administradores (33.2)	(213.254)	(4.816)	(76.684)	-	(294.754)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 25.3)	(43.417)	(600)	(14.341)	-	(58.358)
Material	(16.538)	(115)	(3.222)	-	(19.875)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(8.902)	-	-	-	(8.902)
Gás natural e insumos para operação de gás	(78.079)	-	-	-	(78.079)
Serviços de terceiros (33.3)	(99.974)	(5.139)	(29.793)	-	(134.906)
Depreciação e amortização	(171.360)	(4)	(7.456)	(3.377)	(182.197)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	158.080	(21.877)	-	(36.165)	100.038
Custo de construção (33.5)	(189.011)	-	-	-	(189.011)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (33.6)	(49.857)	(7.888)	(83.222)	(21.428)	(162.395)
	<b>(2.843.575)</b>	<b>(40.439)</b>	<b>(214.718)</b>	<b>(60.970)</b>	<b>(3.159.702)</b>

<b>Controladora</b>	<b>Despesas gerais e administrativas</b>	<b>Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas</b>	<b>30.09.2018</b>
Pessoal e administradores (33.2)	(14.342)	-	(14.342)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 25.3)	(1.720)	-	(1.720)
Material	(419)	-	(419)
Serviços de terceiros	(22.270)	-	(22.270)
Depreciação e amortização	(72)	(841)	(913)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	-	(7.877)	(7.877)
Outras receitas (despesas) operacionais (a)	(15.172)	25.142	9.970
	<b>(53.995)</b>	<b>16.424</b>	<b>(37.571)</b>

(a) Do saldo de R\$ 25.142 na coluna de Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas, R\$ 25.129 referem-se a reconhecimento de crédito tributário, conforme NE nº 34.1.

<b>Controladora</b>	<b>Despesas gerais e administrativas</b>	<b>Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas</b>	<b>1º.07.2018 a 30.09.2018</b>
Pessoal e administradores (33.2)	(2.814)	-	(2.814)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 25.3)	(609)	-	(609)
Material	(141)	-	(141)
Serviços de terceiros	(13.202)	-	(13.202)
Depreciação e amortização	(24)	(280)	(304)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	-	(4.872)	(4.872)
Outras receitas (despesas) operacionais	2.174	(357)	1.817
	<b>(14.616)</b>	<b>(5.509)</b>	<b>(20.125)</b>

<b>Controladora</b>	<b>Despesas gerais e administrativas</b>	<b>Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas</b>	<b>30.09.2017</b>
Pessoal e administradores (33.2)	(28.314)	-	(28.314)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 25.3)	(2.870)	-	(2.870)
Material	(476)	-	(476)
Serviços de terceiros	(10.663)	-	(10.663)
Depreciação e amortização	(59)	(840)	(899)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	-	19.417	19.417
Outras receitas (despesas) operacionais	(15.261)	13.088	(2.173)
	<b>(57.643)</b>	<b>31.665</b>	<b>(25.978)</b>

<b>Controladora</b>	<b>Despesas gerais e administrativas</b>	<b>Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas</b>	<b>1º.07.2017 a 30.09.2017</b>
Pessoal e administradores (33.2)	(9.191)	-	(9.191)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 25.3)	(990)	-	(990)
Material	(107)	-	(107)
Serviços de terceiros	(2.731)	-	(2.731)
Depreciação e amortização	(22)	(279)	(301)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	-	22.456	22.456
Outras receitas (despesas) operacionais	(7.544)	-	(7.544)
	<b>(20.585)</b>	<b>22.177</b>	<b>1.592</b>

### 33.1 Energia elétrica comprada para revenda

<b>Consolidado</b>	<b>30.09.2018</b>	<b>30.09.2017</b>
Compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	2.015.164	2.013.226
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	1.583.206	1.228.351
Itaipu Binacional	948.959	839.743
Contratos bilaterais	651.797	418.033
Programa de incentivo a novas fontes de energia alternativa - Proinfa	171.290	163.257
Micro e mini geradores e recompra de clientes	6.736	2.414
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre energia elétrica comprada para revenda	(400.042)	(291.850)
	<b>4.977.110</b>	<b>4.373.174</b>

<b>Consolidado</b>	<b>1º.07.2018 a 30.09.2018</b>	<b>1º.07.2017 a 30.09.2017</b>
Compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	807.522	589.713
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	939.119	745.951
Itaipu Binacional	352.447	284.707
Contratos bilaterais	312.715	398.312
Programa de incentivo a novas fontes de energia alternativa - Proinfa	57.522	54.433
Micro e mini geradores e recompra de clientes	3.838	1.539
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre energia elétrica comprada para revenda	(163.934)	(116.460)
	<b>2.309.229</b>	<b>1.958.195</b>

### 33.2 Pessoal e administradores

	<b>Controladora</b>		<b>Consolidado</b>	
	<b>30.09.2018</b>	<b>30.09.2017</b>	<b>30.09.2018</b>	<b>30.09.2017</b>
<b>Pessoal</b>				
Remunerações	3.833	12.054	532.237	550.066
Encargos sociais	1.358	4.289	190.621	197.601
Auxílio alimentação e educação	813	767	82.882	83.783
Participação nos lucros e/ou resultados (a)	568	338	59.612	37.000
Programa de desligamentos voluntários	3.964	3.301	89.518	31.006
	<b>10.536</b>	<b>20.749</b>	<b>954.870</b>	<b>899.456</b>
<b>Administradores</b>				
Honorários	2.918	5.960	16.729	16.312
Encargos sociais	823	1.535	4.470	3.968
Outros gastos	65	70	182	258
	<b>3.806</b>	<b>7.565</b>	<b>21.381</b>	<b>20.538</b>
	<b>14.342</b>	<b>28.314</b>	<b>976.251</b>	<b>919.994</b>

(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.07.2018	1º.07.2017	1º.07.2018	1º.07.2017
	a 30.09.2018	a 30.09.2017	a 30.09.2018	a 30.09.2017
<b>Pessoal</b>				
Remunerações	1.090	4.123	174.493	183.420
Encargos sociais	394	1.455	62.558	65.062
Auxílio alimentação e educação	273	268	27.379	27.968
Participação nos lucros e/ou resultados	179	29	16.827	(340)
Programa de desligamentos voluntários	(435)	851	(1.467)	11.784
	<b>1.501</b>	<b>6.726</b>	<b>279.790</b>	<b>287.894</b>
<b>Administradores</b>				
Honorários	1.013	1.939	6.479	5.427
Encargos sociais	282	507	1.714	1.347
Outros gastos	18	19	60	86
	<b>1.313</b>	<b>2.465</b>	<b>8.253</b>	<b>6.860</b>
	<b>2.814</b>	<b>9.191</b>	<b>288.043</b>	<b>294.754</b>

