

**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS**  
**para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e de 2014**  
**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 uma sociedade de economia mista por ações, de capital aberto, controlada pelo Estado do Paraná, e cujas ações são negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo, no Nível 1 de Governança Corporativa dos Segmentos Especiais de Listagem da (BM&FBOVESPA), na Bolsa de Valores de Nova Iorque (NYSE Euronext) e na Bolsa de Valores 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 e em empresas privadas e de economia mista, com o objetivo de desenvolver atividades, principalmente, nas áreas de energia, telecomunicações, gás natural e saneamento básico.

### **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 operações em conjunto (NE nº 18.7) e em coligadas (1.1.3).

### 1.1.1 Controladas

31.12.2015	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.	Curitiba/PR	Distribuição de energia elétrica	100,0	Copel
Copel Telecomunicações S.A.	Curitiba/PR	Telecomunicações e comunicações	100,0	Copel
Copel Renováveis S.A. (Copel REN)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel
Copel Comercialização S.A. (Copel COM)	Curitiba/PR	Comercialização de energia	100,0	Copel
Companhia Paranaense de Gás - Compagás	Curitiba/PR	Distribuição de gás canalizado	51,0	Copel
Elejor - Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	70,0	Copel
UEG Araucária Ltda.	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) (b)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca I Energias Renováveis S.A. (b)	S. Miguel do Gostoso/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca II Energias Renováveis S.A. (b)	Parazinho/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca III Energias Renováveis S.A. (b)	Parazinho/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Eurus IV Energias Renováveis S.A. (b)	Touros/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Santa Maria Energias Renováveis S.A. (b)	Maracanaú/CE	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Santa Helena Energias Renováveis S.A. (b)	Maracanaú/CE	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Ventos de Santo Uriel S.A. (b)	João Câmara/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Cutia Empreendimentos Eólicos S.A. (Cutia) (b)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
Copel Brisa Potiguar S.A. (c) (d)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel REN
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. (c)	Goiânia/GO	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Bento do Norte II S.A. (c)	Goiânia/GO	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Bento do Norte III S.A. (c)	Goiânia/GO	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel I S.A. (c)	Goiânia/GO	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel II S.A. (c)	Goiânia/GO	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel III S.A. (c)	Goiânia/GO	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Guajiru S.A. (c)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Jangada S.A. (c)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Potiguar S.A. (c)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Cutia S.A. (c)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Maria Helena S.A. (c)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Esperança do Nordeste S.A. (c)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Paraíso dos Ventos do Nordeste S.A. (c)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia

(a) Em 03.02.2016, foi alterada a denominação de Copel Participações S.A para Copel Comercialização S.A. e o objeto social principal foi alterado de controle e gestão de participações para comercialização de energia e prestação de serviços correlatos.

(b) Em 12.11.2015, foi transferida por aumento de capital da Copel na Copel Geração e Transmissão.

(c) Fase pré-operacional.

(d) Constituída em 21.01.2015.

### 1.1.2 Empreendimentos controlados em conjunto

31.12.2015	Sede	Atividade principal	Participação	
			%	Investidora
Voltalia São Miguel do Gostoso I Participações S.A.	São Paulo/SP	Participação em sociedades	49,0	Copel
Paraná Gás Exploração e Produção S.A. (a) (b)	Curitiba/PR	Extração de petróleo e gás natural	30,0	Copel
Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	51,0	Copel GeT
Marumbi Transmissora de Energia S.A.	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	80,0	Copel GeT
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	Florianópolis/SC	Transmissão de energia elétrica	20,0	Copel GeT
Caiuá Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Integração Maranhense Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Matrinchã Transmissora de Energia (TP NORTE) S.A. (a)	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Guaraciaba Transmissora de Energia (TP SUL) S.A. (a)	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Paranaíba Transmissora de Energia S.A. (a)	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	24,5	Copel GeT
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. (a)	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	50,1	Copel GeT
Cantareira Transmissora de Energia S.A. (a)	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Dominó Holdings S.A.	Curitiba/PR	Participação em sociedade de saneamento básico	49,0	Copel COM

(a) Fase pré-operacional.

(b) Constituída em 02.07.2015.

### 1.1.3 Coligadas

31.12.2015	Sede	Atividade principal	Participação % Copel
Cia. de Saneamento do Paraná - Sanepar	Curitiba/PR	Saneamento básico	7,6252
Dona Francisca Energética S.A.	Agudo/RS	Energia elétrica	23,0303
Foz do Chopim Energética Ltda.	Curitiba/PR	Energia elétrica	35,77
Carbocampel S.A.	Figueira/PR	Exploração de carvão	49,0
Dois Saltos Empreendimentos de Geração de Energia Elétrica Ltda. (a)	Curitiba/PR	Energia elétrica	30,0
Copel Amec S/C Ltda. - em liquidação	Curitiba/PR	Serviços	48,0
Escoelectric Ltda.	Curitiba/PR	Serviços	40,0
Sercomtel S.A. Telecomunicações (b)	Londrina/PR	Telecomunicações	45,0

(a) Fase pré-operacional.

(b) Investimento reduzido a zero desde 2013 por conta dos testes de recuperação de ativos.

## 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 Distribuição	Contrato de concessão nº 046/1999 (a)	100	07.07.2045
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
Foz do Chopim	Autorização - Resolução nº 114/2000 - PCH Foz do Chopim	36	23.04.2030
UEG Araucária	Autorização - Resolução nº 351/1999 - UTE Araucária (60% da Copel GeT)	20	22.12.2029
Compagás	Contrato de concessão de distribuição de gás	51	06.07.2024
Usina de Energia Eólica São João (b)	Portaria MME nº 173 /2012 - EOL São João	49	25.03.2047
Usina de Energia Eólica Carnaúba (b)	Portaria MME nº 204 /2012 - EOL Carnaúbas	49	08.04.2047
Usina de Energia Eólica Reduto (b)	Portaria MME nº 230 /2012 - EOL Reduto	49	15.04.2047
Usina de Energia Eólica Santo Cristo (b)	Portaria MME nº 233 /2012 - EOL Santo Cristo	49	17.04.2047
Dois Saltos	Autorização - Resolução nº 5204/2015	30	22.04.2045
Paraná Gás	PART-T-300_R12 Nº 4861-.0000.99/2014-00 - ANP	30	15.05.2045

(a) Prorrogação da concessão através da assinatura, em 09.12.2015, do 5º Termo Aditivo do Contrato de Concessão nº 046/1999.

(b) Subsidiárias integrais da Voltalia São Miguel do Gostoso I Participações S.A.

## 2.2 Contratos de Concessão/Autorização da Copel Geração e Transmissão e das suas participações societárias:

Copel Geração e Transmissão	Participação %	Vencimento	
<b>Contrato de Concessão nº 045/1999</b>			
UTE Figueira	100	26.03.2019	
UHE Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia)	100	23.05.2023	
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	
<b>Autorização - Resolução nº 278/1999</b> - UEE Palmas	100	28.09.2029	
<b>Despacho nº 182/2002</b> - PCH Melissa, PCH Pitangui e PCH Saldo do Vau (a)	100	-	
<b>Contrato de Concessão de geração nº 001/2007</b> - UHE Mauá	51	02.07.2042	
<b>Contrato de Concessão nº 001/2011</b> - UHE Colider (b)	100	16.01.2046	
<b>Autorização - Portaria nº 133/2011</b> - PCH Cavernoso II	100	27.02.2046	
<b>Contrato de Uso de Bem Público nº 002/2012</b> - UHE Baixo Iguaçu (c)	30	19.08.2047	
<b>Contrato de Uso de Bem Público nº 007/2013</b>			
UHE Apucarantina (d)	100	12.10.2025	
UHE Chaminé (d)	100	16.08.2026	
UHE Derivação do Rio Jordão (d)	100	15.11.2029	
UHE Cavernoso (d)	100	07.01.2031	
<b>Contrato de Concessão nº 002/2016</b> - UHE Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (GPS)	100	05.01.2046	
<b>Em processo de homologação na Aneel</b> - UHE Marumbi	100	-	
<b>Resolução Autorizativa Aneel nº 5373/2015</b> - UHE Chopim I (a)	100	-	
<b>Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias:</b>			
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 Eurús IV	Portaria MME nº 273/2011 - EOL Eurús 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 (b)	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 (b)	100	04.01.2042
Usina de Energia Eólica Potiguar	Portaria MME nº 179/2015 - EOL Potiguar (b)	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 (e)	100	03.08.2050
São Bento do Norte II	Portaria nº 348/2015 - EOL São Bento do Norte II (e)	100	03.08.2050
São Bento do Norte III	Portaria nº 347/2015 - EOL São Bento do Norte III (e)	100	03.08.2050
São Miguel I	Portaria nº 352/2015 - EOL São Miguel I (e)	100	03.08.2050
São Miguel II	Portaria nº 351/2015 - EOL São Miguel II (e)	100	03.08.2050
São Miguel III	Portaria nº 350/2015 - EOL São Miguel III (e)	100	03.08.2050

(a) Apenas registro na Aneel.

(b) Empreendimento em construção.

(c) Em 10.10.2014 foi assinado o 1º aditivo ao Contrato de Concessão MME nº 002/2012 formalizando a transferência de 30% da Concessão da UHE Baixo Iguaçu para a Copel Geração e Transmissão.

(d) Usinas que passaram por mudança no regime de exploração de Serviço Público para Produtor Independente.

(e) Início da construção em 2016.

Copel Geração e Transmissão		Participação %	Vencimento
<b>Contratos de Concessões de Linhas de Transmissão - LT e Subestações - SE:</b>			
Contrato nº 060/2001 - Instalações de transmissão - diversos empreendimentos (a)		100	31.12.2042
Contrato nº 075/2001 - LT Bateias - Jaguariáiva		100	16.08.2031
Contrato nº 006/2008 - LT Bateias - Pilarzinho		100	16.03.2038
Contrato nº 027/2009 - LT Foz do Iguaçu - Cascavel Oeste		100	18.11.2039
Contrato nº 010/2010 - LT Araraquara 2 - Taubaté (b)		100	05.10.2040
Contrato nº 015/2010 - SE Cerquillo III		100	05.10.2040
Contrato nº 022/2012 - LT - Foz do Chopim - Salto Osorio C2; LT 230 kV Londrina - Figueira		100	26.08.2042
Contrato nº 002/2013 - LT - Assis - Paraguaçu Paulista II (b); SE 230/88 kV Paraguaçu Paulista II (b)		100	24.02.2043
Contrato nº 005/2014 - LT - Bateias - Curitiba Norte (b); SE 230/20138 kV Curitiba Norte (b)		100	28.01.2044
Contrato nº 021/2014 - LT Foz do Chopim - Realeza (b); - SE Realeza 230/20138 kV - Pátio novo em 230 kV (b)		100	04.09.2044
Contrato nº 022/2014 - LT Assis - Londrina (b)		100	04.09.2044
<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	51	11.01.2042
Transmissora Sul Brasileira	Contrato nº 004/2012 - LT Nova Santa Rita - Camaquã 3; LT 230 kV Camaquã 3 - Quinta; LT 525 kV Salto Santiago - Itá; LT 525 kV Itá - Nova Santa Rita; SE Camaquã 3 230/69/2013,8 kV	20	09.05.2042
Caiuá Transmissora	Contrato nº 007/2012 - LT Umuarama - Guaira; LT 230 kV Cascavel Oeste - Cascavel Norte; SE Santa Quitéria 230/69-13,8 Kv; SE Cascavel Norte 230/20138-13,8 kV	49	09.05.2042
Marumbi Transmissora	Contrato nº 008/2012 - LT Curitiba - Curitiba Leste; SE Curitiba Leste 525/230 kV	80	09.05.2042
Integração Maranhense	Contrato nº 011/2012 - LT Açailândia - Miranda II	49	09.05.2042
Matrinchã Transmissora	Contrato nº 012/2012 - LT Paranaíba - Ribeirãozinho (b); LT 500 kV Paranaíba - Cláudia (b); SE Cláudia 500 kV (b); LT 500 kV Cláudia - Paranatinga (b); SE Paranatinga 500 kV (b); LT 500 kV Paranatinga - Ribeirãozinho (b)	49	09.05.2042
Guaraciaba Transmissora	Contrato nº 013/2012 - LT Ribeirãozinho - Marimbondo II (b); LT 500 kV Ribeirãozinho - Rio Verde Norte (b); LT 500 Rio Verde Norte - Marimbondo II (b); Seccionamento das LTs 500 kV Marimbondo - Araraquara, na SE Marimbondo II (b); SE Marimbondo II 500 kV (b)	49	09.05.2042
Paranaíba Transmissora	Contrato nº 007/2013 - LT - T 500 kV Barreiras II - Rio das Éguas (b); LT 500 kV Rio Das Éguas - Luziânia (b); LT 500 kV Luziânia - Pirapora 2 (b)	24,5	01.05.2043
Mata de Santa Genebra	Contrato nº 001/2014 - LT - Itatiba - Bateias (b); LT 500 kV Itatiba - Bateias (b); LT 500 kV Araraquara 2 - Itatiba (b); LT 500 kV Araraquara 2 - Fernão Dias (b); SE Santa Bárbara do D'Oeste 440 kV (b); SE Itatiba 500 kV (b); SE 500/440 kV Fernão Dias (b)	50,1	13.05.2044
Cantareira Transmissora	Contrato nº 019/2014 - LT - Estreito - Fernão Dias (b)	49	04.09.2044

(a) Concessão prorrogada através do 3º Termo Aditivo do Contrato de Concessão 060/2001.

(b) Empreendimento em construção.

### 3 Base de Preparação

#### 3.1 Declaração de conformidade

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

A Administração considera que somente as informações relevantes utilizadas na sua gestão estão sendo evidenciadas nas demonstrações financeiras.

A emissão das demonstrações financeiras individuais e consolidadas foi autorizada pela Diretoria em 15.03.2016.

#### 3.2 Moeda funcional e moeda de apresentação

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas são apresentadas em real, que é a moeda funcional da Companhia. As informações financeiras foram arredondadas para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

### **3.3 Base de mensuração**

As demonstrações financeiras foram preparadas com base no custo histórico com exceção dos seguintes itens materiais reconhecidos nos balanços patrimoniais:

- os instrumentos financeiros não-derivativos designados pelo valor justo por meio do resultado, são mensurados pelo valor justo;
- os ativos financeiros disponíveis para venda são mensurados pelo valor justo;
- os investimentos em controladas (nas demonstrações financeiras individuais da Controladora), em empreendimentos controlados em conjunto e em coligadas são avaliados pelo método de equivalência patrimonial; e
- O valor do passivo assistencial líquido é reconhecido pelo valor presente da obrigação atuarial, calculada por atuário contratado, deduzido o valor justo dos ativos do plano.

### **3.4 Uso de estimativas e julgamentos**

Na preparação destas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a Administração utilizou julgamentos, estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados dos ativos, passivos, receitas e despesas da Copel e de suas controladas. Os resultados reais podem divergir dessas estimativas.

As estimativas e premissas são revisadas de forma contínua. As revisões das estimativas são reconhecidas prospectivamente.

#### **3.4.1 Julgamentos**

As informações sobre julgamentos realizados na aplicação das políticas contábeis que têm efeitos significativos sobre os valores reconhecidos nas demonstrações financeiras consolidadas estão incluídas nas seguintes notas explicativas:

- NE nº 4.2 - Base de consolidação;
- NE nº 4.3.10 - Contas a receber vinculadas à concessão;
- NE nº 4.3.11 - Contas a receber vinculadas à indenização da concessão;
- NE nº 4.7 - Intangível;
- NEs nºs 4.8 e 18.9 - Redução ao valor recuperável de ativos; e
- NE nº 4.16 - Arrendamentos.

#### **3.4.2 Incertezas sobre premissas e estimativas**

As informações sobre as incertezas relacionadas a premissas e estimativas que possuem um risco significativo de resultar em um ajuste material no próximo exercício financeiro estão incluídas nas seguintes notas explicativas:

- NEs nºs 4.3 e 35 - Instrumentos financeiros;
- NE nº 7 - Clientes;
- NEs nºs 4.3.9 e 9 - Ativos e passivos financeiros setoriais;
- NE nº 4.5.1 - Imposto de renda e contribuição social diferidos;
- NEs nºs 4.6 e 18 - Imobilizado;

- NE nº 4.7 - Intangível;
- NEs nºs 4.8 e 18.9 - Redução ao valor recuperável de ativos;
- NEs nºs 4.9 e 24 - Benefícios pós-emprego; e
- NEs nºs 4.11 e 29 - Provisões.

## 4 Principais Políticas Contábeis

### 4.1 Reapresentação de saldos comparativos

A Administração da Companhia, procedeu a revisão de política contábil com o objetivo de melhor apresentação do seu desempenho operacional e financeiro. Desta forma, com base nas orientações emanadas pelo CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, reclassificou os gastos com a Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos e com a variação cambial sobre a compra de energia de Itaipu, buscando o alinhamento com a prática contábil definida pela Aneel.

Para melhor comparabilidade, os saldos de 31.12.2014 da Demonstração de Resultado foram reapresentados. Essas reclassificações não tiveram impactos no lucro líquido da Companhia.

31.12.2014	Consolidado		
	Apresentado	Reclassificação	Reapresentado
<b>Demonstração de Resultado</b>			
Lucro Operacional Bruto (a) (b)	2.753.440	(123.685)	2.629.755
Custos Operacionais (a) (b)	(11.165.077)	(123.685)	(11.288.762)
Outras Receitas (Despesas) Operacionais (a)	(1.043.526)	140.810	(902.716)
Outras despesas operacionais, líquidas (a)	(530.378)	140.810	(389.568)
Resultado Financeiro (b)	147.717	(17.125)	130.592
Receitas financeiras (b)	694.523	7.455	701.978
Despesas financeiras (b)	(546.806)	(24.580)	(571.386)
<b>Demonstração do Valor Adicionado (b)</b>			
( - ) Insumos adquiridos de terceiros	11.300.116	(17.125)	11.282.991
Energia elétrica comprada para revenda	5.539.007	(17.125)	5.521.882
( + ) Valor adicionado transferido	952.057	7.455	959.512
Receitas financeiras	694.523	7.455	701.978
Valor adicionado a distribuir	7.835.476	24.580	7.860.056
Terceiros	695.600	24.580	720.180
Juros	636.638	24.580	661.218
Distribuição do valor adicionado	7.835.476	24.580	7.860.056

(a) A Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos, no valor de R\$ 140.810, foi reclassificada de Outras receitas (despesas), líquidas para Custos Operacionais.

(b) A variação cambial sobre compra de energia de Itaipu, no valor líquido de R\$ 17.125, foi reclassificada de Custos Operacionais para Receitas Financeiras e Despesas Financeiras.

## **4.2 Base de consolidação**

### **4.2.1 Método de equivalência patrimonial**

Os investimentos em controladas, em empreendimentos controlados em conjunto e em coligadas são reconhecidos nas demonstrações financeiras individuais da investidora com base no método de equivalência patrimonial. Conforme esse método, os investimentos são inicialmente registrados pelo valor de custo e o seu valor contábil é aumentado ou diminuído pelo reconhecimento da participação da investidora no lucro, no prejuízo e em outros resultados abrangentes gerados pelas investidas, após a aquisição. Esse método deve ser descontinuado a partir da data em que o investimento deixar de se qualificar como controlada, empreendimento controlado em conjunto ou coligada.

As distribuições de resultados reduzem o valor contábil dos investimentos.

Quando necessário, para cálculo das equivalências patrimoniais, as demonstrações financeiras das investidas são ajustadas para adequar suas políticas contábeis às da Controladora.

### **4.2.2 Controladas**

As controladas são as entidades em que a investidora está exposta a, ou tem direito sobre, os retornos variáveis advindos de seu envolvimento com a entidade e tem a habilidade de afetar esses retornos exercendo seu poder sobre a entidade.

As demonstrações financeiras das controladas são incluídas nas demonstrações financeiras consolidadas a partir da data em que o controle se inicia até a data em que deixa de existir.

Os saldos de ativos, passivos e resultados das controladas são consolidados linha a linha e os saldos decorrentes das transações entre as empresas consolidadas são eliminados.

### **4.2.3 Participação de acionistas não-controladores**

A participação de acionistas não-controladores é apresentada no patrimônio líquido, separadamente do patrimônio líquido atribuível aos acionistas da Controladora. Os lucros, os prejuízos e os outros resultados abrangentes também são atribuídos separadamente dos atribuídos aos acionistas da Controladora, ainda que isto resulte em que as participações de acionistas não controladores tenham saldo deficitário.

### **4.2.4 Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas**

Os empreendimentos controlados em conjuntos são as entidades em que a investidora, vinculada a um acordo, não exerce individualmente o poder de decisões financeiras e operacionais, independentemente do percentual de participação no capital votante.

As coligadas são as entidades sobre as quais a investidora tem influência significativa, mas não o controle.



Quando a participação nos prejuízos de um empreendimento controlado em conjunto ou de uma coligada se igualar ou exceder o saldo contábil de sua participação na investida, a investidora deve descontinuar o reconhecimento de sua participação em perdas futuras. Perdas adicionais serão consideradas, e um passivo reconhecido, somente se a investidora incorrer em obrigações legais ou construtivas (não formalizadas) ou efetuar pagamentos em nome da investida. Se a investida subsequentemente apurar lucros, a investidora deve retomar o reconhecimento de sua participação nesses lucros somente após o ponto em que a parte que lhe cabe nesses lucros posteriores se igualar à sua participação nas perdas não reconhecidas.

#### **4.2.5 Operações em conjunto**

Operação em conjunto é um negócio em conjunto segundo o qual as partes integrantes que detêm o controle conjunto do negócio têm direitos sobre os ativos e têm obrigações pelos passivos relacionados ao negócio.

As operações em conjunto (consórcios) são contabilizadas na empresa que possui a participação, na proporção de quota-parte de ativos, passivos e resultado.

### **4.3 Instrumentos financeiros**

A Companhia e suas controladas não operam com instrumentos financeiros derivativos.

Os instrumentos financeiros não derivativos são reconhecidos imediatamente na data de negociação, ou seja, na concretização do surgimento da obrigação ou do direito. São inicialmente registrados pelo valor justo acrescido ou deduzido de quaisquer custos de transação diretamente atribuíveis.

Os valores justos são apurados com base em cotação no mercado, para os instrumentos financeiros com mercado ativo, e pelo método do valor presente de fluxos de caixa esperados, para os sem cotação disponível no mercado.

Posteriormente ao reconhecimento inicial, os instrumentos financeiros não derivativos são mensurados conforme descrito a seguir:

#### **Ativos financeiros**

##### **4.3.1 Instrumentos financeiros ao valor justo por meio do resultado**

Um instrumento financeiro é assim classificado se for designado como mantido para negociação no seu reconhecimento inicial e se a Companhia e suas controladas gerenciam esses investimentos e tomam as decisões de compra e venda com base em seu valor justo, de acordo com a estratégia de investimento e gerenciamento de risco. Após o reconhecimento inicial, os custos de transação e os juros atribuíveis, quando incorridos, são reconhecidos no resultado.

##### **4.3.2 Empréstimos e recebíveis**

Ativos não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis que não estão cotados em um mercado ativo, reconhecidos pelo método do custo amortizado com base na taxa de juros efetiva.

#### 4.3.3 Instrumentos financeiros disponíveis para venda

São instrumentos financeiros cujo reconhecimento inicial é efetuado com base no valor justo e sua variação, proveniente da diferença entre a taxa de juros de mercado e a taxa de juros efetiva, é registrada diretamente no patrimônio líquido, líquido dos efeitos tributários. A parcela dos juros definidos no início do contrato, calculada com base no método de juros efetivos, assim como quaisquer mudanças na expectativa de fluxo de caixa, é registrada no resultado do exercício. Quando esses ativos são desreconhecidos, os ganhos e as perdas acumulados mantidos no patrimônio líquido são reclassificados para o resultado do exercício.

#### 4.3.4 Instrumentos financeiros mantidos até o vencimento

Os instrumentos financeiros são classificados nesta categoria se a Companhia e suas controladas têm intenção e capacidade de mantê-los até o seu vencimento. São mensurados pelo custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva, deduzido de eventuais reduções em seu valor recuperável.

### **Passivos financeiros e instrumentos de patrimônio**

#### 4.3.5 Passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado

São os passivos financeiros designados dessa forma no reconhecimento inicial e os classificados como mantidos para negociação. São demonstrados ao valor justo e os respectivos ganhos ou perdas são reconhecidos no resultado. Os ganhos ou as perdas líquidos reconhecidos no resultado incorporam os juros pagos pelo passivo financeiro.

#### 4.3.6 Outros passivos financeiros

Os outros passivos financeiros são mensurados pelo valor de custo amortizado utilizando o método de juros efetivos. Esse método também é utilizado para alocar a despesa de juros desses passivos pelo respectivo período. A taxa de juros efetiva é a taxa que desconta exatamente os fluxos de caixa futuros estimados (inclusive honorários pagos ou recebidos que constituem parte integrante da taxa de juros efetiva, custos da transação e outros prêmios ou descontos), ao longo da vida estimada do passivo financeiro ou, quando apropriado, por um período menor, para o reconhecimento inicial do valor contábil líquido.

#### 4.3.7 Baixas de passivos financeiros

Os passivos financeiros somente são baixados quando as obrigações são extintas, canceladas ou liquidadas. A diferença entre o valor contábil do passivo financeiro baixado e a contrapartida paga e a pagar é reconhecida no resultado.