### 33.3 Serviços de terceiros

Consolidado	30.09.2018	30.09.2017
Manutenção do sistema elétrico	103.797	98.227
Comunicação, processamento e transmissão de dados	88.367	66.142
Manutenção de instalações	65.774	71.689
Leitura e entrega de faturas	32.430	37.434
Consultoria e auditoria	31.724	17.871
Atendimento a consumidor	26.360	21.884
Outros serviços	73.258	72.245
	<b>421.710</b>	<b>385.492</b>

Consolidado	1º.07.2018	1º.07.2017
	a 30.09.2018	a 30.09.2017
Manutenção do sistema elétrico	31.235	36.149
Comunicação, processamento e transmissão de dados	32.600	24.905
Manutenção de instalações	22.260	23.683
Leitura e entrega de faturas	11.470	12.212
Consultoria e auditoria	13.649	6.263
Atendimento a consumidor	9.672	8.956
Outros serviços	20.327	22.738
	<b>141.213</b>	<b>134.906</b>

### 33.4 Perdas de créditos, provisões e reversões

	Controladora		Consolidado	
	30.09.2018	30.09.2017	30.09.2018	30.09.2017
Provisão (reversão) para litígios	7.877	(19.417)	257.333	115.832
Provisão (reversão) de perdas estimadas para redução ao valor recuperável de ativos				
Contas a receber vinculadas a indenização da concessão (NE nº 11.1)	-	-	(3.492)	(599)
Créditos nas operações de venda e aquisição de gás (NE nº 12.1)	-	-	-	4.586
Imobilizado (NE nº 19.7)	-	-	(50.069)	(101.056)
Perdas de créditos esperadas (Clientes e Outros créditos)	-	-	57.615	72.254
Perdas estimadas em créditos tributários	-	-	10.109	6.170
	<b>7.877</b>	<b>(19.417)</b>	<b>271.496</b>	<b>97.187</b>

	Controladora		Consolidado	
	1º.07.2018	1º.07.2017	1º.07.2018	1º.07.2017
	a 30.09.2018	a 30.09.2017	a 30.09.2018	a 30.09.2017
Provisão (reversão) para litígios	4.872	(22.456)	77.848	33.303
Provisão (reversão) de perdas estimadas para redução ao valor recuperável de ativos				
Contas a receber vinculadas a indenização da concessão	-	-	(403)	(599)
Créditos nas operações de venda e aquisição de gás	-	-	-	4.586
Imobilizado	-	-	(38.052)	(162.067)
Perdas de créditos esperadas (Clientes e Outros créditos)	-	-	13.931	21.876
Perdas estimadas em créditos tributários	-	-	2.487	2.863
	<b>4.872</b>	<b>(22.456)</b>	<b>55.811</b>	<b>(100.038)</b>

### 33.5 Custo de construção

Consolidado	30.09.2018	30.09.2017
Material	344.943	248.163
Serviços de terceiros	299.562	316.677
Pessoal	90.546	107.749
Outros	11.264	33.521
	<b>746.315</b>	<b>706.110</b>

Consolidado	1º.07.2018 a 30.09.2018	1º.07.2017 a 30.09.2017
Material	126.798	66.236
Serviços de terceiros	104.207	83.860
Pessoal	31.047	34.555
Outros	5.442	4.360
	<b>267.494</b>	<b>189.011</b>

### 33.6 Outros custos e despesas operacionais, líquidos

Consolidado	30.09.2018	30.09.2017
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	73.837	84.245
Tributos	66.475	69.538
Perdas na desativação e alienação de bens	55.348	36.754
Arrendamentos e aluguéis (33.6.1)	29.832	27.149
Indenizações	22.953	35.360
Propaganda e publicidade	17.046	16.665
Resultado em combinação de negócios (NE nº 1.2.3)	3.769	-
Resultado de alienação de investimentos (NE nº 1.2)	2.826	-
Outras receitas, custos e despesas, líquidos (a)	(50.287)	78.840
	<b>221.799</b>	<b>348.551</b>

(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.07.2018 a 30.09.2018	1º.07.2017 a 30.09.2017
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	19.075	29.428
Tributos	19.137	19.964
Perdas na desativação e alienação de bens	16.913	13.483
Arrendamentos e aluguéis (32.6.1)	11.063	8.557
Indenizações	5.751	12.257
Propaganda e publicidade	2.440	6.447
Resultado em combinação de negócios (NE nº 1.2.3)	3.769	-
Resultado de alienação de investimentos (NE nº 1.2)	2.826	-
Outras receitas, custos e despesas, líquidos	13.892	72.259
	<b>94.866</b>	<b>162.395</b>

### 33.6.1 Arrendamentos e aluguéis

Consolidado	30.09.2018	30.09.2017
Imóveis	22.524	24.205
Outros	8.312	4.037
(-) Créditos de PIS e Cofins	(1.004)	(1.093)
	<b>29.832</b>	<b>27.149</b>

  

Consolidado	1º.07.2018 a 30.09.2018	1º.07.2017 a 30.09.2017
Imóveis	6.083	7.408
Outros	5.222	1.457
(-) Créditos de PIS e Cofins	(242)	(308)
	<b>11.063</b>	<b>8.557</b>

### 33.6.2 Compromissos de arrendamentos e aluguéis não canceláveis

Consolidado	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total 30.09.2018
Arrendamento dos terrenos dos parques eólicos	6.412	36.922	170.557	213.891

## 34 Resultado Financeiro

	Controladora		Consolidado	
	30.09.2018	30.09.2017	30.09.2018	30.09.2017
<b>Receitas financeiras</b>				
Juros e variação monetária sobre repasse CRC (NE nº 8.1)	189.665	93.177	189.665	93.177
Acréscimos moratórios sobre faturas	-	-	161.295	128.420
Reconhecimento de crédito tributário (34.1)	55.096	-	55.096	-
Renda de aplicações financeiras	11.302	12.224	71.175	94.261
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2)	-	-	28.329	21.016
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	4.808	18.519
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 28.1)	-	-	646	16.808
Outras receitas financeiras	13.989	18.881	133.929	174.403
	<b>270.052</b>	<b>124.282</b>	<b>644.943</b>	<b>546.604</b>
<b>(-) Despesas financeiras</b>				
Variação monetária, cambial e encargos da dívida	140.963	173.376	647.279	766.131
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 28.1)	-	-	83.851	49.063
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	47.106	7.289
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2)	-	-	22.286	21.496
Juros sobre P&D e PEE (NE nº 27.2)	-	-	18.517	27.760
Variação monetária sobre repasse CRC	-	51.211	-	51.211
Outras despesas financeiras	12.569	1.179	126.368	141.634
	<b>153.532</b>	<b>225.766</b>	<b>945.407</b>	<b>1.064.584</b>
<b>Líquido</b>	<b>116.520</b>	<b>(101.484)</b>	<b>(300.464)</b>	<b>(517.980)</b>

	Controladora		Consolidado	
	1º.07.2018 a 30.09.2018	1º.07.2017 a 30.09.2017	1º.07.2018 a 30.09.2018	1º.07.2017 a 30.09.2017
<b>Receitas financeiras</b>				
Juros e variação monetária sobre repasse CRC	63.674	36.620	63.674	36.620
Acréscimos moratórios sobre faturas	-	-	60.862	37.106
Renda de aplicações financeiras	636	10.316	18.687	34.981
Remuneração de ativos e passivos setoriais	-	-	11.263	-
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	513	9.771
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão	-	-	646	2.807
Outras receitas financeiras	6.020	4.841	28.920	126.503
	<b>70.330</b>	<b>51.777</b>	<b>184.565</b>	<b>247.788</b>
<b>(-) Despesas financeiras</b>				
Variação monetária, cambial e encargos da dívida	45.007	56.217	211.462	239.123
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão	-	-	28.731	16.180
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	21.619	(1.059)
Remuneração de ativos e passivos setoriais	-	-	1.487	14.614
Juros sobre P&D e PEE	-	-	6.316	8.244
Variação monetária sobre repasse CRC	-	4.380	-	4.380
Outras despesas financeiras	14.469	6	40.836	66.024
	<b>59.476</b>	<b>60.603</b>	<b>310.451</b>	<b>347.506</b>
<b>Líquido</b>	<b>10.854</b>	<b>(8.826)</b>	<b>(125.886)</b>	<b>(99.718)</b>

### 34.1 Reconhecimento de crédito tributário

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

## 35 Segmentos Operacionais

Segmentos operacionais são as atividades de negócios que geram receitas e incorrem em despesas, cujos resultados operacionais são regularmente revistos pelas diretorias executivas da Controladora e das controladas, principais tomadoras de decisões estratégicas, responsáveis pela alocação de recursos e pela avaliação de desempenho.

### 35.1 Produtos e serviços dos quais os segmentos reportáveis têm suas receitas geradas

A Companhia atua nos segmentos reportáveis identificados pelas diretorias de cada área de negócio, considerando os ambientes regulatórios, as unidades estratégicas de negócios e os diferentes produtos e serviços. Os segmentos são gerenciados separadamente, pois cada negócio e cada empresa exige diferentes tecnologias e estratégias.

Nos primeiros nove meses 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 dos primeiros nove meses 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						
30.09.2018								
ATIVO TOTAL	18.015.663	12.199.436	1.217.617	729.832	358.575	3.085.048	(654.794)	34.951.377
ATIVO CIRCULANTE	1.210.732	3.756.532	77.550	214.347	286.754	949.114	(868.271)	5.626.758
ATIVO NÃO CIRCULANTE	16.804.931	8.442.904	1.140.067	515.485	71.821	2.135.934	213.477	29.324.619
Realizável a Longo Prazo	4.553.777	2.530.571	82.331	485.028	69.125	1.943.021	(157.299)	9.506.554
Investimentos	2.342.804	1.344	-	-	2.459	150.575	-	2.497.182
Imobilizado	9.654.495	-	1.042.307	-	49	40.077	-	10.736.928
Intangível	253.855	5.910.989	15.429	30.457	188	2.261	370.776	6.583.955

ATIVO	Energia elétrica		TEL	GÁS	COM	HOL	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET	DIS						
<b>31.12.2017</b>								
<b>ATIVO TOTAL</b>	<b>17.110.518</b>	<b>11.529.588</b>	<b>1.054.741</b>	<b>632.910</b>	<b>208.369</b>	<b>3.211.162</b>	<b>(584.911)</b>	<b>33.162.377</b>
<b>ATIVO CIRCULANTE</b>	<b>1.461.512</b>	<b>3.609.663</b>	<b>102.002</b>	<b>151.966</b>	<b>187.966</b>	<b>1.035.545</b>	<b>(846.820)</b>	<b>5.701.834</b>
<b>ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>15.649.006</b>	<b>7.919.925</b>	<b>952.739</b>	<b>480.944</b>	<b>20.403</b>	<b>2.175.617</b>	<b>261.909</b>	<b>27.460.543</b>
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-segmento	Consolidado
	GET		DIS						
	GER	TRA							
30.09.2018									
RECETA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.250.403	679.490	7.627.077	315.460	418.262	966.089	-	(993.144)	11.263.637
Receita operacional líquida com terceiros	1.592.625	503.341	7.597.595	268.429	418.262	966.089	-	(82.704)	11.263.637
Receita operacional líquida entre segmentos	657.778	176.149	29.482	47.031	-	-	-	(910.440)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(1.246.825)	(456.855)	(7.227.227)	(239.856)	(368.766)	(970.948)	(39.233)	993.144	(9.556.566)
Energia elétrica comprada para revenda	(388.491)	-	(4.370.905)	-	-	(957.141)	-	739.427	(4.977.110)
Encargos de uso da rede elétrica	(283.330)	-	(745.158)	-	-	-	-	189.274	(839.214)
Pessoal e administradores	(155.512)	(109.170)	(590.060)	(70.224)	(25.369)	(10.016)	(15.900)	-	(976.251)
Planos previdenciário e assistencial	(26.670)	(19.207)	(118.220)	(10.650)	(2.255)	(1.077)	(1.777)	-	(179.856)
Material	(8.189)	(4.159)	(45.074)	(1.228)	(1.258)	(23)	(430)	-	(60.361)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(18.975)	-	-	-	-	-	-	-	(18.975)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	(288.931)	-	-	-	(288.931)
Serviços de terceiros	(88.157)	(24.600)	(256.276)	(66.247)	(13.587)	(1.274)	(22.945)	51.376	(421.710)
Depreciação e amortização	(264.966)	(8.794)	(223.805)	(38.982)	(17.035)	(7)	(959)	-	(554.548)
Provisão/reversão para litígios	(32.504)	(23.868)	(182.726)	(10.458)	(20)	12	(7.769)	-	(257.333)
Perdas/reversão de perdas estimadas para redução ao valor recuperável de ativos	52.004	-	-	-	-	-	1.557	-	53.561
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	32.023	(35.546)	(55.413)	(4.461)	(4.327)	-	-	-	(67.724)
Custo de construção	-	(211.664)	(525.271)	-	(9.380)	-	-	-	(746.315)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(64.058)	(19.847)	(114.319)	(37.606)	(6.604)	(1.422)	8.990	13.067	(221.799)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	3.274	116.625	-	-	-	2	5.139	-	125.040
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	1.006.852	339.260	399.850	75.604	49.496	(4.857)	(34.094)	-	1.832.111
Receitas financeiras	101.195	21.001	230.530	12.584	25.795	4.744	272.630	(23.536)	644.943
Despesas financeiras	(406.998)	(100.541)	(246.634)	(32.856)	(27.903)	(84)	(153.927)	23.536	(945.407)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	701.049	259.720	383.746	55.332	47.388	(197)	84.609	-	1.531.647
Imposto de renda e contribuição social	(240.575)	(47.615)	(133.703)	(18.111)	(11.227)	138	(27.368)	-	(478.461)
LUCRO (PREJUÍZO) DO PERÍODO	460.474	212.105	250.043	37.221	36.161	(59)	57.241	-	1.053.186