#### 4.3.8 Capital social

O capital social está representado por ações ordinárias e preferenciais. Nas Assembleias Gerais, cada ação ordinária tem direito a um voto. As ações preferenciais não têm direito a voto e são de classes “A” e “B”.

As ações preferenciais classe “A” têm prioridade no reembolso do capital e na distribuição de dividendos mínimos de 10% a.a., não cumulativos, calculados com base no capital próprio a esta espécie e classe de ações.

As ações preferenciais classe “B” têm prioridade no reembolso do capital e direito ao recebimento de dividendos, correspondentes à parcela do valor equivalente a 25% do lucro líquido ajustado, de acordo com a legislação societária e o estatuto da Companhia, calculados com base no capital próprio a esta espécie e classe de ações. Os dividendos assegurados à classe “B” são prioritários apenas em relação às ações ordinárias e somente são pagos à conta dos lucros remanescentes, depois de pagos os dividendos prioritários das ações preferenciais classe “A”.

De acordo com o artigo 17 e seus parágrafos, da Lei nº 6.404/1976, os dividendos atribuídos às ações preferenciais são, no mínimo, 10% maiores do que os atribuídos às ações ordinárias.

#### **Ativos e passivos financeiros setoriais e vinculados à concessão**

##### **4.3.9 Ativos e passivos financeiros setoriais líquidos**

O termo aditivo ao contrato de concessão das concessionárias de distribuição, aprovado pelo Despacho Aneel nº 4.621/2014 prevê que, no caso de extinção da concessão por qualquer motivo, os valores residuais de itens da conta de compensação de valores de itens da “Parcela A” (custos não administráveis) e outros componentes financeiros não recuperados ou não devolvidos via tarifa sejam incorporados no cálculo da indenização ou descontados dos valores da indenização de ativos não amortizados, ficando, então, resguardado o direito ou a obrigação do concessionário junto ao Poder Concedente quanto a esses ativos e passivos.

Por meio da Deliberação CVM nº 732, o CPC aprovou a Orientação Técnica OCPC 08 de 09.12.2014, tornando obrigatório o reconhecimento de determinados ativos ou passivos financeiros setoriais nas distribuidoras de energia elétrica a partir do exercício de 2014.

Considerando o previsto no OCPC 08, item 13, os efeitos do aditamento dos contratos de concessão e permissão não caracterizam mudança de política contábil, mas sim de uma nova situação, consequentemente, a sua aplicação foi prospectiva ao evento e o reconhecimento inicial adotado baseou-se na composição dos valores dos ativos e passivos financeiros setoriais levantados até a data da assinatura dos aditivos dos contratos de concessão, ocorrida em 10.12.2014. Portanto, o seu reconhecimento inicial foi registrado como um componente da receita líquida.

##### **4.3.10 Contas a receber vinculadas à concessão**

#### **Concessão de transmissão de energia elétrica**

Refere-se a créditos a receber relacionados aos contratos de concessão da atividade de transmissão e estão representados pelos seguintes valores: (i) receita de construção da infraestrutura de transmissão para sua disponibilização aos usuários; e (ii) remuneração financeira garantida pelo Poder Concedente durante o prazo da concessão sobre tais receitas.

A receita dos contratos de concessão de transmissão é realizada pela disponibilização da infraestrutura aos usuários do sistema, não tem risco de demanda e é, portanto, considerada receita garantida, denominada Receita Anual Permitida - RAP, a ser recebida durante o prazo da concessão. Os valores são faturados mensalmente aos usuários da infraestrutura, conforme relatório emitido pelo Operador Nacional do Sistema - ONS. No vencimento da concessão, se houver saldo remanescente ainda não recebido relacionado à construção da infraestrutura, esse será recebido diretamente do Poder Concedente por ser um direito incondicional de receber caixa, conforme previsto no contrato de concessão, a título de indenização pelos investimentos efetuados e não recuperados por meio da RAP.

Esses ativos financeiros não possuem um mercado ativo, apresentam fluxos de caixa fixos e determináveis, e portanto, são classificados como “empréstimos e recebíveis”, e são inicialmente estimados com base nos respectivos valores justos e posteriormente mensurados pelo custo amortizado calculado pelo método da taxa de juros efetiva.

Especificamente ao Contrato de Concessão 060/2001, adições subsequentes à prorrogação que representem ampliação, melhoria ou reforço da infraestrutura são reconhecidas como ativo financeiro, em virtude de representar futura geração de caixa operacional adicional, conforme regulamentação específica do Poder Concedente.

### **Concessão de distribuição de energia elétrica**

Refere-se à indenização prevista no contrato de concessão de serviços públicos de distribuição de energia elétrica e que, no entendimento da Administração, assegura o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão, a ser pago pelo Poder Concedente. Essa indenização tem como objetivo reembolsar a Copel Distribuição pelos investimentos efetuados em infraestrutura e que não foram recuperados, por meio da tarifa, até o vencimento da concessão, por possuírem vida útil superior ao prazo da concessão.

Esses ativos financeiros, por não possuírem fluxos de caixa fixos determináveis, uma vez que a premissa da indenização terá como base o custo de reposição dos ativos da concessão, e por não possuírem as características necessárias para serem classificados nas demais categorias de ativos financeiros, são classificados como “disponíveis para venda”. Os fluxos de caixa atrelados a esses ativos são determinados considerando o valor da base tarifária denominada Base de Remuneração Regulatória - BRR, definida pelo Poder Concedente, cuja metodologia utilizada é o custo de reposição dos bens integrantes da infraestrutura de distribuição vinculada à concessão. A BRR é revisada periodicamente considerando diversos fatores e tem como objetivo refletir a variação de preços dos ativos físicos, incluindo as baixas, depreciações e adições dos bens integrantes desta infraestrutura (ativo físico).

A remuneração deste ativo financeiro é baseada no Custo Médio Ponderado de Capital - WACC regulatório homologado pela Aneel no processo de revisão tarifária periódica e seu montante está incluído na composição da receita de tarifa faturada aos consumidores e recebida mensalmente.

O 1º, 2º, 3º e 4º Ciclos de Revisão Tarifária foram realizados a cada quatro anos e, a partir do 5º Ciclo, que se inicia em janeiro de 2016, serão realizados a cada cinco anos, tendo em vista alteração promovida pelo quinto termo aditivo ao contrato de concessão.

## **Concessão de gás**

O contrato de concessão de gás se enquadra no modelo bifurcado, onde parte dos investimentos efetuados pelo concessionário é remunerada pelos usuários do serviço público e a outra parte é indenizada pelo Poder Concedente, o Estado do Paraná, ao final da concessão. Esse modelo prevê o reconhecimento de ativo financeiro e de ativo intangível.

Como ativo financeiro é reconhecida a parcela que será indenizada pelo poder concedente correspondente aos investimentos efetuados nos dez anos anteriores ao término da concessão prevista em contrato e que, no entendimento da Administração, assegura o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão.

Esses ativos financeiros, por não possuírem fluxos de caixa fixos determináveis, uma vez que a premissa da indenização terá como base o custo de reposição dos ativos da concessão, e por não possuírem as características necessárias para serem classificados nas demais categorias de ativos financeiros, são classificados como “disponíveis para venda”.

### **4.3.11 Contas a receber vinculadas à indenização da concessão**

#### **Concessão de transmissão - Contrato 060/2001**

Refere-se a valores a receber previstos na Medida Provisória 579/2012 - MP nº 579, convertida na Lei nº 12.783/2013, em virtude da opção da Copel Geração e Transmissão pela prorrogação do referido contrato de concessão por mais 30 anos a partir de 31.12.2012.

Para os ativos denominados Rede Básica Novas Instalações - RBNI, que entraram em operação após maio de 2000, o recebimento da indenização foi parcelado em 31 prestações mensais com vencimento a partir de janeiro de 2013, calculadas pelo Sistema de Amortização Constante - SAC, atualizadas pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA e remunerada pelo WACC de 5,59% real ao ano.

Para os ativos da Rede Básica do Sistema Existente - RBSE existentes em 31.05.2000 e com valor residual na data da prorrogação, o artigo 1º da resolução normativa Aneel nº 589/2013 definiu a metodologia a ser aplicada na mensuração do valor da indenização. Esta resolução limitou-se apenas a reconhecer o direito das concessionárias à indenização, definindo a forma da sua valoração.

#### **Contratos de geração**

Referem-se a valores a receber dos empreendimentos de geração de energia elétrica com contratos de concessão vencidos e não prorrogados, conforme dispõe a Lei nº 12.783/2013.

Os critérios e procedimentos que definem o valor indenizável para investimentos vinculados a bens reversíveis ainda não amortizados ou não depreciados, relativos a empreendimentos de geração, estão previstos na Resolução Normativa Aneel nº 596/2013.

A Administração entende ter direito contratual assegurado no que diz respeito à indenização dos bens vinculados ao final das concessões de serviço público. Para o cálculo de recuperação, considerará o valor novo de reposição - VNR, a depreciação e a amortização acumuladas a partir da data de entrada em operação da instalação até o vencimento da concessão.

#### 4.3.12 Contas a pagar vinculadas à concessão

Referem-se aos valores estabelecidos no contrato de concessão relacionados ao direito de exploração do potencial de energia hidráulica (concessão onerosa), cujo contrato é assinado na modalidade de Uso do Bem Público - UBP. O registro inicial da obrigação é feito na data da assinatura do contrato de concessão, e corresponde ao valor presente do fluxo de caixa dos pagamentos futuros. Posteriormente, é atualizado pelo método da taxa de juros efetiva e reduzido pelos pagamentos contratados.

#### **4.4 Estoque (inclusive do ativo imobilizado e do intangível - contrato de concessão)**

Os materiais no almoxarifado classificados no ativo circulante e aqueles destinados a investimentos, classificados no ativo imobilizado e no intangível - contrato de concessão, estão registrados pelo custo médio de aquisição. Os valores contabilizados não excedem seus valores de realização.

#### **4.5 Tributos**

##### 4.5.1 Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos

A tributação sobre o lucro compreende o imposto de renda e a contribuição social calculados com base nos resultados tributáveis (lucro ajustado) de cada entidade tributável e às alíquotas aplicáveis segundo a legislação vigente, 15%, acrescido de 10% sobre o que exceder a R\$ 240 anuais, para o imposto de renda, e 9% para a contribuição social.

O prejuízo fiscal e a base negativa de contribuição social são compensáveis com lucros tributáveis futuros, observado o limite de 30% do lucro tributável no período, não estando sujeitos a prazo prescricional.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são aplicados sobre as diferenças entre os ativos e passivos reconhecidos para fins fiscais e os correspondentes valores apropriados nas demonstrações financeiras, os quais são reconhecidos somente na extensão em que seja provável que existirá base tributável positiva, para a qual as diferenças temporárias possam ser utilizadas e os prejuízos fiscais possam ser compensados.

Os ativos e passivos fiscais diferidos são divulgados por seu valor líquido caso haja um direito legal de compensar passivos e ativos fiscais correntes, e eles se relacionam a tributos lançados pela mesma autoridade tributária sobre a mesma entidade sujeita à tributação.

##### 4.5.2 Outros tributos

As receitas de vendas e de serviços estão sujeitas à tributação pelo Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS e Imposto sobre Serviços - ISS às alíquotas vigentes, assim como à tributação pelo Programa de Integração Social - PIS e pela Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - Cofins.

As receitas de ativos financeiros setoriais reconhecidas na demonstração do resultado conforme OCPC 08, consistente com o procedimento adotado em exercícios anteriores, são tributadas no momento de seu faturamento ao consumidor final.

Os créditos decorrentes da não cumulatividade do PIS e da Cofins são apresentados deduzindo os custos operacionais na demonstração do resultado.

Os créditos decorrentes da não cumulatividade do ICMS, PIS e da Cofins relacionados às aquisições de bens são apresentados deduzindo o custo de aquisição dos respectivos ativos.

As antecipações ou valores passíveis de compensação são demonstrados no ativo circulante ou no não circulante, de acordo com a previsão de sua realização.

#### **4.6 Imobilizado**

Os bens do ativo imobilizado vinculados aos contratos de concessão de serviço público são depreciados pelo método linear com base nas taxas anuais estabelecidas e revisadas periodicamente pela Aneel, as quais são praticadas e aceitas pelo mercado como representativas da vida útil econômica dos bens vinculados à infraestrutura da concessão. No entanto, os bens vinculados aos contratos de uso de bem público sob o regime de produtor independente de energia elétrica são depreciados com base nas taxas anuais estabelecidas pela Aneel, limitados ao prazo da concessão. Os demais bens do ativo imobilizado são depreciados pelo método linear com base na estimativa de vida útil.

Os custos diretamente atribuídos às obras, bem como os juros e encargos financeiros referentes a empréstimos tomados com terceiros durante o período de construção, são registrados no ativo imobilizado em curso, desde que seja provável que resultem em benefícios econômicos futuros para a empresa. Os métodos de depreciação, as vidas úteis e os valores residuais são revistos a cada data de balanço e ajustados, caso seja apropriado.

#### **4.7 Intangível**

Integram esse ativo os softwares, adquiridos de terceiros e os gerados internamente, mensurados pelo custo total de aquisição menos as despesas de amortização pelo prazo de cinco anos, além dos contratos de concessão apresentados a seguir.

##### **4.7.1 Concessão onerosa de geração de energia elétrica**

Corresponde a aquisição de um direito de exploração do potencial de energia hidráulica cujo contrato é assinado na modalidade de Uso do Bem Público - UBP.

Durante a construção do empreendimento, o montante é reconhecido pelo valor presente das saídas de caixa futuras no período de vigência do contrato de concessão. Na data de início da operação comercial do empreendimento, o montante apresentado é fixado e amortizado durante o período da concessão.

##### **4.7.2 Contrato de concessão - distribuição de energia elétrica**

Compreende o direito de exploração da infraestrutura, construída ou adquirida sob o regime de concessão do serviço público de energia elétrica, e de cobrar dos usuários o serviço público prestado, em consonância com o CPC 04 - Ativos Intangíveis, o ICPC 01 e o OCPC 05 - Contratos de Concessão.

É reconhecido pelo custo de aquisição, incluído os custos de empréstimos, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável, quando aplicável.

A amortização desse intangível reflete o padrão em que se espera que os benefícios econômicos futuros do ativo sejam consumidos, com expectativa de amortização durante o prazo da concessão.

#### **4.7.3 Contrato de concessão - distribuição de gás**

Ativo intangível relativo à construção de infraestrutura e à aquisição de bens necessários para a prestação dos serviços de distribuição de gás que corresponde ao direito de cobrar dos usuários pelo fornecimento de gás.

Esse ativo intangível é avaliado inicialmente pelo custo de aquisição, formação ou construção, inclusive juros e demais encargos financeiros capitalizados. Nesse ativo é aplicado o método de amortização linear definido com base na avaliação da vida útil estimada de cada ativo, considerando o padrão de benefício econômico gerado pelos ativos intangíveis.

#### **4.7.4 Ativos intangíveis adquiridos separadamente**

Ativos intangíveis com vida útil definida, adquiridos separadamente, são registrados ao custo, deduzido da amortização e das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas. A amortização é reconhecida linearmente com base na vida útil estimada dos ativos. A vida útil estimada e o método de amortização são revisados no fim de cada exercício e o efeito de quaisquer mudanças nas estimativas é contabilizado prospectivamente.

#### **4.7.5 Baixa de ativos intangíveis**

Um ativo intangível é baixado na alienação ou quando não há benefícios econômicos futuros resultantes do uso ou da alienação. Os ganhos ou as perdas resultantes da baixa de um ativo intangível, mensurados como a diferença entre as receitas líquidas da alienação e o valor contábil do ativo, são reconhecidos no resultado quando o ativo é baixado.

### **4.8 Redução ao valor recuperável de ativos**

Os ativos são avaliados anualmente para identificar evidências de perdas não recuperáveis ou, ainda, sempre que eventos ou alterações significativas nas circunstâncias indiquem que o valor contábil pode não ser recuperável. Quando houver perda decorrente das situações em que o valor contábil do ativo ultrapasse seu valor recuperável, definido pelo maior valor entre o valor em uso do ativo e o valor de preço líquido de venda do ativo, essa perda é reconhecida no resultado do exercício. Também é reconhecido no resultado do exercício corrente a reversão de perda de exercícios anteriores.

### **4.9 Benefícios pós-emprego**

A Companhia e suas controladas patrocinam planos de benefícios a empregados. Os valores desses compromissos atuariais (contribuições, custos, passivos e/ou ativos) são calculados anualmente por atuário independente, com data base que coincide com o encerramento do exercício.

A adoção do método da unidade de crédito projetada agrega cada ano de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, somando-se até o cálculo da obrigação final.

Os ativos do plano de benefícios são avaliados pelos valores de mercado (marcação a mercado).

São utilizadas outras premissas atuariais que levam em conta tabelas biométricas e econômicas, além de dados históricos dos planos de benefícios, obtidos da Fundação Copel de Previdência e Assistência, entidade que administra estes planos.



Ganhos ou perdas atuariais, motivados por alterações de premissas e/ou ajustes atuariais, são reconhecidos em outros resultados abrangentes.

#### **4.10 Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Programa de Eficiência Energética - PEE**

Conforme a Lei nº 9.991/2000, as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de geração e transmissão de energia elétrica estão obrigadas a destinar anualmente o percentual de 1% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico, e as concessionárias de distribuição de energia elétrica devem segregar esse mesmo percentual entre os programas de pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e de eficiência energética, conforme Resoluções Normativas Aneel nº 504/2012 e 556/2013.

#### **4.11 Provisões**

Uma provisão deve ser reconhecida quando: 1) a Companhia tem uma obrigação presente (legal ou não formalizada) como resultado de um evento passado, 2) seja provável (mais provável que sim do que não) que será necessária uma saída de recursos que incorporam benefícios econômicos para liquidar a obrigação; e 3) possa ser feita uma estimativa confiável do valor da obrigação.

As estimativas de desfechos e de efeitos financeiros são determinadas pelo julgamento da Administração, complementado pela experiência de transações semelhantes e, em alguns casos, por relatórios de peritos independentes.

Quando alguns ou todos os benefícios econômicos requeridos para a liquidação de uma provisão são esperados que sejam recuperados de um terceiro, um ativo é reconhecido se, e somente se, o reembolso for virtualmente certo e o valor puder ser mensurado de forma confiável.

A provisão para custos ou obrigações socioambientais é registrada à medida que são assumidas as obrigações formais com os órgãos reguladores ou a Administração tenha conhecimento de potencial risco relacionado às questões socioambientais, cujos desembolsos de caixa sejam considerados prováveis e seus valores possam ser estimados. Durante a fase de implantação do empreendimento, os valores provisionados são registrados em contrapartida ao ativo imobilizado ou intangível em curso. Após a entrada em operação comercial do empreendimento, todos os custos ou despesas incorridos com programas socioambientais relacionados com as licenças de operação e manutenção do empreendimento são registrados diretamente no resultado do exercício.

#### **4.12 Reconhecimento da receita**

As receitas operacionais são reconhecidas quando: (i) o valor da receita é mensurável de forma confiável; (ii) os custos incorridos ou que serão incorridos em respeito à transação podem ser mensurados de maneira confiável; (iii) é provável que os benefícios econômicos sejam recebidos; e (iv) os riscos e benefícios tenham sido integralmente transferidos ao comprador.

A receita é mensurada pelo valor justo da contrapartida recebida ou a receber, deduzida de descontos e/ou bonificações concedidos e encargos sobre vendas.

#### **4.12.1 Receita não faturada**

Corresponde ao reconhecimento da receita de fornecimento e suprimento de energia elétrica, encargos de uso da rede elétrica e serviços de telecomunicações, do período entre o último faturamento e o final de cada mês, por meio de estimativa com base na última medição efetuada.

#### **4.12.2 Receita de juros**

A receita de juros é reconhecida quando for provável que os benefícios econômicos futuros deverão fluir para a Companhia e o valor da receita possa ser mensurado com confiabilidade. A receita de juros é reconhecida pelo método linear com base no tempo e na taxa de juros efetiva sobre o montante do principal em aberto. A taxa de juros efetiva é aquela que desconta exatamente os recebimentos de caixa futuros estimados durante a vida estimada do ativo financeiro em relação ao valor contábil líquido inicial desse ativo.

### **4.13 Receita de construção e custo de construção**

As receitas relativas a serviços de construção da infraestrutura utilizada na prestação de serviços de distribuição e transmissão de energia elétrica e de distribuição de gás são contabilizadas conforme o estágio de execução.

Os respectivos custos são reconhecidos, quando incorridos, na demonstração do resultado do exercício como custo de construção.

Considerando que a Copel Distribuição e a Compagás terceirizam a construção de infraestrutura de distribuição com partes não relacionadas através de obras realizadas em curto prazo de tempo, a margem de construção para as atividades de distribuição de energia e de gás resulta em valores não significativos, o que leva ao não reconhecimento deste valor na receita de construção.

A margem de construção adotada para a atividade de transmissão referente aos exercícios de 2015 e de 2014 é de 1,65%, e deriva de metodologia de cálculo que considera o risco do negócio.

### **4.14 Operações de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE**

Os registros das operações de compra e venda de energia na CCEE são reconhecidos pelo regime de competência, de acordo com informações divulgadas por essa entidade ou, quando essas informações não estão disponíveis tempestivamente, por estimativa preparada pela Administração das controladas.

### **4.15 Arrendamentos**

Os arrendamentos são classificados como financeiros sempre que os termos do contrato de arrendamento transferirem substancialmente todos os riscos e benefícios da propriedade do bem para o arrendatário. Os outros arrendamentos que não se enquadram nas características acima são classificados como operacionais.

### **4.16 Demonstração do Valor Adicionado - DVA**

Essa demonstração tem por finalidade evidenciar a riqueza gerada pelas empresas assim como sua distribuição durante determinado período. É apresentada, conforme requerido pela legislação societária brasileira, como parte de suas demonstrações financeiras individuais e como informação suplementar às

demonstrações financeiras consolidadas, pois não é uma demonstração prevista e nem obrigatória conforme as IFRS.

#### **4.17 Novas normas, alterações e interpretações que ainda não estão em vigor**

Uma série de novas normas, alterações e interpretações serão efetivas para exercícios iniciados após 1º.01.2016 e não foram adotadas na preparação destas demonstrações financeiras.

Aquelas que podem ser relevantes para a Companhia e suas controladas estão mencionadas a seguir. A Companhia e suas controladas não planejam adotar estas normas de forma antecipada.

##### **4.17.1 IFRS 9 - Instrumentos financeiros**

Inclui orientação revista sobre a classificação e mensuração de instrumentos financeiros, incluindo um novo modelo de perda esperada de crédito para o cálculo da redução ao valor recuperável de ativos financeiros e novos requisitos sobre a contabilização de hedge. A norma mantém as orientações existentes sobre o reconhecimento e desreconhecimento de instrumentos financeiros da IAS 39.

A IFRS 9 é efetiva para exercícios iniciados em ou após 1º.01.2018, com adoção antecipada permitida.

##### **4.17.2 IFRS 15 - Receita de contratos com clientes**

Exige que uma entidade reconheça o montante da receita refletindo a contraprestação que elas esperam receber em troca do controle desses bens ou serviços. A nova norma vai substituir a maior parte da orientação detalhada sobre o reconhecimento da receita que existe atualmente em IFRS quando a nova norma for adotada. A nova norma é aplicável a partir de ou após 1º.01.2017, com adoção antecipada permitida pela IFRS. A norma poderá ser adotada de forma retrospectiva, utilizando uma abordagem de efeitos cumulativos. A Companhia e suas controladas estão avaliando os efeitos que a IFRS 15 vai ter nas demonstrações financeiras e nas suas divulgações e ainda não escolheram o método de transição para a nova norma nem determinaram os efeitos da nova norma nos relatórios financeiros atuais.

## **5 Caixa e Equivalentes de Caixa**

	<b>Controladora</b>		<b>Consolidado</b>	
	<b>31.12.2015</b>	<b>31.12.2014</b>	<b>31.12.2015</b>	<b>31.12.2014</b>
Caixa e bancos conta movimento	126	1.485	167.724	152.373
Aplicações financeiras de liquidez imediata	25.527	33.377	1.313.003	587.758
	<b>25.653</b>	<b>34.862</b>	<b>1.480.727</b>	<b>740.131</b>

Compreendem numerários em espécie, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras de curto prazo com alta liquidez, que possam ser resgatadas no prazo de 90 dias da data de contratação em caixa. Essas aplicações financeiras estão demonstradas ao custo, acrescido dos rendimentos auferidos até a data de encerramento do exercício e com risco insignificante de mudança de valor.