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica			TEL	GÁS	COM	HOL	Operações intersegmento	Consolidado
	GET		DIS						
	GER	TRA							
30.09.2017									
RECETA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.313.611	623.195	6.753.108	280.251	369.781	364.863	-	(590.900)	10.113.909
Receita operacional líquida com terceiros	2.070.597	512.362	6.728.096	224.888	369.781	364.863	-	(156.678)	10.113.909
Receita operacional líquida entre segmentos	243.014	110.833	25.012	55.363	-	-	-	(434.222)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(1.093.430)	(361.032)	(6.505.407)	(199.176)	(378.410)	(368.783)	(50.728)	590.159	(8.366.807)
Energia elétrica comprada para revenda	(231.871)	-	(4.180.224)	-	-	(359.711)	-	398.632	(4.373.174)
Encargos de uso da rede elétrica	(262.724)	-	(341.787)	-	-	-	-	122.253	(482.258)
Pessoal e administradores	(133.951)	(81.374)	(555.820)	(73.827)	(23.798)	(8.996)	(42.228)	-	(919.994)
Planos previdenciário e assistencial	(26.484)	(16.689)	(114.108)	(10.839)	(2.219)	(1.005)	(4.168)	-	(175.512)
Material	(9.835)	(3.453)	(41.589)	(1.826)	(1.490)	(24)	(617)	-	(58.834)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(22.390)	-	-	-	-	-	-	-	(22.390)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	(247.914)	-	-	-	(247.914)
Serviços de terceiros	(87.214)	(17.623)	(258.324)	(48.805)	(17.277)	(978)	(13.363)	58.092	(385.492)
Depreciação e amortização	(278.125)	(5.548)	(214.537)	(28.740)	(21.493)	(7)	(941)	-	(549.391)
Provisão/reversão para litígios e perdas em créditos tributários	(737)	(32.452)	(105.153)	(3.753)	848	(62)	19.307	-	(122.002)
Perdas estimadas para redução ao valor recuperável de ativos	106.265	-	-	-	(4.586)	-	(4.610)	-	97.069
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	772	405	(67.326)	(4.838)	(1.267)	-	-	-	(72.254)
Custo de construção	-	(193.796)	(501.008)	-	(11.306)	-	-	-	(706.110)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(147.136)	(10.502)	(125.531)	(26.548)	(47.908)	2.000	(4.108)	11.182	(348.551)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	(5.712)	47.622	-	-	-	(566)	13.437	-	54.781
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	1.214.469	309.785	247.701	81.075	(8.629)	(4.486)	(37.291)	(741)	1.801.883
Receitas financeiras	67.525	10.551	311.813	8.201	21.300	5.930	128.687	(7.403)	546.604
Despesas financeiras	(436.014)	(96.488)	(275.791)	(20.624)	(17.411)	(304)	(226.094)	8.142	(1.064.584)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	845.980	223.848	283.723	68.652	(4.740)	1.140	(134.698)	(2)	1.283.903
Imposto de renda e contribuição social	(261.548)	(59.037)	(1.131)	(22.728)	1.720	2.270	41.533	-	(298.921)
LUCRO (PREJUÍZO) DO PERÍODO	584.432	164.811	282.592	45.924	(3.020)	3.410	(93.165)	(2)	984.982

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

30.09.2018	Energia elétrica		TEL	GÁS	COM	HOL	Consolidado
	GET	DIS					
<b>Imobilizado</b>							
Adições	967.594	-	219.230	-	-	141	1.186.965
<b>Intangível</b>							
Adições	5.775	542.828	919	10.280	2	18	559.822

  

30.09.2017	Energia elétrica		TEL	GÁS	COM	HOL	Consolidado
	GET	DIS					
<b>Imobilizado</b>							
Adições	812.113	-	177.114	-	-	316	989.543
<b>Intangível</b>							
Adições	2.850	524.841	1.409	10.607	253	616	540.576