As aplicações financeiras da Companhia e de suas controladas referem-se a Certificados de Depósitos Bancários - CDBs e a operações compromissadas, que se caracterizam pela venda de título com o compromisso, por parte do vendedor (Banco), de recomprá-lo, e do comprador, de revendê-lo no futuro. As aplicações são remuneradas, em média, à taxa da variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

## 6 Títulos e Valores Mobiliários

Categoria	Nível NE 35.1	Indexador	Consolidado	
			31.12.2015	31.12.2014
<b>Títulos disponíveis para venda</b>				
Operação Compromissada	2	Pré-Fixada	48.085	93.558
Certificados de Depósitos Bancários - CDB	2	CDI	45.996	36.718
Cotas de fundos de investimentos	2	CDI	64.368	-
Letras Financeiras do Tesouro - LFT	1	Selic	2.623	87.979
Cotas de fundos de investimentos	1	CDI	105	99
Letras do Tesouro Nacional - LTN	1	Pré-Fixada	-	17.153
LF Caixa	2	CDI	-	12.450
Notas do Tesouro Nacional - Série F - NTN-F	1	CDI	-	2.001
			<b>161.177</b>	<b>249.958</b>
<b>Títulos para negociação</b>				
Fundo Multimercado	2	CDI	111.760	43.021
Cotas de fundos de investimentos	2	CDI	100.282	164.281
Operação Compromissada	2	Pré-Fixada	88.594	10.320
Letras Financeiras	2	CDI	26.025	32.041
Depósito a Prazo com Garantia Especial do FGC - DPGE	2	CDI	4.515	14.224
LTN	1	Selic	2.563	52.798
Crédito Imobiliário	2	CDI	2.316	-
Debêntures	2	CDI	157	2.961
Tesouraria	1	-	2	6
CDB	2	CDI	-	1.128
Certificado de Recebimentos Imobiliários - CRI	2	IGPDI	-	12.230
Loan - Operação de Crédito (Mútuo)	2	IPCA	-	8.357
			<b>336.214</b>	<b>341.367</b>
			<b>497.391</b>	<b>591.325</b>
		<b>Circulante</b>	<b>406.274</b>	<b>459.115</b>
		<b>Não circulante</b>	<b>91.117</b>	<b>132.210</b>

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. Nenhum desses ativos está vencido nem apresenta problemas de recuperação ou redução ao valor recuperável no encerramento do exercício.

## 7 Clientes

Consolidado	Saldos vencidos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Saldo 31.12.2015	Saldo 31.12.2014
<b>Consumidores</b>					
Residencial	308.886	200.842	84.075	593.803	343.911
Industrial	276.540	69.384	40.853	386.777	220.569
Comercial	266.931	66.971	43.408	377.310	202.640
Rural	55.617	21.385	4.770	81.772	39.982
Poder público	41.821	12.959	12.139	66.919	56.507
Iluminação pública	40.117	363	119	40.599	20.820
Serviço público	38.748	3.149	1.088	42.985	21.947
Receita de fornecimento não faturada	648.455	-	-	648.455	402.465
Parcelamento de débitos (7.1)	87.900	11.608	31.081	130.589	147.865
Subsídio baixa renda - Eletrobras	12.351	-	-	12.351	13.368
Outros créditos	70.420	36.200	34.861	141.481	105.775
	<b>1.847.786</b>	<b>422.861</b>	<b>252.394</b>	<b>2.523.041</b>	<b>1.575.849</b>
<b>Concessionárias e permissionárias</b>					
<b>Suprimento de energia elétrica</b>					
Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR	128.628	12.485	6.696	147.809	95.274
Contratos bilaterais	88.119	4.359	2.483	94.961	98.449
CCEE (7.2)	91.427	161.536	181.560	434.523	494.900
Receita de suprimento não faturada	49.431	-	-	49.431	12.309
Regime de cotas e Ressarcimento de geradores	2.393	422	1.343	4.158	1.260
	<b>359.998</b>	<b>178.802</b>	<b>192.082</b>	<b>730.882</b>	<b>702.192</b>
<b>Encargos de uso da rede elétrica</b>	<b>73.860</b>	<b>3.917</b>	<b>5.394</b>	<b>83.171</b>	<b>35.673</b>
<b>Telecomunicações</b>	<b>8.932</b>	<b>11.560</b>	<b>29.274</b>	<b>49.766</b>	<b>51.934</b>
<b>Distribuição de gás</b>	<b>55.032</b>	<b>3.926</b>	<b>1.757</b>	<b>60.715</b>	<b>48.385</b>
<b>PCLD (7.3)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(339.686)</b>	<b>(339.686)</b>	<b>(159.521)</b>
	<b>2.345.608</b>	<b>621.066</b>	<b>141.215</b>	<b>3.107.889</b>	<b>2.254.512</b>
<b>Circulante</b>				<b>3.032.827</b>	<b>2.178.816</b>
<b>Não circulante</b>				<b>75.062</b>	<b>75.696</b>

### 7.1 Parcelamento de débitos

Os saldos de parcelamento de débitos estão a valor presente, considerando o montante a ser descontado, as datas de realização, as datas de liquidação e a taxa de desconto.

### 7.2 CCEE

Do saldo apresentado, o valor de R\$ 186.707 refere-se à UEG Araucária e o valor de R\$ 201.981 refere-se à Copel Geração e Transmissão, dos quais R\$ 181.560 são decorrentes da venda de energia a ser reprocessada pela CCEE do período de janeiro a maio em decorrência do pedido, junto a Aneel, pela exclusão de responsabilidade na entrega de energia para cumprir com os contratos de comercialização da Usina Hidrelétrica de Colíder (NE nº 18.6). O saldo remanescente, no montante de R\$ 85.862, foi recebido em 12.02.2016 e 08.03.2016.

### 7.3 Provisão para créditos de liquidação duvidosa

A PCLD é reconhecida em valor considerado suficiente pela Administração para cobrir as perdas na realização de contas a receber de consumidores e de títulos a receber, cuja recuperação é considerada improvável.

A PCLD dos consumidores é constituída considerando os parâmetros recomendados pela Aneel, com base nos valores a receber da classe residencial vencidos há mais de 90 dias, da classe comercial, vencidos há mais de 180 dias, e das classes industrial, rural, poder público, iluminação pública e serviço público, vencidos há mais de 360 dias, além da experiência em relação ao histórico das perdas efetivas.

<b>Consolidado</b>	<b>Saldo em 1º.01.2014</b>	<b>Adições / (reversões)</b>	<b>Perdas</b>	<b>Saldo em 31.12.2014</b>	<b>Adições</b>	<b>Perdas</b>	<b>Saldo em 31.12.2015</b>
<b>Consumidores</b>							
Residencial	46.177	25.323	(11.982)	59.518	64.976	(20.327)	104.167
Industrial	32.670	14.752	(11.465)	35.957	11.265	(5.046)	42.176
Comercial	26.762	18.400	(5.327)	39.835	14.242	(5.692)	48.385
Rural	6.407	(4.798)	(336)	1.273	1.382	(828)	1.827
Poder público	13.043	(3.888)	-	9.155	1.496	-	10.651
Iluminação pública	81	-	-	81	-	-	81
Serviço público	183	71	6	260	347	-	607
	<b>125.323</b>	<b>49.860</b>	<b>(29.104)</b>	<b>146.079</b>	<b>93.708</b>	<b>(31.893)</b>	<b>207.894</b>
<b>Concessionárias e permissionárias</b>							
CCEE (7.3.1)	-	-	-	-	119.665	-	119.665
Concessionárias e permissionárias	8.877	927	(715)	9.089	1.052	-	10.141
	<b>8.877</b>	<b>927</b>	<b>(715)</b>	<b>9.089</b>	<b>120.717</b>	<b>-</b>	<b>129.806</b>
<b>Telecomunicações</b>	<b>3.254</b>	<b>1.023</b>	<b>(1.234)</b>	<b>3.043</b>	<b>987</b>	<b>(3.839)</b>	<b>191</b>
<b>Distribuição de gás</b>	<b>1.077</b>	<b>251</b>	<b>(18)</b>	<b>1.310</b>	<b>549</b>	<b>(64)</b>	<b>1.795</b>
	<b>138.531</b>	<b>52.061</b>	<b>(31.071)</b>	<b>159.521</b>	<b>215.961</b>	<b>(35.796)</b>	<b>339.686</b>

#### 7.3.1 CCEE

Em 2015, foi constituída PCLD no valor de R\$ 119.665, referente a diferenças entre os preços de venda de energia negociada nos contratos de comercialização da Usina Hidrelétrica de Colíder e o Preço de Liquidação de Diferença – PLD, negociado na CCEE. A Companhia aguarda a definição por parte da Aneel quanto ao pleito de revisão do cronograma de início da operação comercial desta usina para a possível reversão desta provisão.

## 8 Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná

Por meio do quarto termo aditivo, assinado em 21.01.2005, foi renegociado, com o Governo do 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 Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna - 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 Governo do Estado do Paraná vem cumprindo o pagamento das parcelas renegociadas, conforme estabelecido no quarto termo aditivo. As amortizações são garantidas com recursos oriundos de dividendos.

## 8.1 Mutação do CRC

Controladora e consolidado	Ativo circulante	Ativo não circulante	Total
<b>Em 1�.01.2014</b>	<b>85.448</b>	<b>1.295.106</b>	<b>1.380.554</b>
Juros	86.630	-	86.630
Variação monetária	1.418	47.584	49.002
Transferências	93.161	(93.161)	-
Recebimentos	(172.078)	-	(172.078)
<b>Em 31.12.2014</b>	<b>94.579</b>	<b>1.249.529</b>	<b>1.344.108</b>
Juros	84.010	-	84.010
Variação monetária	5.400	128.312	133.712
Transferências	106.262	(106.262)	-
Recebimentos	(178.588)	-	(178.588)
<b>Em 31.12.2015</b>	<b>111.663</b>	<b>1.271.579</b>	<b>1.383.242</b>

## 8.2 Vencimento das parcelas de longo prazo

Controladora e consolidado	31.12.2015
2017	119.089
2018	127.009
2019	135.456
2020	144.464
2021	154.072
Após 2021	591.489
	<b>1.271.579</b>

## 9 Ativos Financeiros Setoriais Líquidos

A Copel Distribuição aplicou a OCPC 08 a partir do exercício findo em 31.12.2014, com a assinatura do 4  Termo Aditivo ao Contrato de Concessão assinado em 10.12.2014, registrando um ativo financeiro setorial em contrapartida   receita operacional líquida.

Os Ativos Financeiros Setoriais Líquidos se referem à Conta de Compens  o de Variação de Custos da Parcela A (CVA) e outros componentes financeiros, que correspondem aos custos não gerenciáveis incorridos no ciclo tarifário, sem a devida cobertura tarifária. Os saldos destas contas representam as variações positivas e negativas entre os valores previstos e realizados, sendo corrigidos por  ndice determinado pela Aneel e repassados no próximo reajuste tarifário.

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

Consolidado	Ativo circulante		Ativo não circulante	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
<b>Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2014</b>				
Parcela A				
Conta de Consumo de Combustíveis - CCC	-	4.254	-	-
Encargos de uso do sistema de transmissão - Rede básica	-	14.304	-	-
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu	-	2.469	-	-
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	-	(81.703)	-	-
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	1.160	-	-
Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia - Proinfa	-	4.604	-	-
Energia elétrica comprada para revenda - CVA Energ	-	162.114	-	-
Transporte de energia comprada de Itaipu	-	165	-	-
Outros componentes financeiros				
Sobrecontratação	-	79.201	-	-
Eletro nuclear	-	1.554	-	-
Neutralidade	-	(10.670)	-	-
	-	<b>177.452</b>	-	-
<b>Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2015</b>				
Parcela A				
Rede básica	69.781	41.274	-	41.274
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu	-	(55.585)	-	(55.585)
ESS	(200.644)	(144.531)	-	(144.531)
CDE	171.008	7.866	-	7.866
Proinfa	(1.185)	-	-	-
CVA Energ	365.276	220.680	-	220.680
Transporte de energia comprada de Itaipu	2.859	946	-	946
Outros componentes financeiros				
Diferimento IRT 2013	143.624	140.337	-	140.337
Diferimento IRT 2014	324.003	159.364	-	159.364
Revisão tarifária extraordinária	(179.763)	-	-	-
Sobrecontratação	78.778	66.668	-	-
Neutralidade	(7.888)	(5.173)	-	-
Exposição financeira	9.922	-	-	-
Garantias	84	-	-	61.495
	<b>775.855</b>	<b>431.846</b>	-	<b>431.846</b>
<b>Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2016</b>				
Parcela A				
Rede básica	3.615	-	3.615	-
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu	349.704	-	349.704	-
ESS	(69.255)	-	(69.255)	-
CDE	231.052	-	231.052	-
Proinfa	(40)	-	(40)	-
CVA Energ	(190.070)	-	(190.071)	-
Transporte de energia comprada de Itaipu	2.432	-	2.432	-
Outros componentes financeiros				
Sobrecontratação	20.999	-	20.999	-
Revisão tarifária extraordinária	(264.423)	-	(264.423)	-
Neutralidade	36.266	-	36.266	-
Abrace	10.228	-	10.228	-
Exposição financeira	4.396	-	4.396	-
	<b>134.904</b>	-	<b>134.903</b>	-
	<b>910.759</b>	<b>609.298</b>	<b>134.903</b>	<b>431.846</b>



## 9.2 Mutação dos ativos financeiros setoriais líquidos

	Saldo em 31.12.2014	Receita Operacional		Resultado financeiro		Bandeiras tarifárias	Saldo em 31.12.2015
		Constituição	Amortização	Atualização	Conta ACR		
<b>Parcela A</b>							
CCC	4.254	-	(4.254)	-	-	-	-
Rede básica	96.852	57.734	(89.677)	12.102	-	-	77.011
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu (9.2.1)	(108.701)	788.542	(2.610)	22.177	-	-	699.408
ESS	(370.765)	30.779	300.650	(44.439)	-	(255.379)	(339.154)
CDE (9.2.2)	16.892	756.556	(184.185)	43.849	-	-	633.112
Proinfa	4.604	(2.350)	(3.601)	82	-	-	(1.265)
CVA Energ (9.2.3)	603.474	421.026	(561.430)	66.337	(19.590)	(524.682)	(14.865)
Transporte de energia comprada de Itaipu	2.057	8.398	(3.229)	497	-	-	7.723
<b>Outros componentes financeiros</b>							
Sobrecontratação	212.537	206.796	(157.979)	34.824	(38.704)	(136.698)	120.776
Diferimento reposição tarifária (9.2.4)	599.402	311.212	(467.628)	24.641	-	-	467.627
Revisão tarifária extraordinária	-	(842.087)	179.763	(46.285)	-	-	(708.609)
Neutralidade (9.2.5)	(21.016)	63.603	18.559	3.498	-	-	64.644
Abrace (9.2.6)	-	19.808	-	648	-	-	20.456
Exposição financeira	-	25.174	(9.922)	3.462	-	-	18.714
Garantias	-	160	(84)	8	-	-	84
Eletronuclear	1.554	-	(1.554)	-	-	-	-
	<b>1.041.144</b>	<b>1.845.351</b>	<b>(987.181)</b>	<b>121.401</b>	<b>(58.294)</b>	<b>(916.759)</b>	<b>1.045.662</b>
Circulante	<b>609.298</b>						<b>910.759</b>
Não Circulante	<b>431.846</b>						<b>134.903</b>

	Reconhecimento inicial em 10.12.2014	Receita Operacional		Resultado financeiro	Saldo em 31.12.2014
		Constituição	Amortização	Atualização	
Parcela A					
CCC	4.757	-	(503)	-	4.254
Rede básica	89.226	8.932	(1.692)	386	96.852
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu	(94.232)	(13.789)	(292)	(388)	(108.701)
ESS	(370.572)	(8.182)	9.663	(1.674)	(370.765)
CDE (9.2.2)	16.304	635	(137)	90	16.892
Proinfa	5.148	-	(544)	-	4.604
CVA Energ (9.2.3)	601.099	18.976	(19.175)	2.574	603.474
Transporte de energia comprada de Itaipu	1.867	201	(20)	9	2.057
Outros componentes financeiros					
Sobrecontratação	213.791	7.345	(9.368)	769	212.537
Diferimento reposição tarifária (9.2.4)	556.947	36.810	-	5.645	599.402
Neutralidade (9.2.5)	(21.134)	(1.012)	1.263	(133)	(21.016)
Eletronuclear	1.738	-	(184)	-	1.554
	1.004.939	49.916	(20.989)	7.278	1.041.144
Circulante					609.298
Não Circulante					431.846

### 9.2.1 Energia Elétrica Comprada para Revenda - Itaipu

A potência da Usina Hidrelétrica de Itaipu é vendida por meio de cotas-parte às concessionárias das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, de acordo com seus mercados. A Companhia reconheceu em 31.12.2015 o montante de R\$ 699.408 como variação de custo de aquisição de energia elétrica, em razão do reajuste do preço da energia de Itaipu e da variação cambial.

### 9.2.2 Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

O saldo constituído de CDE em 2015 representa a diferença das quotas de pagamento mensal, homologadas pela Aneel (NE nº 31.6), superiores à quota regulatória prevista na tarifa de energia.

#### 9.2.3 Energia elétrica comprada para revenda - CVA Energ

A conta de CVA Energia foi compensada pelos recursos recebidos das Bandeiras Tarifárias ao longo de 2015, e recursos da Conta Ambiente de Contratação Regulada - Conta-ACR relativos à competência de novembro e dezembro de 2014, repassados em março de 2015, de acordo com o Despacho Aneel nº 733, de 27.03.2015.

Na apuração da Conta Bandeiras de julho e agosto de 2015, foi verificado saldo positivo suficiente para cobrir todos os custos remanescentes dos meses anteriores das distribuidoras, gerando assim um superávit da conta.

Em 1º.12.2015, foi aprovada pela Aneel a Resolução Normativa nº 689, alterada pela Resolução Normativa nº 700/2016, que trata a metodologia para os casos de saldos positivos da Conta Bandeiras, onde prevê que o excedente de bandeiras seja alocado na distribuidora, a ser apropriado aos consumidores nos processos tarifários subsequentes, podendo ser compensado nas próximas apurações da Conta Bandeiras, até o próximo reajuste tarifário.

#### 9.2.4 Diferimento reposição tarifária

Os diferimentos parciais dos componentes financeiros se referem aos reajustes tarifários de 2013 e de 2014, conforme Resoluções Homologatórias nº 1.541/2013, e nº 1.740/2014, respectivamente. Em 31.12.2015, o montante atualizado do diferimento de 2013 é de R\$ 143.624 e o do diferimento de 2014 é de R\$ 324.003, totalizando R\$ 467.627, a serem amortizados em 2016.

#### 9.2.5 Neutralidade

A Neutralidade da Parcela A corresponde a estimativa da parcela recuperável dos encargos setoriais não recebidos pela tarifa vigente (receita faturada), face a retração do consumo verificado no período. A Companhia reconheceu em 2015 o montante de R\$ 64.644 relativo à neutralidade da Parcela A.

#### 9.2.6 Abrace

A Aneel, através da Resolução Homologatória 1.986/2015, definiu as tarifas para membros da Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres - Abrace, que em decorrência de decisão judicial obtiveram suspensão do pagamento de parte do encargo da CDE, refletindo na redução da receita, sendo que a parcela desonerada dos associados será rateada entre os demais consumidores no próximo ciclo tarifário.

## 10 Contas a Receber Vinculadas à Concessão

### 10.1 Mutação das contas a receber vinculadas à concessão

Saldos	Ativo circulante	Ativo não circulante		Consolidado
		Ativo	Obrigações especiais	
<b>Em 1º.01.2014</b>	<b>4.396</b>	<b>5.652.860</b>	<b>(2.168.592)</b>	<b>3.488.664</b>
Capitalizações do intangível em curso (NE nº 19.1)	-	785.325	(119.829)	665.496
Transferências entre circulante e não circulante	38.741	(38.741)	-	-
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(35.707)	-	-	(35.707)
Transferências para o imobilizado	-	(11.073)	-	(11.073)
Variação monetária	-	148.864	(71.875)	76.989
Remuneração	-	59.367	(585)	58.782
Receita de construção	-	206.150	-	206.150
Baixas	-	(40.050)	16.166	(23.884)
<b>Em 31.12.2014</b>	<b>7.430</b>	<b>6.762.702</b>	<b>(2.344.715)</b>	<b>4.425.417</b>
Capitalizações do intangível em curso (NE nº 19.1)	-	618.470	(95.689)	522.781
Transferências para o intangível - prorrogação da concessão de distribuição (NE nº 19.1)	-	(6.635.901)	2.579.546	(4.056.355)
Transferências entre circulante e não circulante	48.118	(48.118)	-	-
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(46.386)	-	-	(46.386)
Transferências do imobilizado	-	1.740	-	1.740
Variação monetária	-	418.752	(201.039)	217.713
Remuneração	-	110.893	-	110.893
Receita de construção	-	232.567	-	232.567
Baixas	-	(26.944)	(13.813)	(40.757)
<b>Em 31.12.2015</b>	<b>9.162</b>	<b>1.434.161</b>	<b>(75.710)</b>	<b>1.367.613</b>

### 10.2 Contrato de concessão de distribuição

A Companhia assinou em 09.12.2015 o Quinto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 46/1999, prorrogando a vigência até 07.07.2045, de acordo com o Despacho do Ministro de Estado de Minas e Energia de 09.11.2015, com fundamento na Lei nº 12.783/2013, no Decreto nº 7.805/2012 e no Decreto nº 8.461, de 02.06.2015.

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 do período dos primeiros cinco anos acarretará na extinção da concessão. 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. Adicionalmente, o descumprimento das metas globais de indicadores de continuidade coletivos por dois anos consecutivos ou três vezes em cinco anos, poderá suscitar na limitação de distribuição de dividendos ou pagamento de juros sobre capital próprio, enquanto que o descumprimento dos indicadores de sustentabilidade econômico-financeira refletirá na necessidade de aporte de capital dos acionistas controladores.

A tabela a seguir apresenta as metas definidas para a Copel Distribuição nos primeiros cinco anos da renovação:

Ano	Gestão Econômico-Financeira	Qualidade (limite estabelecido) (a)	
		DECi (b)	FECi (b)
2016		13,61	9,24
2017	LAJIDA $\geq 0$	12,54	8,74
2018	LAJIDA (-) QRR $\geq 0$ (c)	11,23	8,24
2019	{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} $\leq 1$ / (0,8 * SELIC) (c) (d)	10,12	7,74
2020	{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} $\leq 1$ / (1,11 * SELIC) (c) (d)	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) 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 (doze) meses da aferição de sustentabilidade econômico-financeira.

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

Em razão da prorrogação da vigência do contrato de concessão, o valor de R\$ 4.056.355 foi reclassificado do Contas a Receber Vinculadas à Concessão para o Ativo Intangível, tendo em vista que se refere à parcela do investimento que será recuperado pelo recebimento de tarifa durante o prazo da concessão, em razão do consumo de energia efetuado pelos consumidores do serviço público de energia elétrica.

O saldo de Contas a Receber Vinculadas à Concessão referente ao contrato de concessão da distribuidora é mensurado a valor justo, e seu recebimento é assegurado pelo Poder Concedente, por meio de indenização quando da reversão desses ativos ao término da concessão.

### 10.3 Compromissos relativos às concessões de transmissão

Compromissos assumidos com os fornecedores de equipamentos e serviços, referentes aos seguintes empreendimentos:

Linhas de Transmissão e Subestações	Valor
Contrato nº 010/2010 - Linha de transmissão Araraquara 2 - Taubaté	311.153
Contrato nº 002/2013 - LT 230 kV - Assis - Paraguaçu Paulista	49.098
Contrato nº 005/2014 - LT 230 kV Bateias - Curitiba Norte e SE 230 kV Curitiba Norte	47.862
Contrato nº 021/2014 - LT 230 kV Foz do Chopim Realeza Sul e SE 230 kV Realeza Sul	39.118
Contrato nº 022/2014 - LT 500 kV Londrina - Assis	28.554

## 11 Contas a Receber Vinculadas à Indenização da Concessão

A Copel Geração e Transmissão recebeu o montante pactuado com o Poder Concedente pela prorrogação do contrato de concessão de transmissão nº 060/2001, exclusivamente da parte referente a indenização dos ativos que entraram em operação após maio de 2000, denominados de Rede Básica Novas Instalações - RBNI.

Dos valores a receber da parte da indenização dos ativos de transmissão de energia elétrica da Rede Básica Sistema Existente - RBSE e das instalações de conexão e Demais Instalações de Transmissão - RPC, também referentes ao contrato de concessão nº 060/2001, a Copel Geração e Transmissão protocolou, em 31.03.2015 junto a Aneel, o laudo de avaliação desses ativos. Em junho de 2015, recebeu a fiscalização da Aneel para validação das informações com consequente aferição do valor indenizável, podendo incorrer em ajustes na base de indenização.

O laudo da Copel Geração e Transmissão, elaborado em conformidade com a Resolução Normativa Aneel nº 589/2013, totaliza R\$ 882.300, equivalentes aos investimentos pelo Valor Novo de Reposição - VNR, ajustado pela depreciação acumulada até 31.12.2012. A Copel Geração e Transmissão aguarda a conclusão dos trabalhos da Aneel.

Em relação aos ativos de geração e em decorrência do vencimento das concessões da UHE Rio dos Patos, UHE GPS e UHE Mourão I, a Copel Geração e Transmissão depreciou as usinas até a data de vencimento das concessões e a reclassificou pelo valor residual contábil do Ativo Imobilizado, no valor de R\$ 59.339, para Contas a Receber Vinculadas à Indenização da Concessão. Este valor será confrontado com o valor da indenização a ser definida pelo Poder Concedente.

A Copel Geração e Transmissão manifestou tempestivamente junto a Aneel o interesse no recebimento do valor indenizável. A formalização da comprovação de realização dos respectivos investimentos junto àquela agência reguladora, conforme prazo definido pela Resolução Normativa nº 615/2014, ocorreu em 17.12.2015.