## 36 Gerenciamento de Riscos e Instrumentos Financeiros

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

Consolidado	NE nº	Nível	30.09.2018		31.12.2017	
			Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
<b>Ativos Financeiros</b>						
<b>Valor justo por meio do resultado</b>						
Caixa e equivalentes de caixa (a)	5	1	857.862	857.862	1.040.075	1.040.075
Títulos e valores mobiliários (b)	6	1	43.853	43.853	687	687
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2	178.438	178.438	218.976	218.976
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (c)	10.1 e 10.5	3	1.062.162	1.062.162	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	73.419	73.419	68.859	68.859
Outros investimentos temporários (e)	16	1	9.642	9.642	8.958	8.958
Outros investimentos temporários (e)	16	2	8.901	8.901	9.769	9.769
			<b>2.337.712</b>	<b>2.337.712</b>	<b>2.435.167</b>	<b>2.435.167</b>
<b>Custo amortizado</b>						
Cauções e depósitos vinculados (a)		1	73.795	73.795	59.372	59.372
Caução STN (f)	23.1	2	90.775	66.267	75.665	57.188
Clientes (a)	7	1	3.262.689	3.262.689	2.994.322	2.994.322
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná (g)	8	2	1.510.938	1.597.388	1.516.362	1.620.212
Ativos financeiros setoriais (a)	9	1	886.465	886.465	343.218	343.218
Contas a receber vinculadas à concessão de transmissão (c)	10.3	1	1.948.122	1.948.122	1.397.430	1.397.430
Contas a receber vinculadas à concessão - RBSE (c)	10.4	1	1.374.024	1.374.024	1.418.370	1.418.370
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (h)	10.2	2	624.711	714.091	606.479	694.463
Estado do Paraná - Programas do Governo (a)	15.1	1	14.495	14.495	130.417	130.417
			<b>9.786.014</b>	<b>9.937.336</b>	<b>8.541.635</b>	<b>8.714.992</b>
<b>Total dos ativos financeiros</b>			<b>12.123.726</b>	<b>12.275.048</b>	<b>10.976.802</b>	<b>11.150.159</b>
<b>Passivos Financeiros</b>						
<b>Custo amortizado</b>						
Passivos financeiros setoriais (a)	9	1	95.069	95.069	283.519	283.519
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil (f)	13.3	2	102.831	99.826	148.845	142.702
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert (f)	13.3	2	522.850	423.640	533.671	431.036
Fornecedores (a)	22	1	2.173.800	2.173.800	1.727.046	1.727.046
Empréstimos e financiamentos (f)	23	2	3.457.959	3.283.241	3.759.505	3.569.856
Debêntures (i)	24	1	6.490.135	6.490.135	6.070.978	6.070.978
Contas a pagar vinculadas à concessão (j)	28	3	590.251	680.492	554.954	645.904
<b>Total dos passivos financeiros</b>			<b>13.432.895</b>	<b>13.246.203</b>	<b>13.078.518</b>	<b>12.871.041</b>

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**

- a) Equivalente ao seu respectivo valor contábil, em razão de sua natureza e de seu prazo de realização.
- b) Calculado de acordo com as informações disponibilizadas pelos agentes financeiros e pelos valores de mercado dos títulos emitidos pelo governo brasileiro.
- c) Os critérios estão divulgados na NE nº 4.1.1 destas informações trimestrais.
- d) 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, 126,0% 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 4,78% 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 28.09.2018, 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.

<b>Consolidado</b>		
<b>Exposição ao risco de crédito</b>	<b>30.09.2018</b>	<b>31.12.2017</b>
Caixa e equivalentes de caixa (a)	857.862	1.040.075
Títulos e valores mobiliários (a)	222.291	219.663
Cauções e depósitos vinculados (a)	164.570	135.037
Clientes (b)	3.262.689	2.994.322
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná (c)	1.510.938	1.516.362
Ativos financeiros setoriais (d)	886.465	343.218
Contas a receber vinculadas à concessão (e)	4.487.743	3.903.643
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (f)	624.711	606.479
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão (g)	73.419	68.859
Estado do Paraná - Programas do Governo (h)	14.495	130.417
Outros investimentos temporários (i)	18.543	18.727
	<b>12.123.726</b>	<b>10.976.802</b>

- a) A Companhia administra o risco de crédito sobre esses ativos, considerando sua política em aplicar praticamente todos os recursos em instituições bancárias federais. Excepcionalmente, por força legal e/ou regulatória, a Companhia aplica recursos em bancos privados considerados de primeira linha.
- b) Risco 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
<b>30.09.2018</b>							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 23	46.136	115.893	1.209.400	1.753.889	1.262.130	4.387.448
Debêntures	NE nº 24	368.222	24.910	2.139.292	5.134.676	420.733	8.087.833
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	6.112	11.830	53.177	317.426	1.434.012	1.822.557
Fornecedores	-	1.841.027	133.091	169.075	30.607	-	2.173.800
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	Selic	5.732	11.531	53.022	36.476	-	106.761
Pert	Selic	3.861	7.779	35.974	223.075	461.890	732.579
Passivos Financeiros Setoriais	Selic	-	-	-	105.978	-	105.978
		<b>2.271.090</b>	<b>305.034</b>	<b>3.659.940</b>	<b>7.602.127</b>	<b>3.578.765</b>	<b>17.416.956</b>

(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 30.09.2018, a Copel apresentou um capital circulante líquido negativo de R\$ 283.300 no balanço da Controladora e de R\$ 1.661.578 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. Neste sentido citamos como exemplo as captações constantes nas NEs nºs 41.1 e 41.3.

### 36.2.3 Risco de mercado

Risco de mercado é o risco de que o valor justo ou os fluxos de caixa futuros de instrumento financeiro oscilem devido a mudanças nos preços de mercado, tais como as taxas de câmbio, taxas de juros e preços de ações. O objetivo do gerenciamento desse risco é controlar as exposições, dentro de parâmetros aceitáveis, e ao mesmo tempo otimizar o retorno.

#### a) **Risco cambial - dólar norte-americano**

Esse risco decorre da possibilidade da perda por conta de flutuações nas taxas de câmbio que reduzam saldos ativos ou aumentem saldos passivos em moeda estrangeira.

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

O efeito da variação cambial decorrente do contrato de compra de energia da Eletrobras (Itaipu) é repassado no próximo reajuste tarifário da Copel DIS.

O risco cambial na compra de gás decorre da possibilidade de a Compagás computar prejuízos decorrentes de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando o valor em reais das contas a pagar sobre o gás adquirido da Petrobras. Este risco é mitigado pelo monitoramento e repasse da variação de preços aos clientes via tarifa, quando possível. A Compagás mantém monitoramento permanente dessas flutuações.

#### **Análise de sensibilidade do risco cambial**

A Companhia desenvolveu análise de sensibilidade com objetivo de mensurar o impacto da depreciação cambial do dólar norte-americano sobre seus empréstimos e financiamentos expostos a tais riscos.

Para o cenário base, foram considerados os saldos existentes nas respectivas contas em 30.09.2018 e, para o cenário provável, considerou-se os saldos com a variação da taxa de câmbio - fim de período (R\$/US\$ 3,71) prevista na mediana das expectativas de mercado para 2018 do Relatório Focus do Bacen de 26.10.2018. 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		
		30.09.2018	Provável	Cenário 1	Cenário 2
<b>Ativos financeiros</b>					
Caução STN (garantia de empréstimo STN)	Baixa do dólar	90.775	(6.663)	(27.691)	(48.719)
		<b>90.775</b>	<b>(6.663)</b>	<b>(27.691)</b>	<b>(48.719)</b>
<b>Passivos financeiros</b>					
Empréstimos e financiamentos - STN	Alta do dólar	(109.892)	8.066	(17.390)	(42.846)
Fornecedores					
Eletrobras (Itaipu)	Alta do dólar	(278.706)	20.458	(44.104)	(108.666)
Aquisição de gás	Alta do dólar	(83.867)	6.156	(13.272)	(32.699)
		<b>(472.465)</b>	<b>34.680</b>	<b>(74.766)</b>	<b>(184.211)</b>

Além da análise de sensibilidade exigida pela Instrução CVM nº475/2008, a Companhia avalia seus instrumentos financeiros considerando os possíveis efeitos no resultado e patrimônio líquido frente aos riscos avaliados pela Administração da Companhia na data das demonstrações financeiras, conforme sugerido pelo CPC 40 (R1) Instrumentos Financeiros: Evidenciação. Baseado na posição patrimonial e no valor nominal dos instrumentos financeiros em aberto em 30.09.2018, 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 30.09.2018 e para o cenário provável considerou-se os saldos com a variação dos indicadores: CDI/Selic - 6,50%, IPCA - 4,43%, IGP-DI - 9,90%, IGP-M - 9,92% e TJLP - 6,98%, previstos na mediana das expectativas de mercado para 2018 do Relatório Focus do Bacen de 26.10.2018, 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		
		30.09.2018	Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ativos financeiros					
Títulos e valores mobiliários	Baixa CDI/Selic	222.291	3.471	2.621	1.757
Cauções e depósitos vinculados	Baixa CDI/Selic	73.795	1.152	871	583
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	Baixa IGP-DI	1.510.938	36.082	27.298	18.360
Ativos financeiros setoriais	Baixa Selic	886.465	14.067	10.612	7.116
Contas a receber vinculadas à concessão	Baixa IPCA	5.112.454	55.703	41.946	28.078
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão	Indefinido (a)	73.419	-	-	-
Estado do Paraná - Programas do Governo	Sem Risco	14.495	-	-	-
		7.893.857	110.475	83.348	55.894
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos					
Banco do Brasil	Alta CDI	(834.296)	(13.239)	(16.453)	(19.632)
BNDES	Alta TJLP	(1.502.644)	(25.561)	(31.756)	(37.875)
BNDES	Alta IPCA	(11.701)	(127)	(159)	(190)
Notas promissórias	Alta CDI	(561.272)	(8.906)	(11.069)	(13.207)
Banco do Brasil - Repasse de recursos do BNDES	Alta TJLP	(109.998)	(1.871)	(2.325)	(2.773)
Caixa Econômica Federal	Alta TJLP	(497)	(8)	(11)	(13)
Outros	Sem Risco	(327.659)	-	-	-
Debêntures	Alta CDI/Selic	(5.786.841)	(91.827)	(114.125)	(136.172)
Debêntures	Alta IPCA	(558.504)	(6.085)	(7.576)	(9.056)
Debêntures	Alta TJLP	(144.790)	(2.463)	(3.060)	(3.650)
Fornecedores - repactuação de gás	Alta IGP-M	(70.908)	(1.697)	(2.103)	(2.502)
Passivos financeiros setoriais	Alta Selic	(95.069)	(1.509)	(1.875)	(2.237)
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	Alta Selic	(102.831)	(1.632)	(2.028)	(2.420)
Pert	Alta Selic	(522.850)	(8.297)	(10.311)	(12.303)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IGP-M	(542.402)	(12.978)	(16.085)	(19.140)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IPCA	(47.849)	(521)	(649)	(776)
		(11.220.111)	(176.721)	(219.585)	(261.946)

(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 30.09.2018, 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 afluências 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. Esta usina representa uma garantia física de 10,3 MW médios.

A Companhia avaliou as condições para prorrogação da concessão da UHE Governador Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia), a qual representa uma garantia física de 603,3 MW médios, e decidiu não solicitar a renovação antecipada sob regime de cotas.

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:

<b>Usina</b>	<b>Data limite para manifestação</b>
UHE Apucarantina	12.10.2020
UHE Chaminé	16.08.2021
UHE Guaricana	16.08.2021

Para essas três usinas, que representam uma garantia física de 34,4 MW médios, no devido tempo serão feitas análises para a tomada de decisão pela prorrogação ou não das concessões frente às condições impostas pelo Poder Concedente, visando a preservação dos 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	{Divida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} $\leq 1 / (0,8 * SELIC)$ (d) (e)	10,12	7,74	-	-
2020	{Divida 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.

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, dentre as quais, 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;
- 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 direto 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; e

- Resolução Normativa nº 824/2018 que estabeleceu os critérios para processamento do Mecanismo de Venda de Excedentes de energia elétrica.

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 m<sup>3</sup>/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 m<sup>3</sup>/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	
	30.09.2018	31.12.2017	30.09.2018	31.12.2017
Empréstimos e financiamentos	904.916	986.112	3.457.959	3.759.505
Debêntures	1.521.650	1.215.481	6.490.135	6.070.978
(-) Caixa e equivalentes de caixa	36.652	56.833	857.862	1.040.075
(-) Títulos e valores mobiliários (circulante)	93	90	1.380	1.341
<b>Dívida líquida</b>	<b>2.389.821</b>	<b>2.144.670</b>	<b>9.088.852</b>	<b>8.789.067</b>
Patrimônio líquido	16.225.940	15.207.842	16.533.006	15.510.503
<b>Endividamento em relação ao patrimônio líquido</b>	<b>0,15</b>	<b>0,14</b>	<b>0,55</b>	<b>0,57</b>