A Administração da Copel Geração e Transmissão avaliou estes ativos, utilizando a metodologia do valor novo de reposição, conforme definido nas Resoluções Normativas Aneel nºs 596 e 589/2013 e, 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 em 31.12.2015.

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

Saldos	Ativo circulante	Ativo não circulante	Consolidado
<b>Em 1�.01.2014</b>	<b>352.161</b>	<b>365.645</b>	<b>717.806</b>
Transferências do não circulante para o circulante	205.428	(205.428)	-
Remuneração	50.271	-	50.271
Recebimentos	(306.814)	-	(306.814)
<b>Em 31.12.2014</b>	<b>301.046</b>	<b>160.217</b>	<b>461.263</b>
Transferências do imobilizado - indenização de concessões de geração (NE n� 18.3)	-	59.339	59.339
Remuneração	20.363	-	20.363
Recebimentos	(321.409)	-	(321.409)
<b>Em 31.12.2015</b>	<b>-</b>	<b>219.556</b>	<b>219.556</b>

## 12 Outros Créditos

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Serviços em curso (a)	11.013	10.795	128.336	96.107
Repasse CDE (12.1)	-	-	119.010	210.808
Adiantamento a fornecedores (b)	5	-	95.765	95.311
Desativações em curso	-	-	31.159	11.211
Adiantamento a empregados	1.798	1.537	24.660	24.452
Adiantamento para indenizações imobiliárias	-	-	20.277	16.159
Outros créditos	202	666	87.296	47.094
	<b>13.018</b>	<b>12.998</b>	<b>506.503</b>	<b>501.142</b>
<b>Circulante</b>	<b>13.018</b>	<b>12.695</b>	<b>474.889</b>	<b>415.818</b>
<b>Não circulante</b>	<b>-</b>	<b>303</b>	<b>31.614</b>	<b>85.324</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, conforme legislação regulatória.

(b) Referem-se a adiantamentos previstos em cláusulas contratuais.

### 12.1 Repasse CDE

A CDE (NE nº 31.5.1) tem entre suas finalidades prover recursos para subsidiar os descontos aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição.

O valor a ser repassado à Copel Distribuição foi homologado pela Aneel, pela Resolução nº 1.763/2014, e alterado pelas resoluções nº 1.858, de 27.02.2015, e nº 1.897, de 16.06.2015.

O saldo apresentado em 31.12.2014 refere-se às parcelas de junho a dezembro de 2014, recebidas em 2015, e o saldo de 31.12.2015, refere-se às parcelas de outubro a dezembro de 2015, recebidas em janeiro de 2016.

## 13 Tributos

### 13.1 Imposto de renda e contribuição social

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
<b>Ativo circulante</b>				
IR e CSLL a compensar	174.987	114.730	517.206	448.599
IR e CSLL a compensar com o passivo	(20.910)	(35.818)	(322.962)	(343.525)
	<b>154.077</b>	<b>78.912</b>	<b>194.244</b>	<b>105.074</b>
<b>Ativo não circulante</b>				
IR e CSLL a recuperar	79.144	114.195	94.686	128.615
	<b>79.144</b>	<b>114.195</b>	<b>94.686</b>	<b>128.615</b>
<b>Passivo circulante</b>				
IR e CSLL a recolher	-	38.260	613.278	653.406
IR e CSLL a compensar com o ativo	-	(35.818)	(301.362)	(343.525)
	<b>-</b>	<b>2.442</b>	<b>311.916</b>	<b>309.881</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�.01.2014	Reconhecido no resultado do exercício	Reconhecido no resultado abrangente do exercício	Saldo em 31.12.2014	Reconhecido no resultado do exercício	Reconhecido no patrimônio abrangente do exercício	Saldo em 31.12.2015
<b>Ativo não circulante</b>							
Provisões para litígios	94.467	6.623	-	101.090	(2.311)	-	98.779
Amortização do direito de concessão	18.342	256	-	18.598	320	-	18.918
Prejuízo fiscal e base de cáculo negativa	913	(913)	-	-	6.050	-	6.050
Provisão Finam	4.085	(628)	-	3.457	-	-	3.457
Efeitos CPC 33 - benefícios a empregados	738	-	1.262	2.000	-	(696)	1.304
PCLD	1.478	-	-	1.478	-	-	1.478
Outros	859	1.892	-	2.751	3.412	-	6.163
	<b>120.882</b>	<b>7.230</b>	<b>1.262</b>	<b>129.374</b>	<b>7.471</b>	<b>(696)</b>	<b>136.149</b>
<b>(-) Passivo não circulante</b>							
Provisão para deságio	25.297	-	-	25.297	-	-	25.297
Efeitos CPC 38 - instrumentos financeiros	4.380	1.536	(65)	5.851	-	(1)	5.850
Efeitos CPC 08 - custo de transação	-	-	-	-	4.083	-	4.083
	<b>29.677</b>	<b>1.536</b>	<b>(65)</b>	<b>31.148</b>	<b>4.083</b>	<b>(1)</b>	<b>35.230</b>
<b>Líquido</b>	<b>91.205</b>	<b>5.694</b>	<b>1.327</b>	<b>98.226</b>	<b>3.388</b>	<b>(695)</b>	<b>100.919</b>

Consolidado	Saldo em 1�.01.2014	Reconhecido no resultado do exercício	Reconhecido no resultado abrangente do exercício	Saldo em 31.12.2014	Reconhecido no resultado do exercício	Reconhecido no resultado abrangente do exercício	Saldo em 31.12.2015
<b>Ativo não circulante</b>							
Provisões para litígios	375.336	92.229	-	467.565	(11.249)	-	456.316
Planos previdenciário e assistencial	195.484	24.887	-	220.371	35.700	-	256.071
Efeitos CPC 01 - redução ao valor recuperável de ativos	-	274.476	-	274.476	(22.450)	-	252.026
Provisão para compra de energia	105.107	50.507	-	155.614	28.857	-	184.471
PCLD	49.682	11.492	-	61.174	64.767	-	125.941
Provisão para P&D e PEE	66.766	26.815	-	93.581	23.090	-	116.671
Recebimento liminar GSF	-	-	-	-	41.308	-	41.308
Amortização do direito de concessão	36.686	256	-	36.942	2.597	-	39.539
Efeitos ICPC 01 - contratos de concessão	69.582	(23.323)	-	46.259	(8.250)	-	38.009
INSS - liminar sobre depósito judicial	23.256	6.351	-	29.607	7.151	-	36.758
Provisão para participação nos lucros	26.553	3.885	-	30.438	(4.613)	-	25.825
Provisão para perdas tributárias	14.940	2.174	-	17.114	312	-	17.426
Bandeira tarifária	-	-	-	-	16.486	-	16.486
Prejuízo fiscal e base de cáculo negativa	9.713	4.861	-	14.574	(8.524)	-	6.050
Efeitos CPC 33 - benefícios a empregados	132.523	-	(48.584)	83.939	-	(82.359)	1.580
Outros	19.310	13.390	(408)	32.292	12.630	(216)	44.706
	<b>1.124.938</b>	<b>488.000</b>	<b>(48.992)</b>	<b>1.563.946</b>	<b>177.812</b>	<b>(82.575)</b>	<b>1.659.183</b>
<b>(-) Passivo não circulante</b>							
Efeitos CPC 27 - custo atribuido	636.541	(50.760)	-	585.781	(46.591)	-	539.190
Ativos financeiros setoriais	-	353.989	-	353.989	1.536	-	355.525
Efeitos ICPC 01 - contratos de concessão	-	19.113	-	19.113	72.013	-	91.126
Efeitos CPC 33 - benefícios a empregados	-	-	-	-	-	56.700	56.700
Provisão para deságio	25.297	-	-	25.297	-	-	25.297
Diferimento de ganho de capital	107.534	(67.916)	-	39.618	(28.298)	-	11.320
Efeitos CPC 38 - instrumentos financeiros	7.276	(1.220)	(110)	5.946	(96)	(1)	5.849
Capitalização de encargos financeiros	5.357	-	-	5.357	-	-	5.357
Outros	10.021	8.941	(945)	18.017	13.454	-	31.471
	<b>792.026</b>	<b>262.147</b>	<b>(1.055)</b>	<b>1.053.118</b>	<b>12.018</b>	<b>56.699</b>	<b>1.121.835</b>
<b>Líquido</b>	<b>332.912</b>	<b>225.853</b>	<b>(47.937)</b>	<b>510.828</b>	<b>165.794</b>	<b>(139.274)</b>	<b>537.348</b>
Ativo apresentado no Balan��o Patrimonial	753.413			526.046			537.562
Passivo apresentado no Balan��o Patrimonial	(420.501)			(15.218)			(214)
<b>Líquido</b>	<b>332.912</b>			<b>510.828</b>			<b>537.348</b>

### 13.3 Outros tributos a recuperar e a recolher

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
<b>Ativo circulante</b>				
ICMS a recuperar	-	-	66.475	92.247
PIS/Pasep e Cofins a compensar	30	-	76.810	69.771
PIS/Pasep e Cofins a compensar com o passivo	(30)	-	(73.162)	(66.263)
Outros tributos a compensar	-	-	602	530
	-	-	<b>70.725</b>	<b>96.285</b>
<b>Ativo não circulante</b>				
ICMS a recuperar	-	-	20.386	34.977
PIS/Pasep e Cofins	-	-	59.209	55.206
Outros tributos a compensar	15	-	33.307	33.298
	<b>15</b>	-	<b>112.902</b>	<b>123.481</b>
<b>Passivo circulante</b>				
ICMS a recolher	-	-	143.561	85.674
PIS/Pasep e Cofins a recolher	32.578	5.568	163.840	97.758
PIS/Pasep e Cofins a compensar com o ativo	(30)	-	(73.162)	(66.263)
IRRF sobre JSCP	20.910	-	71.662	2.222
IRRF sobre JSCP a compensar com o IR e CSLL ativo	(20.910)	-	(21.600)	-
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	-	-	45.586	-
Outros tributos	69	29	11.061	17.938
	<b>32.617</b>	<b>5.597</b>	<b>340.948</b>	<b>137.329</b>
<b>Passivo não circulante</b>				
INSS a recolher - liminar sobre depósito judicial	1.466	820	108.278	87.129
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	-	-	148.153	-
Outros tributos	-	-	842	-
	<b>1.466</b>	<b>820</b>	<b>257.273</b>	<b>87.129</b>

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

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
<b>Lucro antes do IRPJ e CSLL</b>	<b>1.189.567</b>	<b>1.238.514</b>	<b>1.797.780</b>	<b>1.857.631</b>
<b>IRPJ e CSLL (34%)</b>	<b>(404.453)</b>	<b>(421.095)</b>	<b>(611.245)</b>	<b>(631.595)</b>
<b>Efeitos fiscais sobre:</b>				
Equivalência patrimonial	341.700	376.260	21.882	47.897
Juros sobre o capital próprio	67.320	10.200	67.320	10.200
Dividendos	572	238	572	238
Finam	-	1.745	-	1.745
Despesas indedutíveis	(1.968)	(39)	(13.706)	(8.209)
Incentivos fiscais	-	103	18.757	20.248
Compensação de prejuízo fiscal e base negativa da CSLL	-	-	(909)	35.146
Diferença entre as bases de cálculo do lucro real e presumido	-	-	(15.302)	1.924
Outros	-	24	402	390
<b>IRPJ e CSLL correntes</b>	<b>(217)</b>	<b>(38.258)</b>	<b>(698.023)</b>	<b>(747.869)</b>
<b>IRPJ e CSLL diferidos</b>	<b>3.388</b>	<b>5.694</b>	<b>165.794</b>	<b>225.853</b>
Alíquota efetiva - %	-0,3%	2,6%	29,6%	28,1%

De acordo com a Lei nº 12.973/2014 e a Instrução Normativa RFB 1.515/2014, as quais trouxeram mudanças relacionadas aos tributos IRPJ, CSLL, PIS e Cofins, cuja vigência iniciou-se em 1º.01.2015, a partir desta data, a Companhia e suas subsidiárias integrais vêm apurando seus tributos aplicando os preceitos das referidas legislações.



## 14 Despesas Antecipadas

Consolidado	31.12.2015	31.12.2014
Prêmio de risco - Repactuação GSF (14.1)	48.653	-
Outros	26.122	20.308
	<b>74.775</b>	<b>20.308</b>
	<b>Circulante</b>	<b>49.282</b>
	<b>Não circulante</b>	<b>25.493</b>
		<b>20.133</b>
		<b>175</b>

### 14.1 Prêmio de risco - Repactuação GSF

Os geradores hidrelétricos fortemente impactados pelo baixo nível dos reservatórios em decorrência da escassez de chuvas dos últimos anos foram contemplados pelo Poder Concedente, em 08.12.2015, com a promulgação da Lei nº 13.203 que permitiu a repactuação do risco hidrológico suportado pelos agentes de geração hidrelétrica participantes do MRE, com efeitos a partir de 1º.01.2015.

A Resolução Normativa Aneel nº 684, de 11.12.2015, estabeleceu os critérios para anuência e as demais condições para repactuação do risco hidrológico de geração hidrelétrica pelos agentes participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE. A repactuação no Ambiente de Contratação Regulado - ACR se deu pela transferência do risco hidrológico ao consumidor, mediante pagamento de prêmio de risco pelo gerador à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT e a repactuação no Ambiente de Contratação Livre - ACL pela contratação de níveis de Energia de Reserva.

Em 23.12.2015, após análise das condições para repactuação no ACR e no ACL, a Copel Geração e Transmissão e a Elejor protocolaram pedidos de repactuação do risco hidrológico somente no ACR das UHEs Mauá, Foz do Areia, Santa Clara e Fundão, anuídos através dos Despachos Aneel nºs 84/2016 e 43/2016, respectivamente.

De acordo com o Termo de Repactuação do Risco Hidrológico e dos regulamentos citados, as controladas adquiriram o direito de recuperar parcialmente o custo com o fator de ajuste do MRE (*Generation Scaling Factor - GSF*) de 2015, no montante de R\$ 33,55 por MW médio para a classe do produto SP100, referente ao prêmio de risco por elas contratado.

Em 31.12.2015, a Copel Geração e Transmissão e a Elejor reconheceram no resultado do exercício como Recuperação do Custo de Compra de Energia pela Repactuação do GSF o montante de R\$ 134.620 (NE nº 32.1.1), conforme apresentado a seguir:

Usina	Garantia física (MW médio)	Montante de energia elegível (MW médio)	Prazo de amortização da despesa antecipada	Prazo de extensão de outorga (intangível)	Valor do ativo a recuperar pela repactuação do GSF	Valor da despesa antecipada à amortizar com prêmio de risco futuro	Valor do intangível à amortizar pelo período da concessão
Mauá	100,827	97,391	01.01.2016 a 30.06.2020	não aplicável	28.623	28.623	-
Foz do Areia	576,000	226,705	01.01.2016 a 31.12.2016	24.05.2023 a 17.09.2023	66.628	17.222	49.406
Santa Clara e Fundão	135,400	134,323	01.01.2016 a 22.04.2019	25.10.2036 a 28.05.2037	39.369	30.326	9.043
		<b>458,419</b>			<b>134.620</b>	<b>76.171</b>	<b>58.449</b>

Em contrapartida ao resultado, foram registrados os montantes de R\$ 48.653, em Despesas Antecipadas, R\$ 30.807, no Intangível, e R\$ 55.160 como redutora do passivo com a CCEE.

A composição dos registros em 31.12.2015 é apresentada a seguir:

<b>Consolidado</b>	<b>31.12.2015</b>
Prêmio de risco - ativo circulante	23.313
Prêmio de risco - ativo não circulante	25.340
Intangível (NE nº 19.1)	30.807
Redutora do passivo com CCEE	55.160
	<b>134.620</b>
	<b>Prêmio de risco a amortizar 76.171</b>
	<b>Extensão de prazo da outorga 58.449</b>

## 15 Partes Relacionadas

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
<b>Controlador</b>				
Estado do Paraná (15.1)	167.566	137.137	187.048	137.137
<b>Controladas</b>				
Copel Renováveis - compartilhamento de estrutura	312	1.137	-	-
Copel Participações - compartilhamento de estrutura	135	788	-	-
Copel Distribuição (15.2)	104.434	71.197	-	-
<b>Empreendimento controlado em conjunto</b>				
Voltalia São Miguel do Gostoso (15.3)	25.237	-	25.237	-
	<b>297.684</b>	<b>210.259</b>	<b>212.285</b>	<b>137.137</b>
<b>Circulante</b>	<b>447</b>	<b>1.925</b>	<b>19.482</b>	<b>-</b>
<b>Não circulante</b>	<b>297.237</b>	<b>208.334</b>	<b>192.803</b>	<b>137.137</b>

### 15.1 Estado do Paraná

#### 15.1.1 Crédito referente ao Programa Luz Fraterna, R\$ 153.300

A Diretoria da Copel, através da 2.065ª Redir, de 10.09.2013, aprovou a transferência da dívida do Governo do Estado do Paraná relativa ao Programa Luz Fraterna, da Copel Distribuição para a Copel, bem como a alteração dos procedimentos para que futuras dívidas deste programa de governo sejam assumidas pela Copel.

A Aneel, por meio do despacho nº 1.560/2014, anuiu a transação.

Em 31.05.2014, foi celebrado o Instrumento de Cessão de Crédito, transferindo os direitos creditórios da Copel Distribuição para a Copel, da conta Luz Fraterna, referente ao período de setembro de 2010 a fevereiro de 2014, incluindo os encargos por atraso no pagamento (multa de 2%, atualização monetária pela variação do IGPM e juros de 1% ao mês), totalizando o montante de R\$ 115.696. A Copel, por sua vez, realizou o repasse da mesma quantia à Copel Distribuição para quitação as faturas vencidas.

O instrumento também prevê que a Copel Distribuição realize semestralmente a transferência à Copel, a título de direitos creditórios, dos faturamentos subsequentes e respectivos encargos por atraso no pagamento (multa de 2%, atualização monetária pela variação do IGPM e juros de 1% ao mês) referentes ao Programa Luz Fraterna eventualmente não quitados a partir de 1º.03.2014. Nesse contexto, em 2014 foi transferido o valor de R\$ 21.441 e em 2015, o valor de R\$ 16.163. A Copel, por sua vez, realizou o repasse da mesma quantia à Copel Distribuição para quitação das faturas vencidas.

Com base no Instrumento de Cessão de Crédito, a Copel emitirá nota de débito ao Governo do Estado do Paraná. A partir da data de emissão da nota de débito até o efetivo pagamento pelo Governo do Estado do Paraná, incidirá atualização monetária pela variação do IGPM e juros de 1% ao mês.

#### 15.1.2 Crédito referente à obras da Copa do Mundo de 2014, R\$ 14.266

A Diretoria da Copel, através da 2.119ª Redir, de 28.07.2014, aprovou a transferência dos direitos creditórios dos custos relativos aos projetos de mobilidade para a Copa do Mundo de Futebol da FIFA 2014 realizados pela Copel Distribuição e de responsabilidade do Governo do Estado do Paraná.

A Aneel, por meio do despacho nº 4.483 de 14.10.2015, anuiu a transação, e, assim, foi celebrado Instrumento de Cessão de Crédito transferindo os direitos da Copel Distribuição para a Copel.

#### 15.1.3 Crédito referente ao Programa Morar Bem, R\$ 19.482

O Programa Morar Bem Paraná, instituído pelo Decreto n.º 2.845/2011, é um convênio entre o Estado do Paraná, a Companhia de Habitação do Paraná - Cohapar e a Copel Distribuição, cuja gestão é realizada pela Cohapar. As principais atribuições da Copel 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 Distribuição - 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 respectivas subsidiárias não foram passíveis de formalização com as instituições financeiras, tais compromissos encontram-se igualmente registrados na Controladora.

O financiamento STN é repassado com a mesma incidência de encargos assumidos pela Companhia e é apresentado como obrigações por empréstimos e financiamentos na Copel Distribuição (NE nº 22).

### **15.3 Voltalia São Miguel do Gostoso Participações S.A. - Mútuo**

Em 03.02.2015, foi assinado contrato de mútuo entre a Copel (mutuante) e a Voltalia São Miguel do Gostoso Participações S.A. (mutuária), no valor de R\$ 29.400, com prazo de 2 anos e remuneração de 111,5% do CDI, com o objetivo de proporcionar capital de giro para o financiamento das atividades e negócios da mutuária. A mutuária amortizou, em 13.08.2015, o valor de R\$ 7.805. Em 2015, foi registrada receita financeira no valor de R\$ 3.260.

## 16 Depósitos Judiciais

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
<b>Fiscais</b>	<b>266.692</b>	<b>272.462</b>	<b>457.449</b>	<b>437.100</b>
<b>Trabalhistas</b>	<b>330</b>	<b>1.085</b>	<b>169.194</b>	<b>144.251</b>
<b>Cíveis</b>				
Fornecedores	-	-	2.828	95.558
Cíveis	389	389	75.788	43.412
Servidões de passagem	-	-	7.715	8.036
Consumidores	-	-	3.628	3.391
	<b>389</b>	<b>389</b>	<b>89.959</b>	<b>150.397</b>
<b>Outros</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3.325</b>	<b>4.505</b>
	<b>267.411</b>	<b>273.936</b>	<b>719.927</b>	<b>736.253</b>

## 17 Investimentos

### 17.1 Mutação dos investimentos

Controladora	Saldo em 1º.01.2015	Equivalência patrimonial	Ajustes de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amorti- zação	Dividendos e JSCP propostos	Transferência de ativos (NE nº 1.1.1)	Saldo em 31.12.2015
<b>Controladas</b>								
Copel Geração e Transmissão	6.484.578	1.027.413	58.541	-	-	(1.589.015)	923.904	6.905.421
Copel Distribuição	4.329.575	206.054	184.269	949.000	-	(65.225)	-	5.603.673
Copel Telecomunicações	417.157	54.644	25.184	39.600	-	(27.711)	-	508.874
Copel Renováveis	(2.145)	(2.014)	1.299	20.749	-	-	-	17.889
Copel Comercialização	228.382	18.041	8.656	1.500	-	(4.505)	-	252.074
UEG Araucária (17.2)	190.415	48.572	-	-	-	(67.339)	-	171.648
Compagás (17.2)	141.793	11.765	515	-	-	(3.255)	-	150.818
Elejor (17.2)	59.370	30.186	-	-	-	(37.756)	-	51.800
Elejor - direito de concessão	16.024	-	-	-	(754)	-	-	15.270
São Bento	129.021	(24.091)	-	48.644	-	-	(153.574)	-
São Bento - direito de autorização	88.837	-	-	-	(2.594)	-	(86.243)	-
Cutia	56.278	(1.256)	-	20.895	-	-	(75.917)	-
Cutia - direito de autorização	8.712	-	-	-	-	-	(8.712)	-
Nova Asa Branca I	12.337	(5.693)	-	24.400	-	(2)	(31.042)	-
Nova Asa Branca I - direito de autorização	54.979	-	-	-	(578)	-	(54.401)	-
Nova Asa Branca II	15.362	(7.900)	-	7.000	-	(2)	(14.460)	-
Nova Asa Branca II - direito de autorização	55.087	-	-	-	(200)	-	(54.887)	-
Nova Asa Branca III	15.764	(6.802)	-	53.300	-	(2)	(62.260)	-
Nova Asa Branca III - direito de autorização	53.342	-	-	-	(415)	-	(52.927)	-
Nova Eurus IV	11.693	(5.988)	-	36.550	-	(2)	(42.253)	-
Nova Eurus IV - direito de autorização	56.583	-	-	-	(518)	-	(56.065)	-
Santa Maria	62.024	(297)	-	-	-	(16)	(61.711)	-
Santa Maria - direito de autorização	29.421	-	-	-	(555)	-	(28.866)	-
Santa Helena	68.189	(1.731)	-	-	-	(39)	(66.419)	-
Santa Helena - direito de autorização	31.674	-	-	-	(562)	-	(31.112)	-
Ventos de Santo Uriel	15.034	(206)	-	13.600	-	-	(28.428)	-
Ventos de Santo Uriel - direito de autorização	14.871	-	-	-	(244)	-	(14.627)	-
	<b>12.644.357</b>	<b>1.340.697</b>	<b>278.464</b>	<b>1.215.238</b>	<b>(6.420)</b>	<b>(1.794.869)</b>	<b>-</b>	<b>13.677.467</b>
<b>Empreendimentos controlados em conjunto</b>								
Voltalia São Miguel do Gostoso I (17.3)	52.421	(99)	-	20.055	-	(128)	-	72.249
Voltalia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	11.693	-	-	-	(186)	-	-	11.507
Paraná Gás	-	(8)	-	114	-	-	-	106
	<b>64.114</b>	<b>(107)</b>	<b>-</b>	<b>20.169</b>	<b>(186)</b>	<b>(128)</b>	<b>-</b>	<b>83.862</b>
<b>Coligadas</b>								
Sanepar (17.4)	282.311	34.720	11.035	-	-	(16.387)	-	311.679
Dona Francisca Energética (17.4)	53.908	(1.077)	-	-	-	(20.597)	-	32.234
Foz do Chopim Energética (17.4)	14.907	11.996	-	-	-	(11.329)	-	15.574
Carbocampel	1.521	(2)	-	20	-	-	-	1.539
Dois Saltos	720	(600)	-	-	-	-	-	120
Copel Amec	192	11	-	-	-	-	-	203
Escoelectric	134	(14)	-	149	-	-	-	269
	<b>353.693</b>	<b>45.034</b>	<b>11.035</b>	<b>169</b>	<b>-</b>	<b>(48.313)</b>	<b>-</b>	<b>361.618</b>
<b>Outros investimentos</b>								
Finam	1.322	-	(567)	-	-	-	-	755
Finor	223	-	(44)	-	-	-	-	179
Investco S.A.	9.394	-	53	-	-	-	-	9.447
Outros investimentos	6.692	-	553	-	-	-	-	7.245
	<b>17.631</b>	<b>-</b>	<b>(5)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>17.626</b>
	<b>13.079.795</b>	<b>1.385.624</b>	<b>289.494</b>	<b>1.235.576</b>	<b>(6.606)</b>	<b>(1.843.310)</b>	<b>-</b>	<b>14.140.573</b>

Controladora	Saldo em 1º.01.2014	Equivalência patrimonial	Ajuste de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Combinação de negócios	Amorti- zação	Dividendos e JSCP propostos	Outros	Saldo em 31.12.2014
<b>Controladas</b>									
Copel Geração e Transmissão	6.796.817	682.386	63.278	-	-	-	(1.057.903)	-	6.484.578
Copel Distribuição	3.366.685	437.864	46.817	603.000	-	-	(124.791)	-	4.329.575
Copel Telecomunicações	352.939	58.584	(11.081)	36.100	-	-	(19.385)	-	417.157
Copel Renováveis	407	(7.757)	(2.265)	7.470	-	-	-	-	(2.145)
Copel Comercialização	407	(4.215)	249	5.052	-	-	-	226.889 (a)	228.382
UEG Araucária	140.352	94.330	-	-	-	-	(44.267)	-	190.415
Compagás	120.168	30.786	(790)	-	-	-	(8.371)	-	141.793
Elejor	50.412	13.429	(1.282)	-	-	-	(3.189)	-	59.370
Elejor - direito de concessão	16.779	-	-	-	-	(755)	-	-	16.024
São Bento	-	4.432	-	-	124.589	-	-	-	129.021
São Bento - direito de autorização	-	-	-	-	88.837	-	-	-	88.837
Cutia	-	(342)	-	24.417	11.613	-	-	20.590 (b)	56.278
Cutia - direito de autorização	-	-	-	-	8.712	-	-	-	8.712
Nova Asa Branca I	10.864	1.586	-	-	-	-	(113)	-	12.337
Nova Asa Branca I - direito de autorização	51.659	-	-	3.320	-	-	-	-	54.979
Nova Asa Branca II	13.505	2.012	-	-	-	-	(155)	-	15.362
Nova Asa Branca II - direito de autorização	51.745	-	-	3.342	-	-	-	-	55.087
Nova Asa Branca III	14.678	1.160	-	-	-	-	(74)	-	15.764
Nova Asa Branca III - direito de autorização	49.948	-	-	3.394	-	-	-	-	53.342
Nova Eurus IV	10.857	882	-	-	-	-	(46)	-	11.693
Nova Eurus IV - direito de autorização	53.154	-	-	3.429	-	-	-	-	56.583
Santa Maria	31.029	1.465	-	29.700	-	-	(170)	-	62.024
Santa Maria - direito de autorização	26.813	-	-	2.608	-	-	-	-	29.421
Santa Helena	36.126	1.478	-	30.760	-	-	(175)	-	68.189
Santa Helena - direito de autorização	28.955	-	-	2.719	-	-	-	-	31.674
Ventos de Santo Uriel	14.288	977	-	-	-	-	(231)	-	15.034
Ventos de S. Uriel - direito de autorização	13.445	-	-	1.426	-	-	-	-	14.871
	<b>11.252.032</b>	<b>1.319.057</b>	<b>94.926</b>	<b>756.737</b>	<b>233.751</b>	<b>(755)</b>	<b>(1.258.870)</b>	<b>247.479</b>	<b>12.644.357</b>
<b>Empreendimentos controlados em conjunto</b>									
Dominó Holdings	456.703	59.422	(3.316)	-	-	-	(6.804)	(506.005) (c)	-
Cutia	5.625	24	-	145	(5.794)	-	-	-	-
Cutia - direito de autorização	5.809	-	-	-	(5.809)	-	-	-	-
Voltaia São Miguel do Gostoso I	-	1.179	-	51.242	-	-	-	-	52.421
Voltaia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	-	-	-	11.693	-	-	-	-	11.693
	<b>468.137</b>	<b>60.625</b>	<b>(3.316)</b>	<b>63.080</b>	<b>(11.603)</b>	<b>-</b>	<b>(6.804)</b>	<b>(506.005)</b>	<b>64.114</b>
<b>Coligadas</b>									
Sanepar	-	15.919	633	-	-	-	(13.357)	279.116 (d)	282.311
Dona Francisca Energética	58.176	10.076	-	-	-	-	(14.344)	-	53.908
Foz do Chopim Energética	15.788	8.467	-	-	-	-	(9.348)	-	14.907
Sercomtel	-	(3.750)	-	3.750	-	-	-	-	-
Carbocampel	1.407	(4)	-	118	-	-	-	-	1.521
Dois Saltos	720	-	-	-	-	-	-	-	720
Copel Amec	182	10	-	-	-	-	-	-	192
Escoelectric	-	(124)	-	258	-	-	-	-	134
	<b>76.273</b>	<b>30.594</b>	<b>633</b>	<b>4.126</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(37.049)</b>	<b>279.116</b>	<b>353.693</b>
<b>Outros investimentos</b>									
Finam	1.323	-	(1)	-	-	-	-	-	1.322
Finor	212	-	11	-	-	-	-	-	223
Investco S.A.	9.210	-	184	-	-	-	-	-	9.394
Nova Holanda Agropecuária S.A.	14.868	-	-	-	-	-	-	(14.868) (e)	-
Provisão para perda Nova Holanda	(6.981)	-	-	-	-	-	-	6.981 (e)	-
Adiantamento para futuro investimento	233.469	-	-	3.494	(218.753)	-	-	(18.210) (f)	-
Outros investimentos	7.076	-	(384)	-	-	-	-	-	6.692
	<b>259.177</b>	<b>-</b>	<b>(190)</b>	<b>3.494</b>	<b>(218.753)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(26.097)</b>	<b>17.631</b>
	<b>12.055.619</b>	<b>1.410.276</b>	<b>92.053</b>	<b>827.437</b>	<b>3.395</b>	<b>(755)</b>	<b>(1.302.723)</b>	<b>(5.507)</b>	<b>13.079.795</b>

(a) Transferência das ações da Dominó Holdings da Copel para a Copel Participações.

(b) Transferência de ativos (projetos) da Copel para a Cutia.

(c) R\$ 279.116: reestruturação societária da Dominó Holdings; e

R\$ 226.889: transferência das ações da Dominó Holdings para a Copel Participações.

(d) Aquisição de ações.

(e) Alienação do investimento e reversão de provisão para perda.

(f) Transferência para o intangível.

<b>Consolidado</b>	<b>Saldo em 1º.01.2015</b>	<b>Equivalência patrimonial</b>	<b>Ajustes de avaliação patrimonial</b>	<b>Aporte e/ou Afac</b>	<b>Dividendos e JSCP propostos</b>	<b>Amorti- zação</b>	<b>Saldo em 31.12.2015</b>
<b>Empreendimentos controlados em conjunto (17.3)</b>							
Dominó Holdings	225.334	24.767	8.625	-	(16.074)	-	242.652
Voltaia São Miguel do Gostoso I	52.421	(99)	-	20.055	(128)	-	72.249
Voltaia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	11.693	-	-	-	-	(186)	11.507
Paraná Gás	-	(8)	-	114	-	-	106
Costa Oeste	23.924	7.506	-	2.983	(1.782)	-	32.631
Marumbi	63.747	13.056	-	2.211	(3.100)	-	75.914
Transmissora Sul Brasileira	73.291	(6.393)	-	665	-	-	67.563
Caiuá	44.761	8.579	-	-	(2.069)	-	51.271
Integração Maranhense	91.835	14.348	-	2.352	(4.249)	-	104.286
Matrinchã	443.262	327	-	254.323	-	-	697.912
Guaraciaba	145.979	(17.136)	-	169.951	-	-	298.794
Paranaíba	68.308	3.018	-	29.400	-	-	100.726
Mata de Santa Genebra	26.151	(2.004)	-	2.756	-	-	26.903
Cantareira	15.273	1.550	-	43.650	(368)	-	60.105
	<b>1.285.979</b>	<b>47.511</b>	<b>8.625</b>	<b>528.460</b>	<b>(27.770)</b>	<b>(186)</b>	<b>1.842.619</b>
<b>Coligadas</b>							
Sanepar (17.4)	282.311	34.720	11.035	-	(16.387)	-	311.679
Dona Francisca Energética (17.4)	53.908	(1.077)	-	-	(20.597)	-	32.234
Foz do Chopim Energética (17.4)	14.907	11.996	-	-	(11.329)	-	15.574
Carbocampel	1.521	(2)	-	20	-	-	1.539
Dois Saltos	720	(600)	-	-	-	-	120
Copel Amec	192	11	-	-	-	-	203
Escoelectric	134	(14)	-	149	-	-	269
	<b>353.693</b>	<b>45.034</b>	<b>11.035</b>	<b>169</b>	<b>(48.313)</b>	-	<b>361.618</b>
<b>Outros investimentos</b>							
Finam	1.322	-	(567)	-	-	-	755
Finor	223	-	(44)	-	-	-	179
Investco S.A.	9.394	-	53	-	-	-	9.447
Bens destinados a uso futuro	1.652	-	-	-	-	-	1.652
Outros investimentos	7.887	-	553	-	-	-	8.440
	<b>20.478</b>	-	<b>(5)</b>	-	-	-	<b>20.473</b>
	<b>1.660.150</b>	<b>92.545</b>	<b>19.655</b>	<b>528.629</b>	<b>(76.083)</b>	<b>(186)</b>	<b>2.224.710</b>

Consolidado	Saldo em 1º.01.2014	Equivalência patrimonial	Ajuste de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Combinação de negócios	Dividendos e JSCP propostos	Outros	Saldo em 31.12.2014
<b>Empreendimentos controlados em conjunto</b>								
Dominó Holdings	456.703	60.739	(2.822)	-	-	(10.170)	(279.116) (a)	225.334
Cutia	5.625	24	-	145	(5.794)	-	-	-
Voltaia São Miguel do Gostoso I	-	1.179	-	51.242	-	-	-	52.421
Voltaia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	-	-	-	11.693	-	-	-	11.693
Costa Oeste	18.700	1.317	-	3.742	-	165	-	23.924
Marumbi	21.797	9.311	-	34.448	-	(1.809)	-	63.747
Transmissora Sul Brasileira	63.797	2.799	-	7.000	-	(305)	-	73.291
Caiuá	40.318	2.009	-	2.911	-	(477)	-	44.761
Integração Maranhense	85.378	3.541	-	2.916	-	-	-	91.835
Matrinchã	97.999	30.553	-	321.987	-	(7.277)	-	443.262
Guaraciaba	38.828	15.783	-	95.117	-	(3.749)	-	145.979
Paranaíba	17.850	3.172	-	47.286	-	-	-	68.308
Mata de Santa Genebra	-	(1.153)	-	27.304	-	-	-	26.151
Cantareira	-	87	-	15.207	-	(21)	-	15.273
	<b>846.995</b>	<b>129.361</b>	<b>(2.822)</b>	<b>620.998</b>	<b>(5.794)</b>	<b>(23.643)</b>	<b>(279.116)</b>	<b>1.285.979</b>
<b>Coligadas</b>								
Sanepar	-	15.919	633	-	-	(13.357)	279.116 (b)	282.311
Dona Francisca	58.176	10.076	-	-	-	(14.344)	-	53.908
Foz do Chopim	15.788	8.467	-	-	-	(9.348)	-	14.907
Sercomtel	-	(3.750)	-	3.750	-	-	-	-
Carbocampel	1.407	(4)	-	118	-	-	-	1.521
Dois Saltos	720	-	-	-	-	-	-	720
Copel Amec	182	10	-	-	-	-	-	192
Escoelectric	-	(124)	-	258	-	-	-	134
	<b>76.273</b>	<b>30.594</b>	<b>633</b>	<b>4.126</b>	<b>-</b>	<b>(37.049)</b>	<b>279.116</b>	<b>353.693</b>
<b>Outros investimentos</b>								
Finam	1.323	-	(1)	-	-	-	-	1.322
Finor	212	-	11	-	-	-	-	223
Investco S.A.	9.210	-	184	-	-	-	-	9.394
Nova Holanda Agropecuária S.A.	14.868	-	-	-	-	-	(14.868) (c)	-
Provisão para perda Nova Holanda	(6.981)	-	-	-	-	-	6.981 (c)	-
Bens destinados a uso futuro	4.290	-	-	-	-	-	(2.638) (d)	1.652
Adiantamento para futuro investimento	233.469	-	-	3.494	(218.753)	-	(18.210) (d)	-
Outros investimentos	8.268	-	(384)	3	-	-	-	7.887
	<b>264.659</b>	<b>-</b>	<b>(190)</b>	<b>3.497</b>	<b>(218.753)</b>	<b>-</b>	<b>(28.735)</b>	<b>20.478</b>
	<b>1.187.927</b>	<b>159.955</b>	<b>(2.379)</b>	<b>628.621</b>	<b>(224.547)</b>	<b>(60.692)</b>	<b>(28.735)</b>	<b>1.660.150</b>

(a) Reestruturação societária da Dominó Holdings.

(b) Aquisição de ações.

(c) Alienação do investimento e reversão de provisão para perda.

(d) Transferência para o intangível.



## 17.2 Demonstrações financeiras das controladas com participação de não controladores

31.12.2015	Compagás	Elejor	UEG Araucária
<b>ATIVO</b>	<b>481.303</b>	<b>743.254</b>	<b>1.048.507</b>
Ativo circulante	103.579	75.004	674.778
Ativo não circulante	377.724	668.250	373.729
<b>PASSIVO</b>	<b>481.303</b>	<b>743.254</b>	<b>1.048.507</b>
Passivo circulante	137.886	165.642	173.420
Passivo não circulante	47.696	503.612	16.847
Patrimônio líquido	295.721	74.000	858.240
<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO</b>			
Receita operacional líquida	1.390.786	237.719	1.434.180
Custos e despesas operacionais	(1.360.357)	(61.639)	(1.120.473)
Resultado financeiro	1.758	(108.490)	49.845
Tributos	(9.119)	(24.469)	(120.692)
<b>Lucro líquido do exercício</b>	<b>23.068</b>	<b>43.121</b>	<b>242.860</b>
Outros resultados abrangentes	1.010	-	-
<b>Resultado abrangente total</b>	<b>24.078</b>	<b>43.121</b>	<b>242.860</b>
<b>DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA</b>			
Fluxo de caixa das atividades operacionais	18.357	79.239	374.702
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(74.430)	(1.309)	7.860
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(14.030)	(65.007)	(252.670)
<b>TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>	<b>(70.103)</b>	<b>12.923</b>	<b>129.892</b>
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	99.424	28.732	2.962
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	29.321	41.655	132.854
<b>VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>	<b>(70.103)</b>	<b>12.923</b>	<b>129.892</b>

## 17.3 Saldos integrais dos grupos de ativos, passivos e resultado dos empreendimentos controlados em conjunto

31.12.2015	Dominó (a)	Voltalia	Costa Oeste	Marumbi	Transmis-sora Sul Brasileira	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Canta-reira
<b>ATIVO</b>	<b>516.611</b>	<b>147.700</b>	<b>106.485</b>	<b>164.324</b>	<b>706.250</b>	<b>237.263</b>	<b>473.129</b>	<b>2.240.755</b>	<b>1.080.290</b>	<b>1.043.392</b>	<b>612.267</b>	<b>143.693</b>
Ativo circulante	19.250	1.138	11.088	9.487	57.022	21.460	39.560	68.224	109.297	55.894	220.806	5.779
Caixa e equivalentes de caixa	2.852	697	5.900	1.914	27.977	100	183	55.677	106.129	51.594	214.326	5.590
Outros ativos circulantes	16.398	441	5.188	7.573	29.045	21.360	39.377	12.547	3.168	4.300	6.480	189
Ativo não circulante	497.361	146.562	95.397	154.837	649.228	215.803	433.569	2.172.531	970.993	987.498	391.461	137.914
<b>PASSIVO</b>	<b>516.611</b>	<b>147.700</b>	<b>106.485</b>	<b>164.324</b>	<b>706.250</b>	<b>237.263</b>	<b>473.129</b>	<b>2.240.755</b>	<b>1.080.290</b>	<b>1.043.392</b>	<b>612.267</b>	<b>143.693</b>
Passivo circulante	21.401	254	8.998	16.738	46.853	28.848	74.720	103.564	425.866	599.927	552.028	6.731
Passivos financeiros	-	-	3.067	5.147	21.530	7.329	13.076	47.642	401.726	548.011	489.732	-
Outros passivos circulantes	21.401	254	5.931	11.591	25.323	21.519	61.644	55.922	24.140	51.916	62.296	6.731
Passivo não circulante	-	-	33.503	52.692	321.582	103.778	190.379	807.637	44.633	32.339	6.541	14.298
Passivos financeiros	-	-	29.990	47.532	316.266	76.846	126.749	611.101	-	-	-	-
Afac	-	-	-	-	-	-	4.800	94.756	-	-	-	-
Outros passivos não circulantes	-	-	3.513	5.160	5.316	26.932	58.830	101.780	44.633	32.339	6.541	14.298
Patrimônio líquido	495.210	147.446	63.984	94.894	337.815	104.637	208.030	1.329.554	609.791	411.126	53.698	122.664
<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO</b>												
Receita operacional líquida	-	-	20.634	47.663	73.863	33.802	107.415	678.806	219.820	611.495	320.948	90.201
Custos e despesas operacionais	(955)	(80)	(2.855)	(26.633)	(71.297)	(2.061)	(54.487)	(568.599)	(160.723)	(537.924)	(308.580)	(86.165)
Resultado financeiro	(22.942)	-	(1.911)	(2.632)	(31.088)	(5.898)	(9.746)	(43.245)	(70.625)	(51.613)	(18.807)	649
Equivalência patrimonial	74.444	(124)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Provisão para IR e CSLL	-	-	(1.148)	(2.077)	(3.442)	(8.332)	(13.901)	(22.767)	3.872	(7.467)	2.438	(1.521)
<b>Lucro (prejuízo) do exercício</b>	<b>50.547</b>	<b>(204)</b>	<b>14.720</b>	<b>16.321</b>	<b>(31.964)</b>	<b>17.511</b>	<b>29.281</b>	<b>44.195</b>	<b>(7.656)</b>	<b>14.491</b>	<b>(4.001)</b>	<b>3.164</b>
Outros resultados abrangentes	17.601	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Resultado abrangente total</b>	<b>68.148</b>	<b>(204)</b>	<b>14.720</b>	<b>16.321</b>	<b>(31.964)</b>	<b>17.511</b>	<b>29.281</b>	<b>44.195</b>	<b>(7.656)</b>	<b>14.491</b>	<b>(4.001)</b>	<b>3.164</b>

(a) Saldos ajustados às práticas contábeis da Copel.

## 17.4 Saldos integrais dos grupos de ativo, passivo e resultado das principais coligadas

31.12.2015	Sanepar (a)	Dona Francisca (a)	Foz do Chopim
<b>ATIVO</b>	<b>8.151.851</b>	<b>156.042</b>	<b>50.361</b>
Ativo circulante	738.383	19.483	12.391
Ativo não circulante	7.413.468	136.559	37.970
<b>PASSIVO</b>	<b>8.151.851</b>	<b>156.042</b>	<b>50.361</b>
Passivo circulante	741.501	14.929	1.933
Passivo não circulante	3.322.867	1.149	4.890
Patrimônio líquido	4.087.483	139.964	43.538
<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO</b>			
Receita operacional líquida	2.971.185	67.080	47.556
Custos e despesas operacionais	(2.271.397)	(64.543)	(12.684)
Resultado financeiro	(153.550)	4.518	253
Provisão para IR e CSLL	(101.869)	(11.732)	(1.588)
<b>Lucro líquido (prejuízo) do exercício</b>	<b>444.369</b>	<b>(4.677)</b>	<b>33.537</b>
Outros resultados abrangentes	144.723	-	-
<b>Resultado abrangente total</b>	<b>589.092</b>	<b>(4.677)</b>	<b>33.537</b>

(a) Saldos ajustados às práticas contábeis da Copel.

## 18 Imobilizado

A Companhia e suas controladas registram no ativo imobilizado os bens utilizados nas instalações administrativas e comerciais, para geração de energia elétrica e para os serviços de telecomunicações. Ressalta-se que os investimentos em transmissão e distribuição de energia elétrica e distribuição de gás canalizado são registrados no ativo financeiro e/ou no ativo intangível conforme CPC 04 e OCPC 05 (NE nº 4.3.10 e 4.7).

Na adoção inicial das IFRS os ativos imobilizados foram avaliados ao valor justo com reconhecimento de seu custo atribuído.

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019/1957 e artigo 19 do Decreto nº 2.003/1996, os quais regulamentam os serviços públicos de energia elétrica e sua produção por produtor independente, é determinado que, os bens e instalações utilizados principalmente na geração de energia elétrica são vinculados ao serviço concedido, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução Normativa Aneel nº 691/2015, todavia, disciplinou a desvinculação de bens das concessões do serviço público de energia elétrica e de produtor independente, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

## 18.1 Imobilizado por classe de ativos

Consolidado	Custo	Depreciação acumulada	31.12.2015	Custo	Depreciação acumulada	31.12.2014
<b>Em serviço</b>						
Reservatórios, barragens, adutoras	7.621.081	(4.787.437)	2.833.644	7.619.405	(4.642.025)	2.977.380
Máquinas e equipamentos	5.704.333	(2.776.182)	2.928.151	5.256.847	(2.720.761)	2.536.086
Edificações	1.653.693	(1.068.430)	585.263	1.520.232	(1.029.827)	490.405
Terrenos	277.996	(9.416)	268.580	277.620	(5.214)	272.406
Veículos	46.034	(33.678)	12.356	44.388	(33.183)	11.205
Aeronaves	17.067	(9.183)	7.884	17.067	(5.770)	11.297
Móveis e utensílios	16.910	(10.578)	6.332	16.774	(9.935)	6.839
(-) Reclassificação pela renovação das concessões (NE nº 11)	(1.462.686)	1.381.495	(81.191)	-	-	-
(-) Provisão para redução ao valor recuperável (a)	(15.096)	-	(15.096)	(46.571)	-	(46.571)
(-) Obrigações especiais	(14)	-	(14)	(14)	-	(14)
	<b>13.859.318</b>	<b>(7.313.409)</b>	<b>6.545.909</b>	<b>14.705.748</b>	<b>(8.446.715)</b>	<b>6.259.033</b>
<b>Em curso</b>						
Custo	2.851.078	-	2.851.078	2.805.865	-	2.805.865
(-) Provisão para redução ao valor recuperável (a)	(704.305)	-	(704.305)	(760.710)	-	(760.710)
	<b>2.146.773</b>	<b>-</b>	<b>2.146.773</b>	<b>2.045.155</b>	<b>-</b>	<b>2.045.155</b>
	<b>16.006.091</b>	<b>(7.313.409)</b>	<b>8.692.682</b>	<b>16.750.903</b>	<b>(8.446.715)</b>	<b>8.304.188</b>

(a) Referem-se a ativos de concessão de geração de energia elétrica.