## 37 Transações com Partes Relacionadas

Consolidado	Ativo		Passivo		Receita		Custo / Despesa	
Parte Relacionada / Natureza da operação	30.09.2018	31.12.2017	30.09.2018	31.12.2017	30.09.2018	30.09.2017	30.09.2018	30.09.2017
<b>Controlador</b>								
Estado do Paraná - dividendos	-	-	-	85.710	-	-	-	-
Repasse CRC (NE nº 8)	1.510.938	1.516.362	-	-	189.665	41.966	-	-
Programa Luz Fraterna (a)	10.348	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)	229	261	-	-	-	-	-	-
Empregados cedidos (b)	1.587	56	-	-	-	-	-	-
Serviços de telecomunicações (c)	20.463	28.750	-	-	30.809	30.363	-	-
Sistema Meteorológico do Paraná - Simepar (d)	-	-	169	-	-	-	(1.028)	(1.419)
<b>Entidades com influência significativa</b>								
BNDES e BNDESPAR - dividendos (e)	-	-	-	59.366	-	-	-	-
Financiamentos (NE nº 23)	-	-	1.576.020	1.576.660	-	-	(94.127)	(106.425)
Debêntures - Compagás (NE nº 24)	-	-	23.920	42.675	-	-	(2.174)	(4.190)
Debêntures - eólicas (NE nº 24) (f)	-	-	272.097	281.448	-	-	(23.355)	(22.747)
<b>Entidade controlada pelo Estado do Paraná</b>								
Sanepar (c) (g)	26	24	278	-	3.109	2.728	(3.892)	(1.291)
Utilização de água retirada de reservatórios de usinas	510	-	-	-	-	-	510	-
Dividendos	-	12.095	-	-	-	-	-	-
<b>Empreendimentos controlados em conjunto</b>								
Voltaia São Miguel do Gostoso (NE nº 15.4)	-	38.169	-	-	294	2.778	-	-
Dividendos	1.032	1.032	-	-	-	-	-	-
Caiuá Transmissora de Energia (h) (i) (j)	329	320	283	271	2.933	2.830	(12.181)	(11.892)
Dividendos	1.991	1.991	-	-	-	-	-	-
Integração Maranhense Transmissora (h) (j)	-	-	57	43	-	-	(1.327)	(1.276)
Dividendos	4.012	4.012	-	-	-	-	-	-
Matrinchã Transmissora de Energia (h) (j)	-	-	314	220	-	-	(7.054)	(5.739)
Dividendos	36.840	36.840	-	-	-	-	-	-
Guaraciaba Transmissora de Energia (h) (j)	-	-	156	74	-	-	(3.220)	(2.836)
Dividendos	11.541	11.541	-	-	-	-	-	-
Paranaíba Transmissora de Energia (h)	-	-	206	159	-	-	(4.933)	(1.323)
Dividendos	5.568	7.093	-	-	-	-	-	-
Cantareira Transmissora de Energia (h)	-	-	169	-	-	-	(1.107)	-
Dividendos	-	2.146	-	-	-	-	-	-
Mata de Santa Genebra Transmissão (h)	2.602	78	-	-	3.566	1.950	-	-
Dividendos	-	3.264	-	-	-	-	-	-
<b>Coligadas</b>								
Dona Francisca Energética S.A. (k)	-	-	1.389	1.436	-	-	(12.645)	(12.773)
Foz do Chopim Energética Ltda. (c) (h)	166	163	-	-	1.968	1.642	-	-
Sercomtel S.A. Telecomunicações (c) (l)	2.631	3.778	-	-	6.055	6.255	(2)	-
<b>Pessoal chave da administração</b>								
Honorários e encargos sociais (NE nº 33.2)	-	-	-	-	-	-	(21.381)	(20.538)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 25.3)	-	-	-	-	-	-	(1.302)	(1.138)
<b>Outras partes relacionadas</b>								
Fundação Copel (c)	34	38	-	-	237	239	-	-
Aluguel de imóveis administrativos	-	-	312	349	-	-	(11.209)	(13.675)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 25.3)	-	-	898.559	866.103	-	-	-	-
Lactec (m)	-	-	2.594	1.762	-	-	(3.395)	(2.775)

- 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 30.09.2018, totalizam R\$ 158.849. Para esses encargos, incidentes sobre as faturas de consumo de energia elétrica do período de setembro de 2010 a junho de 2015, foi ajuizada, em 06.11.2018, ação monitória em face do Estado do Paraná, responsável pelo pagamento das faturas nos termos da Lei Estadual nº 14.087/2003. Ressaltamos que apesar das tratativas mantidas pela Administração, buscando o equacionamento desta dívida, ainda persistem incertezas quanto à realização deste ativo e portanto, face a tal condição, este valor não foi contabilizado, em atendimento ao que dispõem as normas contábeis vigentes. Considerando o tratamento tributário a ser aplicado, conforme determina a Receita Federal do Brasil na Instrução Normativa nº 1.753/2017, a Companhia efetuou a tributação sobre essa receita.

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

- b)** Ressarcimento do valor correspondente a remuneração e encargos sociais de empregados cedidos ao Estado do Paraná. Os saldos apresentados são líquidos de perdas de crédito esperadas.
- c)** Receita da Copel TEL proveniente de serviços de telecomunicações e arrendamentos de equipamentos e infraestrutura.
- d)** O Sistema Meteorológico do Paraná - Simepar é uma unidade complementar do Serviço Social Autônomo Paraná Tecnologia, vinculado à Secretaria de Estado da Ciência, Tecnologia e Ensino Superior. O Simepar mantém contratos com a Copel, com vigência até 22.02.2019, de prestação de serviços de previsão do tempo, laudos meteorológicos, análise de ampicidade, 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\$ 3.246 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 30.09.2018	% participação	Valor aval/fiança
(1) Caiuá Transmissora	Financiamento	23.12.2013	15.02.2029	84.600	66.312	49,0	35.843
(2) Guaraciaba Transmissora	Financiamento	28.09.2016	15.01.2031	440.000	398.801	49,0	191.133
(3) Integração Maranhense	Financiamento	30.12.2013	15.02.2029	142.150	107.605	49,0	58.797
(4) Mata de Santa Genebra	Financiamento	30.11.2017	15.07.2033	1.018.500	962.461	50,1	353.205
(5) Matrinchá Transmissora	Financiamento	27.12.2013	15.05.2029	691.440	529.885	49,0	284.036
(6) Matrinchá Transmissora	Debêntures	15.05.2016	15.06.2029	180.000	211.884	49,0	97.740
(7) Paranaíba Transmissora	Financiamento	21.10.2015	15.10.2030	606.241	564.999	24,5	143.925
(8) Paranaíba Transmissora	Debêntures	15.01.2017	15.03.2028	120.000	106.505	24,5	26.041
(9) Voltália São Miguel do Gostoso Participações S.A. (a)	Debêntures	15.01.2016	15.12.2028	57.000	50.489	49,0	26.569
(10) Usina de Energia Eólica Carnaúba S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	74.000	61.284	49,0	26.829
(11) Usina de Energia Eólica Reduto S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	70.000	57.403	49,0	26.827
(12) Usina de Energia Eólica Santo Cristo S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	74.000	60.263	49,0	25.220
(13) Usina de Energia Eólica São João S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	68.000	55.928	49,0	25.569
(14) Cantareira Transmissora de Energia	Financiamento	28.12.2016	15.09.2032	426.834	472.718	49,0	208.101
(15) Cantareira Transmissora de Energia	Debêntures	09.01.2018	15.08.2032	100.000	108.238	49,0	49.000
							<b>1.578.835</b>

(a) Subsidiária integral da Voltália 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.

<b>Seguro Garantia de Fiel Cumprimento Empresa</b>	<b>Término da vigência</b>	<b>Importância segurada</b>	<b>% aval Copel GeT</b>	<b>Valor do aval</b>
Matrinchã Transmissora	31.03.2019	90.000	49,0	44.100
Guaraciaba Transmissora	30.04.2019	47.000	49,0	23.030
Mata de Santa Genebra	14.02.2019	78.300	50,1	39.228
Cantareira Transmissora	30.11.2018	31.200	49,0	15.288
				<b>121.646</b>

## 38 Compromissos

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

<b>Consolidado</b>	<b>30.09.2018</b>
Contratos de compra e transporte de energia	145.223.710
Aquisição de ativo imobilizado	
Construção de linhas de transmissão e subestações	244.613
Construção da usina UHE Colíder	31.884
Construção da usina UHE Baixo Iguaçu	206.200
Construção das usinas do empreendimento eólico Cutia	139.845
Obras de telecomunicações	76.523
Aquisição de ativo intangível	454.931
Obrigações de compra de gás	40.778

## 39 Seguros

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

<b>Consolidado Apólice</b>	<b>Término da vigência</b>	<b>Importância segurada</b>
Riscos Nomeados	24.08.2019	2.226.749
Riscos Operacionais - UEG Araucária (a)	30.11.2019	877.863
Riscos Operacionais - Brisa Potiguar	27.06.2019	859.533
Riscos Operacionais - UHE Governador Jayme Canet Junior	23.11.2018	799.290
Incêndio - imóveis próprios e locados	24.08.2019	619.414
Riscos Operacionais - São Bento	27.06.2019	544.944
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	100.098
Seguro Aeronáutico (casco e responsabilidade civil) (a)	30.01.2019	97.068

(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 28.09.2018, de R\$ 4,0039.

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, seguro de vida e seguro de veículos.

Os seguros de garantia contratados pelas controladas, pelos empreendimentos controlados em conjunto e pelas coligadas possuem como avalista a Copel e/ou a Copel GeT, no limite de sua participação em cada empreendimento.

## **40 Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa**

### **40.1 Transações que não envolvem caixa**

Dentre as movimentações ocorridas no grupo de investimentos, especificadas na NE nº 18.1, o montante dos aportes foi de R\$ 508.351. Neste montante está incluso o valor de R\$ 36.224, corresponde ao aumento de capital na controlada em conjunto Voltália 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\$ 1.136.896. Deste valor, R\$ 63.721 corresponde ao conjunto de compras efetuadas a prazo e ainda não quitadas até o final do período.

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\$ 558.822. Deste montante, R\$ 97.124 equivale à parcela de compras a prazo e ainda não quitadas até o final do período.

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

## **41 Eventos Subsequentes**

### **41.1 Debêntures**

Em 05.10.2018, a Copel DIS recebeu os recursos oriundos da 4ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, de espécie quirografária, 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 1.000.000.000 de debêntures, com valor nominal unitário de R\$ 1,00 (um real), com prazo de vencimento de cinco anos contados da data de emissão, juros semestrais e amortização em três parcelas anuais em 27.09.2021, 27.09.2022 e 27.09.2023, datas de vencimento. As debêntures serão remuneradas com juros correspondentes à variação acumulada de 100%, das taxas médias diárias dos Depósitos Interfinanceiros - DI, acrescida exponencialmente de uma sobretaxa de 2,70% a.a. Foi prestada garantia corporativa da Copel. Os recursos captados serão destinados ao pagamento da 1ª parcela de amortização da 2ª emissão de debêntures simples, da emissora, e ao reforço de seu capital de giro.

Em 11.10.2018, a Copel GeT recebeu os recursos oriundos da 5ª emissão de debêntures simples, na forma do artigo 2º da Lei nº 12.431, de 24.06.2011 (“Debêntures de Infraestrutura”), não conversíveis em ações, de espécie com garantia real, com garantia adicional fidejussória, em série única, para distribuição pública, nos termos da Instrução CVM nº 476/2009, no montante total de R\$ 290.000. Foram emitidas 290.000 debêntures, com valor nominal unitário de R\$ 1.000, com prazo de vencimento de sete anos contados da data de emissão, juros semestrais e amortização em cinco parcelas anuais em 15.09.2021, 15.09.2022, 15.09.2023, 15.09.2024 e 15.09.2025, datas de vencimento. As debêntures serão remuneradas com juros correspondentes à variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA, acrescidos de sobretaxa de 7,6475% a.a. Foi prestada garantia corporativa da Copel. Os recursos captados serão destinados ao reembolso de gastos relacionados a implantação das linhas de transmissão Araraquara II - Taubaté, Assis - Londrina e Foz do Chopim - Realeza, e da Subestação Realeza.

#### **41.2 Garantia concedida a empreendimento controlado em conjunto**

Em 03.10.2018, a Guaraciaba Transmissora de Energia concluiu a emissão de debêntures simples, na forma do artigo 2º da Lei nº 12.431, de 24.06.2011 (“Debêntures de Infraestrutura”), não conversíveis em ações, para oferta pública de distribuição com esforços restritos de colocação no âmbito da Instrução CVM 476/2009, no montante total de R\$ 118.000. Foram emitidas 118.000 debêntures, com valor nominal unitário de R\$ 1, com prazo de 12 anos e 2 meses, amortização e juros semestrais, a partir de 15.06.2019 e 15.12.2018, respectivamente. As debêntures serão remuneradas com juros correspondentes à variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA, acrescidos de sobretaxa de 7,3870% a.a. Foi prestada garantia corporativa da Copel, no percentual de participação da Copel GeT na Guaraciaba (49%). Os recursos captados serão destinados para a implantação do empreendimento ou reembolso de gastos, despesas ou dívidas relacionados à sua implantação..

#### **41.3 Financiamentos**

Em 10.10.2018, foi firmado contrato de financiamento entre o BNDES e a Cutia Empreendimentos Eólicos S.A., com a interveniência dos parques eólicos da Cutia, da Copel GeT e da Copel, no valor de R\$ 619.405, com remuneração pela TJLP acrescida de 2,04% a.a. e amortização em 192 parcelas mensais e sucessivas, com o primeiro vencimento em 15.07.2019 e o último em 15.07.2035. Os recursos serão disponibilizados conforme dispositivos contratuais.

Em 24.10.2018, foi firmado contrato de financiamento entre o BNDES e a Copel GeT, com a finalidade de implantação da UHE Baixo Iguaçu, no valor de R\$ 194.000, com remuneração pela TJLP acrescida de 1,94% a.a. e amortização em 192 parcelas mensais e sucessivas, com o primeiro vencimento em 15.07.2019 e o último em 15.07.2035. Os recursos serão disponibilizados conforme dispositivos contratuais.