## 18.2 Mutações do imobilizado

Consolidado	Saldo em 1º.01.2015	Adições/ Reversão de provisões	Depreciação	Baixas	Capitalizações/Transferências	Transferência (a)	Saldo em 31.12.2015
<b>Em serviço</b>							
Reservatórios, barragens, adutoras	2.977.380	-	(145.410)	-	1.672	(3.352)	2.830.290
Máquinas e equipamentos	2.536.086	68	(197.115)	(22.688)	611.799	(73.040)	2.855.110
Edificações	490.405	-	(34.043)	(50)	128.952	(3.710)	581.554
Terrenos	272.406	-	(4.202)	-	377	(958)	267.623
Veículos	11.205	-	(3.666)	(101)	4.917	(34)	12.321
Aeronaves	11.297	-	(3.413)	-	-	-	7.884
Móveis e utensílios	6.839	-	(883)	(300)	677	(97)	6.236
(-) Provisão para redução ao valor recuperável	(46.571)	9.624	-	-	-	21.852	(15.095)
(-) Obrigações especiais	(14)	-	-	-	-	-	(14)
	<b>6.259.033</b>	<b>9.692</b>	<b>(388.732)</b>	<b>(23.139)</b>	<b>748.394</b>	<b>(59.339)</b>	<b>6.545.909</b>
<b>Em curso</b>							
Custo	2.805.865	816.030	-	(18.576)	(752.241)	-	2.851.078
(-) Provisão para redução ao valor recuperável	(760.710)	56.405	-	-	-	-	(704.305)
	<b>2.045.155</b>	<b>872.435</b>	<b>-</b>	<b>(18.576)</b>	<b>(752.241)</b>	<b>-</b>	<b>2.146.773</b>
	<b>8.304.188</b>	<b>882.127</b>	<b>(388.732)</b>	<b>(41.715)</b>	<b>(3.847)</b>	<b>(59.339)</b>	<b>8.692.682</b>

(a) Transferências para o contas a receber vinculado a indenização da concessão (NE nº 11)

Consolidado	Saldo em 1º.01.2014	Adições	Depreciação	Baixas	Capitalizações/Transferências	Saldo em 31.12.2014
<b>Em serviço</b>						
Reservatórios, barragens, adutoras	3.125.499	-	(148.625)	-	506	2.977.380
Máquinas e equipamentos	2.241.702	389.404	(184.779)	(5.305)	95.064	2.536.086
Edificações	522.495	-	(32.807)	-	717	490.405
Terrenos	261.139	-	(2.733)	-	14.000	272.406
Veículos	26.950	-	(5.741)	(38)	(9.966)	11.205
Aeronaves	-	-	(284)	-	11.581	11.297
Móveis e utensílios	3.598	-	(1.112)	(19)	4.372	6.839
(-) Provisão para redução ao valor recuperável	-	(46.571)	-	-	-	(46.571)
(-) Obrigações especiais	-	-	-	-	(14)	(14)
	<b>6.181.383</b>	<b>342.833</b>	<b>(376.081)</b>	<b>(5.362)</b>	<b>116.260</b>	<b>6.259.033</b>
<b>Em curso</b>						
Custo	1.802.249	1.067.751	-	(308)	(63.827)	2.805.865
(-) Provisão para redução ao valor recuperável	-	(760.710)	-	-	-	(760.710)
	<b>1.802.249</b>	<b>307.041</b>	<b>-</b>	<b>(308)</b>	<b>(63.827)</b>	<b>2.045.155</b>
	<b>7.983.632</b>	<b>649.874</b>	<b>(376.081)</b>	<b>(5.670)</b>	<b>52.433</b>	<b>8.304.188</b>

### **18.3 Efeitos no imobilizado do vencimento e da prorrogação das concessões de geração de energia elétrica e do regime de cotas**

Desde 12.09.2012, com a edição da MP 579, convertida na Lei nº 12.783/2013, as concessões de geração de energia hidrelétrica e termelétrica poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 e 20 anos, respectivamente.

A prorrogação das concessões de geração de energia hidrelétrica está vinculada à aceitação de determinadas condições estabelecidas pelo Poder Concedente, tais como: i) alteração da remuneração de preço para tarifa calculada pela Aneel para cada usina; ii) alocação de cotas de garantia física de energia e de potência da usina às concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição; iii) submissão aos padrões de qualidade dos serviços fixados pela Aneel; e, iv) concordância com os valores estabelecidos como indenização dos ativos vinculados à concessão.

Com o vencimento das concessões da UHE Rio dos Patos, UHE GPS e UHE Mourão, os investimentos passíveis de indenização, foram transferidos contabilmente para a conta "Contas a receber vinculadas à indenização da concessão", tendo em vista seu direito à indenização (NE 11).

Ainda em relação ao atual regramento regulatório, a concessionária tem um prazo de antecedência para solicitar a prorrogação da concessão de até 60 meses da data final do contrato ou ato de outorga para usinas de geração de energia hidrelétrica e de 24 meses para as termelétricas.

O atual arcabouço regulatório também define 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 inicial.

No caso de não antecipação da prorrogação, o Poder Concedente licitará as concessões na modalidade leilão ou concorrência, por até 30 anos, considerando no julgamento da licitação o menor valor de tarifa e a maior oferta de pagamento da bonificação pela outorga.

Importante destacar que, tanto nos casos de prorrogação antecipada como licitação ao termo da concessão, a Administração entende ter o direito contratual assegurado em receber à indenização dos bens vinculados ao serviço público das concessões, admitindo, para cálculo de recuperação, o valor novo de reposição - VNR, que considerará a depreciação e a amortização acumuladas a partir da data de entrada em operação da instalação.

## 18.4 Taxas médias de depreciação

Taxas médias de depreciação (%)	31.12.2015	31.12.2014
<b>Geração</b>		
Equipamento geral	6,32	6,38
Máquinas e equipamentos	3,10	3,36
Geradores	3,07	3,37
Reservatórios, barragens e adutoras	2,13	2,13
Turbina hidráulica	2,59	3,32
Turbinas a gás e a vapor	2,30	2,30
Resfriamento e tratamento de água	3,67	4,39
Condicionador de gás	4,74	4,39
Unidade de geração eólica	4,40	5,00
<b>Administração central</b>		
Edificações	3,33	3,33
Máquinas e equipamentos de escritório	6,25	6,25
Móveis e utensílios	6,32	6,20
Veículos	14,29	14,29
<b>Telecomunicações</b>		
Equipamentos de transmissão	7,25	6,87
Equipamentos terminais	13,30	14,60
Infraestrutura	7,44	7,18

### Depreciação de ativos que integram o Projeto Original das Usinas de Mauá, Colíder, Cavernoso II, Santa Clara e Fundão

Os ativos do projeto original das usinas de Mauá, Colíder e Cavernoso II, da Copel Geração e Transmissão, e das usinas Santa Clara e Fundão, da Elejor, são considerados pelo Poder Concedente, sem total garantia de indenização do valor residual ao final do prazo da concessão destes empreendimentos. Esta interpretação está fundamentada na Lei das Concessões nº 8.987/1995 e no Decreto nº 2.003/1996 que regulamenta a produção de energia elétrica por produtor independente.

Dessa forma, a partir da entrada em operação desses ativos, a depreciação é realizada com as taxas determinadas pela Aneel, limitadas ao prazo de concessão.

Conforme previsto nos contratos de concessão, os investimentos posteriores e não previstos no projeto original, desde que aprovados pelo Poder Concedente e ainda não amortizados, serão indenizados ao final do prazo das concessões, e depreciados com as taxas estabelecidas pela Aneel a partir da entrada em operação.

## 18.5 Custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados

Os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados no imobilizado durante o ano de 2015 totalizaram R\$ 28.948, à taxa média de 6,43% a.a.(R\$ 86.463, à taxa média de 6,57% a.a., em 2014).

## 18.6 UHE Colíder

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

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

O BNDES aprovou o enquadramento do projeto da UHE Colíder para análise da viabilidade de apoio financeiro e o contrato de financiamento, no montante total de R\$ 1.041.155 (NE nº 22). Os montantes liberados até 31.12.2015 totalizam R\$ 907.608.

Devido a eventos de caso fortuito ou de força maior e atos do poder público, o empreendimento sofreu impactos no seu cronograma, de modo que a geração comercial está prevista para o início de 2017. Em decorrência desses eventos, consta registrado para este empreendimento, um saldo de provisão para perda por redução ao valor recuperável do ativo, no montante de R\$ 642.551, em 31.12.2015, e de R\$ 678.529, em 31.12.2014, conforme descrito na NE nº 18.9.

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\$ 149,33, em 31.12.2015. Foram negociados 125 MW médios, com fornecimento a partir de janeiro de 2015, por 30 anos. A Copel Geração e Transmissão protocolou junto à Aneel um pedido de excludente de responsabilidade para que a obrigatoriedade do fornecimento da energia vendida seja postergado. O pedido encontra-se em análise pela Aneel.

Enquanto o pedido de excludente de responsabilidade não é apreciado pela Aneel a Companhia vem cumprindo seus compromissos com sobras de energia descontratada em suas demais usinas e faturando ao preço do CCEAR. Contudo, em 12.02.2016, a CCEE recebeu decisão liminar proferida nos autos do Mandado de Segurança nº 1005856-20.2015.4.01.3400, impetrado pela Copel Geração e Transmissão, determinando que a Aneel se abstenha de impor, até a apreciação do pedido, quaisquer obrigações, penalidades e/ou restrição de direitos em decorrência da ultrapassagem dos marcos temporais do cronograma de construção original. Os efeitos desta decisão são prospectivos à liquidação da CCEE de 08.03.2016 e suspende temporariamente atendimento dos contratos de vendas, disponibilizando os 125 MW médios para serem liquidados ao PLD.

A garantia física do empreendimento, estabelecida no contrato de concessão, é de 179,6 MW médios, após a completa motorização.

Os gastos realizados neste empreendimento apresentavam, em 31.12.2015, o saldo de R\$ 1.875.978.

Os compromissos totais assumidos com fornecedores de equipamentos e serviços, referentes à UHE Colíder, montam em R\$ 142.317, em 31.12.2015.

#### **18.7 Operações em conjunto - consórcios**

A Copel Geração e Transmissão participa de empreendimentos por meio de consórcio, os quais não possuem personalidade jurídica independente conforme disposto nos artigos 278 e 279 da Lei nº 6.404/1976. Os ativos imobilizados e intangíveis dos consórcios são registrados e controlados diretamente pela Copel Geração e Transmissão na proporção de sua participação, juntamente com os demais ativos.

<b>Empreendimento</b>	<b>Participação Copel GeT (%)</b>	<b>Taxa média anual de depreciação (%)</b>	<b>31.12.2015</b>	<b>31.12.2014</b>
<b>Em serviço</b>				
UHE Mauá (Consórcio Energético Cruzeiro do Sul)	51,0		859.917	859.917
(-) Depreciação Acumulada		3,43	(88.165)	(58.704)
			<b>771.752</b>	<b>801.213</b>
<b>Em curso</b>				
UHE Baixo Iguaçu (18.7.1)	30,0		275.654	221.933
Consórcio Tapajós (18.7.2)	13,8		14.359	14.359
			<b>290.013</b>	<b>236.292</b>
			<b>1.061.765</b>	<b>1.037.505</b>

Os empreendimentos possuem participação de outros consorciados, conforme relacionados a seguir:

<b>Empreendimento</b>	<b>Demais consorciados</b>	<b>Participação (%)</b>
UHE Mauá	Eletrosul Centrais Elétricas S.A.	49,0
UHE Baixo Iguaçu	Geração Céu Azul S.A (Neoenergia)	70,0
Consórcio Tapajós	Centrais Elétricas Brasileiras S.A - Eletrobrás	13,8
	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - Eletronorte	10,2
	Construções e Comércio Camargo Corrêa S.A.	6,7
	Electricité de France S.A - EDF	9,3
	Cemig Geração e Transmissão S.A.	13,8
	Endesa Brasil S.A.	10,8
	GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda.	10,8
	Neoenergia Investimentos S.A.	10,8

#### 18.7.1 Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu - Cebi

A Copel Geração e Transmissão participa com 30% no consórcio com objetivo de construir e explorar o empreendimento denominado Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu, com potência instalada mínima de 350,20 MW, localizado no Rio Iguaçu, entre os Municípios de Capanema e de Capitão Leônidas Marques, e entre a UHE Governador José Richa e o Parque Nacional do Iguaçu, no Estado do Paraná.

O início da geração comercial da unidade 1, previsto para 1º.12.2018, e das unidades 2 e 3, para janeiro e fevereiro de 2019, respectivamente. O cronograma anterior 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, e que paralisou as obras a partir de seu recebimento em 07.07.2014. 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 impedem a retomada imediata da obra. O Cebi encaminhou ao Instituto Ambiental do Paraná - IAP as informações necessárias para o atendimento de tais condicionantes e, em agosto de 2015, a licença foi emitida. Com a licença do IAP, o consórcio está tomando providências para que as obras sejam retomadas na sua plenitude o mais breve possível.

Em decorrência de ato do poder público, caso fortuito e de força maior, a Aneel, através do Despacho nº 130 de 19.01.2016, reconheceu, a favor do Cebi, exclusão de responsabilidade pelo atraso na implantação do empreendimento de um período correspondente a 626 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 Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEARs pelo período do excludente de responsabilidade reconhecido.

Em 31.12.2015, os gastos realizados nesse empreendimento apresentavam o saldo de R\$ 270.097.

### 18.7.2 Consórcio Tapajós

A Copel Geração e Transmissão assinou Acordo de Cooperação Técnica com outras oito empresas para desenvolver estudos nos rios Tapajós e Jamanxim, na Região Norte do Brasil, compreendendo estudos de viabilidade e ambientais de cinco aproveitamentos hidrelétricos, totalizando 10.682 MW de capacidade instalada, prevista no início dessa etapa de estudos.

Em 31.12.2015, os gastos realizados nesse empreendimento apresentavam o saldo de R\$ 14.359.

### **18.8 Compromissos das usinas eólicas**

Em 31.12.2015, os compromissos totais assumidos com fornecedores de equipamentos e serviços das usinas eólicas em construção montavam em R\$ 1.910.738. O valor refere-se, principalmente, ao fornecimento de aerogeradores para as SPEs controladas da Cutia.

### **18.9 Redução ao valor recuperável de ativos do segmento de geração - *Impairment***

As principais premissas que sustentam as conclusões dos testes de recuperação do imobilizado são as seguintes:

- menor nível de unidade geradora de caixa: concessões de geração, analisadas individualmente;
- valor recuperável: valor em uso, ou valor equivalente aos fluxos de caixa descontados (antes dos impostos), derivados do uso contínuo do ativo até o fim de sua vida útil; e
- apuração do valor em uso: baseada em fluxos de caixa futuros, em moeda constante, trazidos a valor presente por taxa de desconto real e antes dos impostos sobre a renda.

Os respectivos fluxos de caixa são estimados com base nos resultados operacionais realizados, no orçamento empresarial anual da Companhia, aprovado em reunião ordinária do CAD, com consequente orçamento plurianual, e tendências futuras do setor elétrico.

No que tange ao horizonte de análise, leva-se em consideração a data de vencimento de cada concessão.

Com relação ao crescimento de mercado, as projeções estão compatíveis com os dados históricos e perspectivas de crescimento da economia brasileira.

Os respectivos fluxos são descontados por taxa média que variam entre 7% e 8%, obtida por meio de metodologia usualmente aplicada pelo mercado, referenciada pelo Órgão Regulador e aprovada pela Administração da Companhia.

A Administração entende ter direito contratual assegurado, no que diz respeito à indenização dos bens vinculados ao final das concessões de serviço público, admitindo, para fim de cálculo de recuperação a valorização dessa indenização por seu valor novo de reposição (VNR). Assim, a premissa de valorização do ativo residual ao final das concessões ficou estabelecida nos valores registrados contabilmente.

As fontes hidrelétricas de geração em 2014 e 2015 foram fortemente impactadas pela escassez prolongada de chuvas ocasionando redução da oferta líquida de energia da Companhia em decorrência do relevante percentual de déficit hídrico (GSF).



Os projetos de geração em construção da Companhia sofreram em 2014 impactos com a paralisação temporária das obras em decorrência de condicionantes e restrições legais ambientais a destacar a negociação da supressão vegetal da área do reservatório junto à Secretaria de Estado de Meio Ambiente, do Mato Grosso.

Nos exercícios de 2014 e 2015, a Companhia efetuou a revisão do valor recuperável de seus ativos devido principalmente ao período prolongado de escassez de chuva e as restrições legais ambientais.

A revisão resultou no reconhecimento no resultado do exercício de uma reversão de parte da perda por redução ao valor recuperável para os ativos do segmento de geração no valor de R\$ 66.029, do montante reconhecido em 2014, no valor de R\$ 807.281. Do saldo remanescente, o valor de R\$ 642.551 refere-se ao ativo da UHE Colíder, em construção, localizado no Estado do Mato Grosso, o valor de R\$ 76.849 refere-se aos ativos localizados no Estado do Paraná e R\$ 21.852 referem-se ao valor transferido para o Contas a Receber Vinculadas à Indenização da Concessão conforme NE nº 11.

A reversão e a perda por redução ao valor recuperável foram incluídas na rubrica de custos operacionais, provisões e reversões, na demonstração do resultado (NE nº 32.4).

## 19 Intangível

### 19.1 Mutação do intangível

Saldos	Contrato de concessão (a)				Direito de concessão e autorização (a)	Outros (b)		Consolidado
	em serviço	em curso	Obrigações especiais em serviço	Obrigações especiais em curso		em serviço	em curso	
<b>Em 1º.01.2014</b>	<b>741.844</b>	<b>1.179.142</b>	<b>(69.590)</b>	<b>(154.965)</b>	<b>298.307</b>	<b>33.174</b>	<b>7.449</b>	<b>2.035.361</b>
Efeito da primeira consolidação de controladas	-	-	-	-	-	-	11.385	11.385
Aquisições	-	1.105.649	-	-	126.170	-	22.751	1.254.570
Participação financeira do consumidor	-	-	-	(168.933)	-	-	-	(168.933)
Outorga Aneel - uso do bem público	-	8.669	-	-	-	-	-	8.669
Transferências de bens destinados a uso futuro	-	2.638	-	-	-	-	-	2.638
Transferências de investimentos (NE nº 17.1)	-	-	-	-	-	-	18.210	18.210
Transferências para o imobilizado	-	-	-	-	-	-	(41.360)	(41.360)
Capitalizações para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.1)	-	(785.325)	-	119.829	-	-	-	(665.496)
Capitalizações para intangível em serviço	68.275	(68.275)	(4.419)	4.419	-	1.519	(1.519)	-
Quotas de amortização - concessão e autorização	(294.681)	-	46.809	-	(755)	(7.159)	-	(255.786)
Quotas de amortização - créditos de Pis/Pasep e Cofins	(14.342)	-	2.500	-	-	(4)	-	(11.846)
Baixas	(3.807)	(7.035)	363	-	-	-	-	(10.479)
Ajuste de ativos financeiros disponíveis para a venda	-	-	-	-	-	(2.777)	-	(2.777)
<b>Em 31.12.2014</b>	<b>497.289</b>	<b>1.435.463</b>	<b>(24.337)</b>	<b>(199.650)</b>	<b>423.722</b>	<b>24.753</b>	<b>16.916</b>	<b>2.174.156</b>
Aquisições	-	958.280	-	-	-	-	10.522	968.802
Participação financeira do consumidor	-	-	-	(243.054)	-	-	-	(243.054)
Outorga Aneel - uso do bem público	-	334	-	-	-	-	-	334
Repactuação GSF (NE nº 14.1)	30.807	-	-	-	-	-	-	30.807
Provisão para litígios adicionada ao custo das obras	-	10.609	-	-	-	-	-	10.609
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão - prorrogação da concessão de distribuição (NE nº 10.1)	6.635.901	-	(2.579.546)	-	-	-	-	4.056.355
Transferências do imobilizado	-	-	-	-	-	-	2.039	2.039
Capitalizações para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.1)	-	(618.470)	-	95.689	-	-	-	(522.781)
Capitalizações para intangível em serviço	865.998	(865.998)	(306.252)	306.252	-	9.137	(9.137)	-
Quotas de amortização - concessão e autorização	(350.467)	-	76.467	-	(7.450)	(8.923)	-	(290.373)
Quotas de amortização - créditos de Pis/Pasep e Cofins	(15.026)	-	3.205	-	-	29	-	(11.792)
Baixas	(5.979)	(22.454)	(532)	-	-	(597)	(464)	(30.026)
<b>Em 31.12.2015</b>	<b>7.658.523</b>	<b>897.764</b>	<b>(2.830.995)</b>	<b>(40.763)</b>	<b>416.272</b>	<b>24.399</b>	<b>19.876</b>	<b>6.145.076</b>

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

(b) Taxa anual de amortização: 20%.

### 19.2 Copel Distribuição

Em virtude da Companhia ter prorrogado o contrato de concessão (NE nº 10.2), a parcela que estava registrada no ativo financeiro e que será considerada na receita via tarifa durante o prazo da concessão foi transferida para o ativo intangível.

Para este cálculo foi considerado os critérios definidos na Resolução Normativa nº 474/2012 que estabeleceu a vida útil econômica estimada de cada bem integrante da infraestrutura de distribuição. Essa estimativa é razoável e adequada para efeitos contábeis e regulatórios e representa a melhor estimativa de vida útil econômica dos bens, aceita pelo mercado desse ramo.

Em conformidade com a Interpretação Técnica ICPC 01 (R1), contabilidade de concessões, a parcela da infraestrutura que será utilizada durante a concessão foi registrado no Ativo Intangível, composta pelos ativos da distribuição de energia elétrica, líquidos das participações de consumidores (obrigações especiais).

As Obrigações Especiais representam os recursos relativos à participação financeira do consumidor, às dotações orçamentárias da União, às verbas federais, estaduais e municipais e aos créditos especiais destinados aos investimentos aplicados nos empreendimentos vinculados à concessão.

A amortização das Obrigações Especiais é calculada utilizando a taxa média da amortização dos bens que compõe a infraestrutura, sendo que o saldo de obrigações especiais que consta no intangível será amortizado durante o prazo da concessão.

As obrigações especiais não são passivos onerosos e não são créditos do acionista.

### 19.3 Custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados

Os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados no intangível durante o ano de 2015 totalizaram R\$ 32.579, à taxa média de 1,78% a.a.(R\$ 57.664, à taxa média de 4,15% a.a., em 2014).

## 20 Obrigações Sociais e Trabalhistas

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
<b>Obrigações Sociais</b>				
Impostos e contribuições sociais	3.151	2.680	43.691	35.975
Encargos sociais sobre férias e 13º salário	2.246	2.006	32.186	32.306
	<b>5.397</b>	<b>4.686</b>	<b>75.877</b>	<b>68.281</b>
<b>Obrigações trabalhistas</b>				
Folha de pagamento, líquida	195	23	2.568	1.252
Férias	6.919	5.441	101.485	89.830
Participação nos lucros e/ou resultados	2.925	2.643	78.462	93.153
Outros	-	-	9	102
	<b>10.039</b>	<b>8.107</b>	<b>182.524</b>	<b>184.337</b>
	<b>15.436</b>	<b>12.793</b>	<b>258.401</b>	<b>252.618</b>

## 21 Fornecedores

Consolidado	31.12.2015	31.12.2014
Energia elétrica (21.1)	917.307	757.174
Materiais e serviços	478.895	509.674
Gás para revenda	87.384	252.103
Encargos de uso da rede elétrica	135.463	85.879
	<b>1.619.049</b>	<b>1.604.830</b>
	<b>Circulante</b>	<b>1.613.126</b>
	<b>Não circulante</b>	<b>5.923</b>
		<b>1.587.205</b>
		<b>17.625</b>

### **21.1 Energia elétrica - CCEE**

Durante o ano de 2015, a Copel Geração e Transmissão reconheceu no resultado o valor R\$ 254.749, conforme NE nº 32.1, referente compra de energia elétrica no âmbito da CCEE, aplicando, independentemente da ação judicial até então em curso, o fator de ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, também denominado GSF. A Administração baseou-se na avaliação jurídica de êxito possível do mérito da ação judicial com liminar determinando que a Aneel não procedesse o ajuste do GSF. Tal decisão foi corroborada com o pedido de desistência da referida ação judicial em 15.01.2016, em virtude da repactuação do risco hidrológico instituído pela Lei nº 13.203, de 08.12.2015 (NE nº 14.1).

Em 31.12.2015, o passivo com a CCEE aplicando-se o GSF é de R\$ 248.366, o qual deverá ser quitado durante o ano de 2016 e após o reprocessamento das faturas pela CCEE dos meses que estavam sob amparo da decisão liminar proferida em 1º.07.2015 pelo Juízo da Vigésima Vara Federal de Brasília, em ação proposta pela Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica - Apine, na qual foi determinado que a Aneel, até o trânsito em julgado desta ação, devesse abster-se de proceder ao ajuste do MRE, caso haja geração total do MRE em montante inferior à garantia física, para o grupo de empresas associadas à Apine.

## 21.2 Principais contratos de compra de energia

Contratos de compra de energia firmados em ambiente regulado, apresentados pelo valor original e reajustados anualmente pelo IPCA:

	Período de suprimento	Energia comprada (MW médio anual)	Data do leilão	Preço médio de compra (R\$/MWh)
<b>Leilão de energia existente</b>				
2º Leilão - Produto 2008	2008 a 2015	50,79	02.04.2005	83,13
4º Leilão - Produto 2009	2009 a 2016	43,91	11.10.2005	94,91
12º Leilão - Produto 2014 18M	01/01/2014 até 30/06/2015	9,67	17.12.2013	165,20
12º Leilão - Produto 2014 36M	01/01/2014 até 31/12/2016	159,15	17.12.2013	149,99
13º Leilão - Produto 2014-DIS	01/05/2014 até 31/12/2019	109,05	30.04.2014	262,00
13º Leilão - Produto 2014-QTD	01/05/2014 até 31/12/2019	272,11	30.04.2014	271,00
14º Leilão - Produto 2015-03 DIS	01/01/2015 até 31/12/2017	13,28	05.12.2014	191,99
14º Leilão - Produto 2015-03 QTD	01/01/2015 até 31/12/2017	16,89	05.12.2014	201,00
18º Leilão Ajuste - Produto 2015 06M	01/01/2015 até 30/06/2015	148,76	15.01.2015	385,87
		<b>823,61</b>		
<b>Leilão de energia nova</b>				
1º Leilão - Produto 2008 Hidro	2008 a 2037	3,61	16.12.2005	106,95
1º Leilão - Produto 2008 Termo	2008 a 2022	24,75	16.12.2005	132,26
1º Leilão - Produto 2009 Hidro	2009 a 2038	3,54	16.12.2005	114,28
1º Leilão - Produto 2009 Termo	2009 a 2023	40,44	16.12.2005	129,26
1º Leilão - Produto 2010 Hidro	2010 a 2039	69,87	16.12.2005	115,04
1º Leilão - Produto 2010 Termo	2010 a 2024	65,01	16.12.2005	121,81
3º Leilão - Produto 2011 Hidro	2011 a 2040	57,66	10.10.2006	120,86
3º Leilão - Produto 2011 Termo	2011 a 2025	54,22	10.10.2006	137,44
4º Leilão - Produto 2010 Termo	2010 a 2024	15,44	26.07.2007	134,67
5º Leilão - Produto 2012 Hidro	2012 a 2041	53,24	16.10.2007	129,14
5º Leilão - Produto 2012 Termo	2012 a 2026	115,38	16.10.2007	128,37
6º Leilão - Produto 2011 Termo	2011 a 2025	9,89	17.09.2008	128,42
7º Leilão - Produto 2013 Hidro	2013 a 2042	-	30.09.2008	98,98
7º Leilão - Produto 2013 Termo	2013 a 2027	110,96	30.09.2008	145,23
8º Leilão - Produto 2012 Hidro	2012 a 2041	0,01	27.08.2009	144,00
8º Leilão - Produto 2012 Termo	2012 a 2026	0,15	27.08.2009	144,60
		<b>624,17</b>		
<b>Leilão de projetos estruturantes</b>				
Santo Antonio	2012 a 2041	126,38	10.12.2007	78,87
Jirau	2013 a 2042	245,09	19.05.2008	71,37
		<b>371,47</b>		

## 22 Empréstimos e Financiamentos

Contrato	Empresa	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Encargos financeiros a.a. (juros + comissão)	Valor do contrato	Consolidado	
							31.12.2015	31.12.2014
<b>Moeda estrangeira</b>								
<b>Secretaria do Tesouro</b>								
<b>Nacional - STN</b>								
(1) <i>Par Bond</i>	Copel	20.05.1998	1	11.04.2024	6,0% + 0,20%	17.315	61.763	42.107
(1) <i>Discount Bond</i>	Copel	20.05.1998	1	11.04.2024	1,1875%+0,20%	12.082	42.671	29.090
<b>Total moeda estrangeira</b>							<b>104.434</b>	<b>71.197</b>
<b>Moeda nacional</b>								
<b>Banco do Brasil</b>								
(2) 21/02155-4	Copel DIS	10.09.2010	2	15.08.2018	109,0% do DI	350.000	122.353	173.240
(3) 21/02248-8	Copel DIS	22.06.2011	2	16.05.2018	109,0% do DI	150.000	151.901	205.642
(4) CCB 21/11062X	Copel DIS	26.08.2013	3	27.07.2018	106,0% do DI	151.000	196.852	171.209
(5) CCB 330600773	Copel DIS	11.07.2014	3	11.07.2019	111,8% do DI	116.667	123.478	121.175
(5) NCI 330600132	Copel	28.02.2007	3	28.02.2019	107,8% do DI	231.000	241.059	239.075
(5) NCI 330600151	Copel	31.07.2007	2	31.07.2017	111,0% do DI	18.000	12.722	18.878
(5) NCI 330600609	Copel	19.08.2011	2	21.07.2015	109,41% do DI	600.000	-	629.266
(5) CCB 306.401.381	Copel	21.07.2015	2	21.07.2018	109,40% do DI	640.005	672.985	-
							<b>1.521.350</b>	<b>1.558.485</b>
<b>Eletrobras</b>								
(6) 1293/94	Copel GeT	23.09.1994	180	30.06.2016	5,5% à 6,5% + 2,0%	307.713	16.980	50.237
(7) 980/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2018	8,0%	11	8	11
(7) 981/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.08.2019	8,0%	1.169	246	311
(7) 982/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.02.2020	8,0%	1.283	95	119
(7) 983/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2020	8,0%	11	128	154
(7) 984/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2020	8,0%	14	55	72
(7) 985/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.08.2021	8,0%	61	35	99
(8) 002/04	Copel DIS	07.06.2004	120	30.07.2016	8,0%	30.240	643	1.737
(8) 142/06	Copel DIS	11.05.2006	120	30.09.2018	5,0% + 1,0%	74.340	10.007	13.588
(8) 206/07	Copel DIS	03.03.2008	120	30.08.2020	5,0% + 1,0%	109.642	41.550	50.455
(8) 273/09	Copel DIS	18.02.2010	120	30.12.2022	5,0% + 1,0%	63.944	11.510	13.154
(8) 2540/06	Copel DIS	12.05.2009	60	30.10.2016	5,0% + 1,5%	5.095	375	824
							<b>81.632</b>	<b>130.761</b>
<b>Caixa Econômica Federal</b>								
(8) 415.855-22/14	Copel DIS	31.03.2015	120	08.12.2026	6,0%	2.844	5.307	-
							<b>5.307</b>	<b>-</b>
<b>Finep</b>								
(9) 21120105-00	Copel Tel	17.05.2012	81	15.10.2020	4%	35.095	15.132	18.344
(9) 21120105-00	Copel Tel	17.05.2012	81	15.10.2020	3,5% + TR	17.103	12.406	14.824
							<b>27.538</b>	<b>33.168</b>
<b>BNDES</b>								
(10) 820989.1	Copel GeT	17.03.2009	179	15.01.2028	1,63% acima da TJLP	169.500	138.347	149.196
(11) 1120952.1-A	Copel GeT	16.12.2011	168	15.04.2026	1,82% acima da TJLP	42.433	31.558	34.451
(12) 1120952.1-B	Copel GeT	16.12.2011	168	15.04.2026	1,42% acima da TJLP	2.290	1.702	1.859
(13) 1220768.1	Copel GeT	28.09.2012	192	15.07.2029	1,36% acima da TJLP	73.122	63.312	67.700
(14) 13211061	Copel GeT	04.12.2013	192	15.10.2031	1,49% acima da TJLP	1.041.155	902.592	850.782
(15) 13210331	Copel GeT	03.12.2013	168	15.08.2028	1,49% e 1,89% acima da TJLP	17.644	16.077	17.273
(16) 15206041	Copel GeT	15.12.2015	168	15.06.2030	2,42% acima da TJLP	34.265	23.942	-
(17) 15205921	Copel GeT	15.12.2015	168	15.12.2029	2,32% acima da TJLP	21.584	14.663	-
(18) 14205611-A	Copel DIS	15.12.2014	72	15.01.2021	2,09% a.a. acima da TJLP	41.583	34.266	30.008
(18) 14205611-B	Copel DIS	15.12.2014	6	15.02.2021	2,09 a.a. acima da TR BNDES	17.821	21.267	17.874
(19) 14205611-C	Copel DIS	15.12.2014	113	15.06.2024	6% a.a.	78.921	47.353	52.170
(20) 14.2.1271.1	Santa Maria	01.06.2015	192	15.08.2031	1,66% a.a. acima da TJLP	59.462	57.789	-
(20) 14.2.1272.1	Santa Helena	01.06.2015	192	15.08.2031	1,66% a.a. acima da TJLP	64.520	62.487	-
(21) 11211521	GE Farol	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% a.a. acima da TJLP	54.100	55.087	58.635
(21) 11211531	GE Boa Vista	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% a.a. acima da TJLP	40.050	40.726	43.349
(21) 11211541	GE S.B. Norte	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% a.a. acima da TJLP	90.900	92.362	98.311
(21) 11211551	GE Olho D'Água	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% a.a. acima da TJLP	97.000	98.228	104.533
							<b>1.701.758</b>	<b>1.526.141</b>
(22) Notas Promissórias	Copel GeT	29.12.2015	1	15.12.2017	117% do DI	500.000	496.694	-
							<b>496.694</b>	<b>-</b>
<b>Banco do Brasil</b>								
<b>Repassse BNDES</b>								
(23) 21/02000-0	Copel GeT	16.04.2009	179	15.01.2028	2,13% acima da TJLP	169.500	138.347	149.198
							<b>138.347</b>	<b>149.198</b>
<b>Total moeda nacional</b>							<b>3.972.626</b>	<b>3.397.753</b>
							<b>4.077.060</b>	<b>3.468.950</b>
							<b>Circulante</b>	<b>308.558</b>
							<b>Não circulante</b>	<b>3.768.502</b>
								<b>867.626</b>
								<b>2.601.324</b>

Contrato	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Encargos financeiros a.a. (juros + comissão)	Valor do contrato	Controladora		
						31.12.2015	31.12.2014	
Moeda estrangeira								
Secretaria do Tesouro Nacional - STN								
(1) Par Bond	20.05.1998	1	11.04.2024	6,0% + 0,20%	17.315	61.763	42.107	
(1) Discount Bond	20.05.1998	1	11.04.2024	1,1875%+0,20%	12.082	42.671	29.090	
						104.434	71.197	
Moeda nacional								
Banco do Brasil								
(5) NCI 330600132	28.02.2007	3	28.02.2019	107,8% do DI	231.000	241.059	239.075	
(5) NCI 330600151	31.07.2007	3	31.07.2017	111,0% do DI	18.000	12.722	18.878	
(5) NCI 330600609	19.08.2011	2	21.07.2016	109,41% do DI	600.000	-	629.266	
(5) CCB 306401381	21.07.2015	2	21.07.2018	109,40% do DI	640.005	672.985	-	
						926.766	887.219	
						1.031.200	958.416	
						Circulante	61.788	349.753
						Não circulante	969.412	608.663

#### Banco do Brasil: prestações anuais

- (2) Parcelas de R\$ 58.334 vencíveis em 15.02.2017 e 15.02.2018. Os juros proporcionais são pagos semestralmente.
- (3) Parcelas de R\$ 75.000 vencíveis em 16.05.2017 e 16.05.2018. Os juros proporcionais são pagos semestralmente.
- (4) Parcelas de R\$ 50.333 vencíveis em 27.07.2016, 27.07.2017 e 27.07.2018. Os juros proporcionais serão pagos juntamente com o principal.
- (5) Contrato CCB 330600773: parcelas de R\$ 38.889 vencíveis em 11.07.2017, 11.07.2018 e 11.07.2019. Os juros são pagos semestralmente.
- Contrato NCI 330600132: parcelas de R\$ 77.000 vencíveis em 28.02.2017, 28.02.2018 e 28.02.2019. Os juros são pagos semestralmente.
- Contrato NCI 330600151: parcelas de R\$ 6.000 vencíveis em 31.07.2015, 31.07.2016 e 31.07.2017. Os juros são pagos semestralmente.
- Contrato NCI 330600609: liquidado em 21.07.2015 com recursos da contratação da operação CCB 306401381.
- Contrato CCB 306401381: parcelas de R\$ 320.003 vencíveis em 21.07.2017 e 21.07.2018. Os juros são pagos semestralmente.

#### Destinação:

- (1) Reestruturação da dívida da Controladora referente aos financiamentos sob amparo da Lei nº 4.131/62.
- (2) (3) (4) Capital de giro.
- (5) Quitação de empréstimos.
- (6) Cobertura financeira de até 29,14% do total do projeto de Implantação da UHE Governador José Richa e do sistema de transmissão.
- (7) Programa Nacional de Irrigação - Proni.
- (8) Programa de Eletrificação Rural - Luz para Todos.
- (9) Projeto BEL - serviço de internet banda ultra larga (Ultra Wide Band - UWB).
- (10) (23) Implantação da UHE Mauá e sistema de transmissão associado, em consórcio com a Eletrosul
- (11) Implantação de linha de transmissão entre as subestações Foz do Iguaçu e Cascavel Oeste.
- (12) Aquisição de máquinas e equipamentos nacionais para a implantação da linha de transmissão descrita acima.
- (13) Implantação da PCH Cavernoso II.
- (14) Implantação da UHE Colíder e sistema de transmissão associado.
- (15) Implantação da Subestação Cerquilho III em 230/138kV.
- (16) Implantação de linha de transmissão Assis - Paraguaçu Palulista II.
- (17) Implantação de linhas de transmissão Londrina - Figueira e Salta Osório - Foz do Chopim C2.
- (18) Investimento em preservação de negócios, melhorias, suporte operacional e investimentos gerais em expansão.
- (19) Máquinas e equipamentos nacionais credenciados no BNDES.
- (20) (21) Construção e implantação de central geradora eólica.
- (22) Pagamento de outorga - leilão nº 012/2015, referente UHE GPS.

**Garantias:**

- (1) Conta corrente bancária centralizadora da arrecadação das receitas. Garantias depositadas (NE nº 22.1).
- (2) (3) Penhor de duplicatas mercantis de até 360 dias.
- (2) (3) (4) (5) Cessão de créditos.
- (6) (7) (8) 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.
- (9) Bloqueio de recebimentos na conta corrente da arrecadação.
- (10) (13) (23) 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.
- (11) (12) 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.
- (14) 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 Sadia S.A..
- (15) 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.
- (16) Cessão fiduciária de direitos creditórios decorrentes do Contrato de Concessão nº 002/2013-Aneel.
- (17) Cessão fiduciária de direitos creditórios decorrentes do Contrato de Concessão nº 022/2012-Aneel.
- (18) (19) Fiança da Companhia Paranaense de Energia; cessão fiduciária de receitas e direitos indenizatórios da concessão.
- (20) Fiança da Copel; penhor de ações; cessão fiduciária de recebíveis provenientes da receita de venda de energia elétrica; cessão fiduciária das máquinas e equipamentos montados ou construídos com os recursos a eles vinculados.
- (21) Penhor de ações e cessão fiduciária de recebíveis provenientes da receita de venda de energia elétrica.
- (22) Aval da Companhia Paranaense de Energia.

**22.1 Cauções e depósitos vinculados - STN**

Constituição de garantias, sob a forma de caução em dinheiro, *Par Bond*, no valor de R\$ 50.689 (R\$ 33.525 em 31.12.2014), e *Discount Bond*, no valor de R\$ 35.448 (R\$ 23.431 em 31.12.2014), 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 - 1992.

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

Variação da moeda estrangeira e indexadores acumulada no período (%)		Consolidado			
		31.12.2015	%	31.12.2014	%
<b>Moeda estrangeira</b>					
Dólar norte-americano	47,01	104.434	2,56	71.197	2,05
		<b>104.434</b>	<b>2,56</b>	<b>71.197</b>	<b>2,05</b>
<b>Moeda nacional</b>					
TJLP	40,00	1.771.485	43,45	1.605.429	46,28
Ufir	0,00	69.959	1,72	80.524	2,32
Finel	2,03	16.980	0,42	50.236	1,45
CDI	22,21	2.018.044	49,50	1.558.486	44,93
TR	1,80	12.405	0,30	14.824	0,43
IPCA	10,67	21.267	0,52	17.821	0,51
Sem indexador	-	62.486	1,53	70.433	2,03
		<b>3.972.626</b>	<b>97,44</b>	<b>3.397.753</b>	<b>97,95</b>
		<b>4.077.060</b>	<b>100,00</b>	<b>3.468.950</b>	<b>100,00</b>
<b>Circulante</b>		<b>308.558</b>		<b>867.626</b>	
<b>Não circulante</b>		<b>3.768.502</b>		<b>2.601.324</b>	

## 22.3 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.12.2015	Controladora			Consolidado		
	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
2017	-	397.647	397.647	-	1.292.581	1.292.581
2018	-	391.657	391.657	-	789.841	789.841
2019	-	76.561	76.561	-	266.074	266.074
2020	-	-	-	-	147.178	147.178
2021	-	-	-	-	130.315	130.315
Após 2021	103.547	-	103.547	103.547	1.038.966	1.142.513
	<b>103.547</b>	<b>865.865</b>	<b>969.412</b>	<b>103.547</b>	<b>3.664.955</b>	<b>3.768.502</b>

## 22.4 Mutação de empréstimos e financiamentos

Consolidado	Moeda estrangeira		Moeda nacional		Total
	circulante	não circulante	circulante	não circulante	
<b>Em 1º.01.2014</b>	<b>2.161</b>	<b>62.661</b>	<b>954.945</b>	<b>2.304.017</b>	<b>3.323.784</b>
Efeito da 1ª consolidação de controladas	-	-	20.747	288.911	309.658
Ingressos	-	-	-	221.556	221.556
Encargos	2.722	-	229.589	59.039	291.350
Variação monetária e cambial	(138)	7.940	45	(303)	7.544
Transferências	-	-	342.497	(342.497)	-
Amortização - principal	(736)	-	(424.818)	-	(425.554)
Pagamento - encargos	(3.413)	-	(255.975)	-	(259.388)
<b>Em 31.12.2014</b>	<b>596</b>	<b>70.601</b>	<b>867.030</b>	<b>2.530.723</b>	<b>3.468.950</b>
Ingressos	-	-	450.000	1.386.190	1.836.190
Encargos	4.161	-	339.320	10.961	354.442
Variação monetária e cambial	-	32.946	1.163	7.280	41.389
Transferências	-	-	270.199	(270.199)	-
Amortização - principal	-	-	(1.170.987)	-	(1.170.987)
Pagamento - encargos	(3.870)	-	(449.054)	-	(452.924)
<b>Em 31.12.2015</b>	<b>887</b>	<b>103.547</b>	<b>307.671</b>	<b>3.664.955</b>	<b>4.077.060</b>

## 22.5 Cláusulas contratuais restritivas - covenants

A Companhia e suas controladas contrataram empréstimos e financiamentos com cláusulas que requerem a manutenção de determinados índices econômico-financeiros dentro de parâmetros pré-estabelecidos, com exigibilidade de cumprimento anual, bem como outras condições a serem observadas, tal como: não alterar a participação acionária da Companhia no capital social das controladas que represente alteração de controle sem a prévia anuência. O descumprimento das condições mencionadas poderá implicar vencimento antecipado das dívidas e/ou multas.

Em 31.12.2015, todas as condições acordadas foram integralmente atendidas.



## 23 Debêntures

Emissão	Empresa	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento		Encargos financeiros a.a. (juros)	Valor do contrato	Consolidado	
				inicial	final			31.12.2015	31.12.2014
(1) 5ª	Copel	13.05.2014	3	13.05.2017	13.05.2019	111,5% do DI	1.000.000	1.016.087	1.010.485
(2) 1ª	Copel GeT	20.05.2015	3	20.05.2018	20.05.2020	113,0% do DI	1.000.000	1.090.755	-
(3) 1ª	Copel DIS	30.10.2012	2	30.10.2016	30.10.2017	DI + Spread 0,99% a.a.	1.000.000	1.023.378	1.019.037
(4) 1ª	Copel CTE	10.11.2015	5	15.10.2020	15.10.2024	IPCA + juros 7,9633% a.a.	160.000	162.158	-
(5) 2ª	Elejor	26.09.2013	60	26.10.2013	26.09.2018	DI + Spread 1,00% a.a.	203.000	111.516	152.040
(6) 1ª	Compagás	15.06.2013	40	15.09.2015	15.12.2018	TJLP+1,7% a.a.+1,0% a.a.	62.626	56.219	53.554
(7) 1ª	(a)	10.06.2014	1	-	10.12.2016	100% CDI + Spread 1,45% a.a.	222.000	223.815	235.747
(8) 1ª	(b)	10.06.2014	1	-	10.12.2015	100% CDI + Spread 1,30% a.a.	108.000	-	114.585
								<b>3.683.928</b>	<b>2.585.448</b>
								<b>Circulante 924.005</b>	<b>431.491</b>
								<b>Não circulante 2.759.923</b>	<b>2.153.957</b>

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

(b) Santa Maria e Santa Helena.

### Características:

O valor unitário das debêntures não é atualizado monetariamente.

(1) (2) (3) (4) (5) (7) (8) Debêntures simples, série única, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, para distribuição pública com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução CVM nº 476. Foram emitidos títulos com valor unitário de R\$ 10.

(6) Debêntures simples, série única, não conversíveis em ações, da espécie flutuante, emissão privada. Foram emitidos títulos com valor unitário de R\$ 1.

### Encargos financeiros:

- (1) Juros pagos semestralmente em maio e novembro.
- (2) Juros a serem pagos anualmente em maio.
- (3) Juros pagos semestralmente em abril e outubro.
- (4) Juros a serem pagos semestralmente em abril e outubro.
- (5) Juros pagos mensalmente.
- (6) Juros pagos trimestralmente em março, junho, setembro e dezembro.
- (7) Juros pagos semestralmente em junho e dezembro.
- (8) Juros a serem pagos em uma única parcela na data de vencimento.

### Destinação:

- (1) (2) (3) Capital de giro e/ou realização de investimentos da emissora.
- (4) Implantação, ampliação e modernização de rede de telecomunicações.
- (5) Liquidação total do contrato de mútuo com a Copel.
- (6) Financiar plano de investimentos da emissora.
- (7) (8) Resgate de notas promissórias e investimento nos parques eólicos.

### Garantias:

- (1) (2) (3) (4) (5) (7) (8) Fidejussória.
- (6) Flutuante.

### Interveniente garantidora:

- (2) (3) (4) (7) (8) Copel.
- (5) Copel, na proporção de 70% e Paineira Participações S.A., na proporção de 30%.
- (6) Compagás.

### Agente fiduciário:

- (1) (2) (3) (4) (5) (7) (8) Pentágono S.A. DTVM.
- (6) BNDES Participações S.A. - BNDESPAR.

### 23.1 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.12.2015	Controladora	Consolidado
2017	332.197	890.865
2018	332.197	713.032
2019	332.196	663.921
2020	-	339.744
2021	-	16.038
Após 2021	-	136.323
	<b>996.590</b>	<b>2.759.923</b>

## 23.2 Mutação das debêntures

	Consolidado		
	circulante	não circulante	Total
<b>Em 1º.01.2014</b>	<b>57.462</b>	<b>1.150.483</b>	<b>1.207.945</b>
Ingressos	330.000	1.053.378	1.383.378
Encargos	233.888	(1.440)	232.448
Transferências	48.464	(48.464)	-
Amortização - principal	(40.608)	-	(40.608)
Pagamento - encargos	(197.715)	-	(197.715)
<b>Em 31.12.2014</b>	<b>431.491</b>	<b>2.153.957</b>	<b>2.585.448</b>
Ingressos	-	1.168.633	1.168.633
Encargos	448.627	2.857	451.484
Transferências	565.524	(565.524)	-
Amortização - principal	(154.822)	-	(154.822)
Pagamento - encargos	(366.815)	-	(366.815)
<b>Em 31.12.2015</b>	<b>924.005</b>	<b>2.759.923</b>	<b>3.683.928</b>

## 23.3 Cláusulas contratuais restritivas - *covenants*

A Copel e suas controladas emitiram debêntures com cláusulas que requerem a manutenção de determinados 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.

Em 31.12.2015, todas as condições acordadas foram integralmente atendidas.

## 24 Benefícios Pós-Emprego

A Companhia e suas controladas patrocinam planos de complementação de aposentadoria e pensão (Plano Unificado e Plano III) e de assistência médica e odontológica (Plano Assistencial), para seus empregados ativos e pós-emprego e seus dependentes legais.

### 24.1 Plano de benefício previdenciário

O plano previdenciário unificado é um plano de Benefício Definido - BD em que a renda é pré-determinada em função do nível salarial de cada indivíduo, e o plano previdenciário III é um plano de Contribuição Variável - CV.

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) a partir de 1º.01.2013, que trata de benefícios a empregados, correlacionada à norma contábil internacional IAS 19 R e IFRIC 14. As premissas econômicas e financeiras para efeitos da avaliação atuarial são discutidas com os atuários independentes e aprovadas pela Administração das patrocinadoras.

## 24.2 Plano de benefício 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 em regulamentos específicos. A cobertura inclui exames médicos periódicos e é estendida a todos os aposentados e pensionistas vitaliciamente.

## 24.3 Balanço patrimonial e resultado do exercício

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

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Plano previdenciário	21	-	1.008	1.030
Plano assistencial	7.795	8.196	593.652	897.588
	<b>7.816</b>	<b>8.196</b>	<b>594.660</b>	<b>898.618</b>
<b>Circulante</b>	<b>21</b>	<b>-</b>	<b>43.323</b>	<b>37.404</b>
<b>Não circulante</b>	<b>7.795</b>	<b>8.196</b>	<b>551.337</b>	<b>861.214</b>

Os valores consolidados reconhecidos no demonstrativo de resultado estão resumidos a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Plano previdenciário (CV)	4.173	5.258	65.878	65.715
Plano previdenciário (CV) - administradores	530	550	2.241	1.256
Plano assistencial - pós-emprego	1.587	2.269	143.236	102.119
Plano assistencial - funcionários ativos	2.114	2.721	61.927	51.266
Plano assistencial - administradores	81	82	139	143
(-) Transferências para imobilizado e intangível em curso	(4)	(301)	(19.094)	(18.957)
	<b>8.481</b>	<b>10.579</b>	<b>254.327</b>	<b>201.542</b>

## 24.4 Mutação dos benefícios pós-emprego

Consolidado	Circulante	Não circulante	Total
<b>Em 1º.01.2014</b>	<b>29.983</b>	<b>937.249</b>	<b>967.232</b>
Apropriação do cálculo atuarial	-	102.108	102.108
Contribuições previdenciárias e assistenciais	118.392	-	118.392
Ajuste referente a ganhos atuariais	-	(140.383)	(140.383)
Transferências	37.760	(37.760)	-
Amortizações	(148.731)	-	(148.731)
<b>Em 31.12.2014</b>	<b>37.404</b>	<b>861.214</b>	<b>898.618</b>
Apropriação do cálculo atuarial	-	143.202	143.202
Contribuições previdenciárias e assistenciais	133.428	-	133.428
Ajuste referente a ganhos atuariais	-	(410.330)	(410.330)
Transferências	42.749	(42.749)	-
Amortizações	(170.258)	-	(170.258)
<b>Em 31.12.2015</b>	<b>43.323</b>	<b>551.337</b>	<b>594.660</b>

## 24.5 Avaliação atuarial de acordo com o CPC 33 (R1)

### 24.5.1 Premissas atuariais

As premissas atuariais utilizadas para determinação dos valores de obrigações e custos, para 2015 e 2014, estão demonstradas a seguir:

Consolidado	2015		2014	
	Real	Nominal	Real	Nominal
<b>Econômicas</b>				
Inflação a.a.	-	6,80%	-	6,40%
<b>Taxa de desconto/retorno esperados a.a.</b>				
Planos de benefícios previdenciários	7,30%	14,60%	6,10%	12,89%
Planos de benefício assistencial	7,28%	14,58%	6,15%	12,94%
Crescimento salarial a.a.	2,00%	8,94%	2,00%	8,53%
<b>Demográficas</b>				
Tábua de mortalidade		AT - 2000		AT - 2000
Tábua de mortalidade de inválidos		WINKLEVOSS		WINKLEVOSS
Tábua de entrada em invalidez		A. VINDAS		A. VINDAS

#### 24.5.2 Número de participantes e beneficiários

Consolidado	Plano previdenciário		Plano assistencial	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Número de participantes ativos	8.838	8.723	8.571	8.429
Número de participantes inativos	7.795	7.702	7.445	7.458
Número de dependentes		-	23.933	24.935
<b>Total</b>	<b>16.633</b>	<b>16.425</b>	<b>39.949</b>	<b>40.822</b>

#### 24.5.3 Expectativa de vida a partir da idade média – Tábua AT-2000 (em anos)

Consolidado	Plano BD	Plano CV
<b>Em 31.12.2015</b>		
Participantes aposentados	15,62	25,68
Participantes pensionistas	16,64	28,65
<b>Em 31.12.2014</b>		
Participantes aposentados	16,75	24,67
Participantes pensionistas	17,17	32,62

A idade média dos participantes inativos dos planos de aposentadoria e assistência médica da Companhia e de suas controladas é de 64,9 anos.

#### 24.5.4 Avaliação atuarial

Com base na revisão das premissas, os valores do plano previdenciário para 31.12.2015 totalizaram um superávit do plano de R\$ 312.586, enquanto que, em 31.12.2014, a posição era de R\$ 183.117, resumidas abaixo:

Consolidado	Plano	Plano	31.12.2015	31.12.2014
	Previdenciário	Assistencial		
Obrigações total ou parcialmente cobertas	4.174.730	756.282	4.931.012	5.426.714
Valor justo dos ativos do plano	(4.487.316)	(162.630)	(4.649.946)	(4.712.243)
<b>Estado de cobertura do plano</b>	<b>(312.586)</b>	<b>593.652</b>	<b>281.066</b>	<b>714.471</b>
Ativo não reconhecido	312.586	-	312.586	183.117
	-	<b>593.652</b>	<b>593.652</b>	<b>897.588</b>

A Companhia e suas controladas procederam ajustes nos seus passivos assistenciais através de relatório atuarial, data base 31.12.2015, quando efetuaram os registros, em outros resultados abrangentes, do valor total de R\$ 410.330, correspondente a uma redução apurada naquela data base.

#### 24.5.5 Movimentação do passivo atuarial

<b>Consolidado</b>	<b>Plano previdenciário</b>	<b>Plano assistencial</b>
<b>Valor presente da obrigação atuarial líquida em 1º.01.2014</b>	<b>3.941.108</b>	<b>1.092.697</b>
Custo de serviço	600	8.055
Custo dos juros	405.498	110.906
Benefícios pagos	(276.463)	(65.911)
(Ganhos) / perdas atuariais	308.687	(98.463)
<b>Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2014</b>	<b>4.379.430</b>	<b>1.047.284</b>
Custo de serviço	471	34.802
Custo dos juros	559.366	127.622
Benefícios pagos	(345.288)	(74.722)
Ganhos atuariais	(419.249)	(378.704)
<b>Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2015</b>	<b>4.174.730</b>	<b>756.282</b>

#### 24.5.6 Movimentação do ativo atuarial

<b>Consolidado</b>	<b>Plano previdenciário</b>	<b>Plano assistencial</b>
<b>Valor justo do ativo do plano em 1º.01.2014</b>	<b>4.303.143</b>	<b>125.470</b>
Retorno esperado dos ativos	524.992	15.945
Contribuições e aportes	27.321	-
Benefícios pagos	(276.463)	-
Ganhos / (perdas) atuariais	(16.446)	8.281
<b>Valor justo do ativo do plano em 31.12.2014</b>	<b>4.562.547</b>	<b>149.696</b>
Retorno esperado dos ativos	564.872	19.223
Contribuições e aportes	36.294	-
Benefícios pagos	(345.288)	-
Perdas atuariais	(331.109)	(6.289)
<b>Valor justo do ativo do plano em 31.12.2015</b>	<b>4.487.316</b>	<b>162.630</b>

#### 24.5.7 Custos estimados

Os custos (receitas) estimados para 2016 para cada plano estão demonstrados a seguir:

<b>Consolidado</b>	<b>Plano previdenciário</b>	<b>Plano assistencial</b>	<b>2016</b>
Custo do serviço corrente	445	44.942	45.387
Custo estimado dos juros	601.260	108.465	709.725
Rendimento esperado do ativo do plano	(637.542)	(23.749)	(661.291)
Contribuições estimadas dos empregados	(242)	-	(242)
<b>Custos (receitas)</b>	<b>(36.079)</b>	<b>129.658</b>	<b>93.579</b>

#### 24.5.8 Análise de sensibilidade

As tabelas a seguir apresentam a análise de sensibilidade, que demonstra o efeito de um aumento ou uma redução de um ponto percentual nas taxas presumidas de variação dos custos assistenciais, sobre o agregado dos componentes de custo de serviço e custo de juros dos custos assistenciais líquidos periódicos pós-emprego e a obrigação de benefícios assistenciais acumulada pós-emprego.

	Atual	Cenários projetados	
		Aumento 1%	Redução 1%
<b>Sensibilidade da taxa de juros de longo prazo</b>			
Impactos nas obrigações do programa previdenciário	7,30%	-6,86%	7,86%
Impactos em milhares de reais - R\$		(286.319)	328.320
<b>Impactos nas obrigações do programa de saúde</b>	7,28%	-18,83%	25,07%
Impactos em milhares de reais - R\$		(141.635)	188.576
<b>Sensibilidade da taxa de crescimento de custos médicos</b>			
Impactos nas obrigações do programa de saúde	1,00%	5,69%	-5,40%
Impacto no custo do serviço do exercício seguinte - em milhares de reais - R\$		62.667	(77.816)
<b>Sensibilidade ao custo do serviço</b>			
Impactos nas obrigações do programa previdenciário	1,00%	-0,18%	0,24%
Impactos em milhares de reais - R\$		(7.548)	10.102
Impactos nas obrigações do programa de saúde	1,00%	-4,97%	3,76%
Impactos em milhares de reais - R\$		(37.415)	28.256

#### 24.5.9 Benefícios a pagar

Os benefícios estimados a serem pagos pela Companhia e sua controladas, nos próximos cinco anos, e o total de benefícios para os exercícios fiscais subsequentes, são apresentados abaixo:

Consolidado	Plano previdenciário	Outros benefícios	Total
2016	390.354	66.805	457.159
2017	390.282	63.445	453.727
2018	374.816	60.472	435.288
2019	360.423	58.170	418.593
2020	345.379	56.358	401.737
2021 a 2055	3.822.904	861.432	4.684.336

#### 24.5.10 Alocação de ativos e estratégia de investimentos

A alocação de ativos para os planos previdenciário e assistencial da Companhia e de suas controladas no final de 2015 e a alocação-meta para 2016, por categoria de ativos, são as seguintes:

Consolidado	Meta para 2016	2015
Renda fixa	87,6%	88,6%
Renda variável	4,2%	3,7%
Empréstimos	1,6%	1,6%
Imóveis	1,9%	1,9%
Investimentos estruturados	4,7%	4,2%
	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Abaixo são apresentados os limites estipulados pela administração do Fundo:

Consolidado	Plano Unificado (BD)		Plano III (CV)	
	meta (%)	mínimo (%)	meta (%)	mínimo (%)
Renda fixa	91,7%	87,0%	80,0%	60,0%
Renda variável	1,8%	1,0%	8,5%	7,0%
Empréstimos	1,0%	0,0%	3,0%	1,0%
Imóveis	2,5%	1,0%	1,0%	0,0%
Investimentos estruturados	3,0%	0,0%	7,5%	0,0%

(\*) Meta baseada no total de investimentos de cada plano.

A Administração da Fundação Copel decidiu manter participação mais conservadora em renda variável, em relação ao limite legal permitido, que é de 70%.

Em 31.12.2015 e 2014, os valores dos ativos do plano previdenciário incluíam os seguintes títulos mobiliários emitidos pela Copel:

Consolidado	Plano previdenciário de benefícios definidos	
	31.12.2015	31.12.2014
Ações	968	2.154
	<b>968</b>	<b>2.154</b>

#### 24.5.11 Informações adicionais

A Companhia e suas controladas também patrocinam um plano de contribuição variável para todos os empregados.

As contribuições nos exercícios encerrados em 31.12.2015 e 31.12.2014 foram de R\$ 68.939 e R\$ 66.914, respectivamente.

## 25 Encargos do Consumidor a Recolher

Consolidado	31.12.2015	31.12.2014
Conta de desenvolvimento energético - CDE (a)	204.309	11.709
Bandeira tarifária	52.381	-
Reserva global de reversão - RGR	20.768	11.524
	<b>277.458</b>	<b>23.233</b>

(a) Nota técnica Aneel nº 53/2015 e Resoluções Aneel nºs 1.856/2015 e 1.857/2015.

## 26 Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

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

Consolidado	Aplicado e não concluído	Saldo a recolher	Saldo a aplicar	Saldo em 31.12.2015	Saldo em 31.12.2014
<b>Pesquisa e desenvolvimento - P&amp;D</b>					
FNDCT (a)	-	5.762	-	5.762	5.742
MME	-	2.882	-	2.882	2.872
P&D	52.412	-	200.416	252.828	211.984
	<b>52.412</b>	<b>8.644</b>	<b>200.416</b>	<b>261.472</b>	<b>220.598</b>
<b>Programa de eficiência energética - PEE</b>	<b>30.654</b>	<b>-</b>	<b>106.867</b>	<b>137.521</b>	<b>115.166</b>
	<b>83.066</b>	<b>8.644</b>	<b>307.283</b>	<b>398.993</b>	<b>335.764</b>
Circulante				<b>167.881</b>	<b>175.972</b>
Não circulante				<b>231.112</b>	<b>159.792</b>

(a) Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico

### 26.2 Mutações dos saldos de P&D e PEE

Consolidado	FNDCT	MME	P&D		PEE		Total
	Circulante	Circulante	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	
<b>Em 1º.01.2014</b>	<b>3.771</b>	<b>1.887</b>	<b>46.956</b>	<b>124.972</b>	<b>75.246</b>	<b>29.749</b>	<b>282.581</b>
Constituições	33.021	16.509	964	32.054	-	31.709	114.257
Contrato de desempenho	-	-	-	-	-	1.111	1.111
Juros Selic	-	-	185	15.833	-	7.381	23.399
Transferências	-	-	42.002	(42.002)	41.015	(41.015)	-
Recolhimentos	(31.050)	(15.524)	-	-	-	-	(46.574)
Conclusões	-	-	(8.980)	-	(30.030)	-	(39.010)
<b>Em 31.12.2014</b>	<b>5.742</b>	<b>2.872</b>	<b>81.127</b>	<b>130.857</b>	<b>86.231</b>	<b>28.935</b>	<b>335.764</b>
Constituições	33.496	16.747	971	32.526	-	42.916	126.656
Contrato de desempenho	-	-	-	-	-	2.242	2.242
Juros Selic	-	-	216	22.567	-	11.277	34.060
Transferências	-	-	31.103	(31.103)	9.105	(9.105)	-
Recolhimentos	(33.476)	(16.737)	-	-	-	-	(50.213)
Conclusões	-	-	(15.436)	-	(34.080)	-	(49.516)
<b>Em 31.12.2015</b>	<b>5.762</b>	<b>2.882</b>	<b>97.981</b>	<b>154.847</b>	<b>61.256</b>	<b>76.265</b>	<b>398.993</b>



## 27 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão

Referem-se aos encargos de outorga de concessão onerosa pelo direito de uso do bem público - UBP.

Consolidado	Empresa	Outorga	Assinatura	Final	Taxa de desconto	Correção Anual	31.12.2015	31.12.2014
(1) UHE Mauá	Copel GeT	29.06.2007	03.07.2007	07.2042	5,65% a.a.	IPCA	15.437	14.200
(2) UHE Colider	Copel GeT	29.12.2010	17.01.2011	01.2046	7,74% a.a.	IPCA	21.493	19.621
(3) UHE Baixo Iguaçu	Copel GeT	19.07.2012	20.08.2012	01.2047	7,74% a.a.	IPCA	5.557	5.363
(4) PCH Cavernoso	Copel GeT	11.07.2013	11.07.2013	07.2018	7,74% a.a.	IPCA	97	117
(5) PCH Apucarantina	Copel GeT	11.07.2013	11.07.2013	07.2018	7,74% a.a.	IPCA	676	819
(6) PCH Chopim I	Copel GeT	11.07.2013	11.07.2013	07.2015	7,74% a.a.	IPCA	-	33
(7) PCH Chaminé	Copel GeT	11.07.2013	11.07.2013	07.2018	7,74% a.a.	IPCA	1.170	1.417
(8) PCH Derivação Rio Jordão	Copel GeT	11.07.2013	24.02.2014	02.2019	7,74% a.a.	IPCA	702	806
(9) UHEs Fundão e Santa Clara	Elejor	23.10.2001	25.10.2001	10.2036	11,00% a.a.	IGPM	490.533	449.351
							<b>535.665</b>	<b>491.727</b>
							<b>Circulante</b>	<b>61.786</b>
							<b>Não circulante</b>	<b>473.879</b>
								<b>54.955</b>
								<b>436.772</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:

- (1) Parcelas mensais equivalentes a 1/12 do pagamento anual proposto de R\$ 643 (51% de R\$ 1.262), conforme cláusula 6ª do Contrato de Concessão nº 001/07.
- (2) Parcelas mensais equivalentes a 1/12 do pagamento anual proposto de R\$ 1.256, a partir da entrada em operação comercial da UHE, conforme cláusula 6ª do Contrato de Concessão nº 001/11.
- (3) (4) (5) (6) (7) (8) Parcelas mensais equivalentes a 1/12 do pagamento anual proposto, conforme cláusula 5ª do Contrato de Concessão nº 007/2013, pelo prazo de 5 anos.
- (9) Parcelas mensais equivalentes a 1/12 do pagamento anual proposto de R\$ 19.000, do 6º ao 35º ano de concessão ou enquanto estiver na exploração dos aproveitamentos hidrelétricos, conforme Termo de Ratificação do Lance e cláusula 6ª do Contrato de Concessão nº 125/01.

### 27.1 Valor nominal e valor presente de contas a pagar vinculadas à concessão

Consolidado	Valor nominal	Valor presente
2016	61.931	58.626
2017	61.976	52.980
2018	62.124	47.977
2019	61.433	42.801
Após 2019	1.067.033	333.281
	<b>1.314.497</b>	<b>535.665</b>

### 27.2 Mutação de contas a pagar vinculadas à concessão

Consolidado	Circulante	Não circulante	Total
<b>Em 1º.01.2014</b>	<b>51.481</b>	<b>420.293</b>	<b>471.774</b>
Adição	215	8.454	8.669
Transferências	53.214	(53.214)	-
Pagamentos	(51.716)	-	(51.716)
Variação monetária	1.761	61.239	63.000
<b>Em 31.12.2014</b>	<b>54.955</b>	<b>436.772</b>	<b>491.727</b>
Adição	-	334	334
Transferências	55.677	(55.677)	-
Pagamentos	(55.346)	-	(55.346)
Ajuste a valor presente	-	(1.742)	(1.742)
Variação monetária	6.500	94.192	100.692
<b>Em 31.12.2015</b>	<b>61.786</b>	<b>473.879</b>	<b>535.665</b>

## 28 Outras Contas a Pagar

Consolidado	31.12.2015	31.12.2014
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	31.399	22.259
Consumidores	26.391	15.954
Devolução ao consumidor	12.011	27.817
Taxa de iluminação pública arrecadada	11.671	21.267
Aquisição de investimentos	9.571	18.228
Cauções em garantia	8.861	17.721
Outras obrigações	66.767	35.048
	<b>166.671</b>	<b>158.294</b>
	<b>Circulante</b>	<b>135.709</b>
	<b>Não circulante</b>	<b>30.962</b>
		<b>157.988</b>
		<b>306</b>

## 29 Provisões para Litígios e Passivo Contingente

A Companhia e suas controladas respondem por diversos processos judiciais e administrativos perante diferentes cortes. A Administração da Companhia, 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 nota 4.11 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 este motivo, esta informação não é fornecida.

### 29.1 Provisões para litígios

#### 29.1.1 Mutação das provisões para litígios das ações consideradas como de perda provável

Consolidado	Saldo em 1º.01.2015	Adições	Reversões	Custo de construção	Adições no imobilizado em curso	Quitações	Saldo em 31.12.2015
<b>Fiscais</b>							
Cofins (a)	254.386	-	(12.186)	-	-	-	242.200
Outras (b)	37.458	53.634	(2.257)	-	-	(3.987)	84.848
	<b>291.844</b>	<b>53.634</b>	<b>(14.443)</b>	-	-	<b>(3.987)</b>	<b>327.048</b>
<b>Trabalhistas (c)</b>	<b>326.246</b>	<b>132.868</b>	<b>(17.949)</b>	-	-	<b>(33.032)</b>	<b>408.133</b>
<b>Benefícios a empregados (d)</b>	<b>114.543</b>	<b>27.219</b>	<b>(15.018)</b>	-	-	<b>(22.264)</b>	<b>104.480</b>
<b>Cíveis</b>							
Fornecedores (e)	60.680	-	(2.868)	-	-	(57.812)	-
Cíveis e direito administrativo (f)	256.169	134.097	(22.890)	-	-	(42.159)	325.217
Servidões de passagem (g)	25.407	36.390	(41.657)	36.816	6.249	(336)	62.869
Desapropriações e patrimoniais (h)	402.219	45.586	(270.270)	6.460	13.964	(1.064)	196.895
Consumidores (i)	10.602	7.336	(2.438)	-	-	(1.844)	13.656
	<b>755.077</b>	<b>223.409</b>	<b>(340.123)</b>	<b>43.276</b>	<b>20.213</b>	<b>(103.215)</b>	<b>598.637</b>
<b>Ambientais (j)</b>	<b>479</b>	<b>389</b>	-	-	-	-	<b>868</b>
<b>Regulatórias (k)</b>	<b>58.443</b>	<b>5.498</b>	<b>(6.985)</b>	-	-	<b>(1.186)</b>	<b>55.770</b>
	<b>1.546.632</b>	<b>443.017</b>	<b>(394.518)</b>	<b>43.276</b>	<b>20.213</b>	<b>(163.684)</b>	<b>1.494.936</b>

<b>Consolidado</b>	<b>Saldo em 1º.01.2014</b>	<b>Adições</b>	<b>Reversões</b>	<b>Custo de construção</b>	<b>Adições no imobilizado em curso</b>	<b>Quitações</b>	<b>Saldo em 31.12.2014</b>
<b>Fiscais</b>							
Cofins (a)	243.131	11.255	-	-	-	-	254.386
Outras (b)	44.108	9.658	(15.310)	-	-	(998)	37.458
	<b>287.239</b>	<b>20.913</b>	<b>(15.310)</b>	-	-	<b>(998)</b>	<b>291.844</b>
<b>Trabalhistas (c)</b>	<b>196.054</b>	<b>139.181</b>	<b>(661)</b>	-	-	<b>(8.328)</b>	<b>326.246</b>
<b>Benefícios a empregados (d)</b>	<b>94.809</b>	<b>56.217</b>	<b>(414)</b>	-	-	<b>(36.069)</b>	<b>114.543</b>
<b>Cíveis</b>							
Fornecedores (e)	64.775	-	(4.095)	-	-	-	60.680
Cíveis e direito administrativo (f)	197.838	65.040	(47)	-	-	(6.662)	256.169
Servidões de passagem (g)	10.639	15.770	-	-	-	(1.002)	25.407
Desapropriações e patrimoniais (h)	353.461	39.005	-	(1.850)	11.887	(284)	402.219
Consumidores (i)	9.633	970	(1)	-	-	-	10.602
	<b>636.346</b>	<b>120.785</b>	<b>(4.143)</b>	<b>(1.850)</b>	<b>11.887</b>	<b>(7.948)</b>	<b>755.077</b>
<b>Ambientais (j)</b>	<b>211</b>	<b>268</b>	-	-	-	-	<b>479</b>
<b>Regulatórias (k)</b>	<b>51.468</b>	<b>6.975</b>	-	-	-	-	<b>58.443</b>
	<b>1.266.127</b>	<b>344.339</b>	<b>(20.528)</b>	<b>(1.850)</b>	<b>11.887</b>	<b>(53.343)</b>	<b>1.546.632</b>

<b>Controladora</b>	<b>Saldo em 1º.01.2015</b>	<b>Adições</b>	<b>Reversões</b>	<b>Quitações</b>	<b>Saldo em 31.12.2015</b>
<b>Fiscais</b>					
Cofins (a)	254.386	-	(12.186)	-	242.200
Outras (b)	29.338	3.665	(487)	(3.986)	28.530
	<b>283.724</b>	<b>3.665</b>	<b>(12.673)</b>	<b>(3.986)</b>	<b>270.730</b>
<b>Trabalhistas (c)</b>	<b>159</b>	<b>157</b>	<b>(287)</b>	-	<b>29</b>
<b>Cíveis (f)</b>	<b>672</b>	<b>5.221</b>	<b>(241)</b>	-	<b>5.652</b>
<b>Regulatórias (k)</b>	<b>12.764</b>	<b>1.345</b>	-	-	<b>14.109</b>
	<b>297.319</b>	<b>10.388</b>	<b>(13.201)</b>	<b>(3.986)</b>	<b>290.520</b>

<b>Controladora</b>	<b>Saldo em 1º.01.2014</b>	<b>Adições</b>	<b>Reversões</b>	<b>Quitações</b>	<b>Saldo em 31.12.2014</b>
<b>Fiscais</b>					
Cofins (a)	243.131	11.255	-	-	254.386
Outras (b)	22.016	8.306	-	(984)	29.338
	<b>265.147</b>	<b>19.561</b>	-	<b>(984)</b>	<b>283.724</b>
<b>Trabalhistas (c)</b>	-	<b>464</b>	<b>(177)</b>	<b>(128)</b>	<b>159</b>
<b>Cíveis (f)</b>	<b>390</b>	<b>329</b>	<b>(47)</b>	-	<b>672</b>
<b>Regulatórias (k)</b>	<b>12.310</b>	<b>454</b>	-	-	<b>12.764</b>
	<b>277.847</b>	<b>20.808</b>	<b>(224)</b>	<b>(1.112)</b>	<b>297.319</b>

#### 29.1.2 Descrição da natureza e/ou informações sobre as principais ações

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

**Autor:** Receita Federal

Cobrança da Cofins dos períodos de agosto de 1995 a dezembro de 1996 e de outubro de 1998 a junho de 2001, como decorrência de desconstituição de sentença que havia reconhecido a imunidade da Companhia quanto ao recolhimento da Cofins.

**Situação atual:** aguardando julgamento.

**b) Outras provisões fiscais**

Ações relativas a impostos, taxas e outros tributos federais, estaduais e municipais, em que a Companhia discute a incidência ou não, bem como suas bases e valores para recolhimento. A principal ação está descrita a seguir:

**Réu:** Receita Federal do Brasil

**Valor estimado:** R\$ 37.670

A Copel Geração e Transmissão requereu parcelamento do saldo a pagar do ajuste anual do IRPJ e da CSLL, referente 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 com objetivo de obstar o ato da Receita Federal que, no entendimento da Administração, não observou o limite previsto na legislação.

**Situação atual:** autos nº 5037809-14.2015.4.04.7000, em sentença proferida pelo Juiz Federal da 2ª Vara Federal julgou improcedente a ação. Dessa decisão, a Companhia interpôs Apelação ao TRF.

**c) Trabalhistas**

Ações movidas por 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) Fornecedores**

**Autores:** Rio Pedrinho Energética S.A. e Consórcio Salto Natal Energética S.A.

A Energética Rio Pedrinho S.A. e o Consórcio Salto Natal Energética S.A. promoveram em 2006, no valor conjunto de R\$ 54.895, execuções das sentenças proferidas em procedimentos arbitrais da Câmara FGV, que condenaram a Copel Distribuição S.A. ao pagamento de obrigações e encargos decorrentes de contratos de venda e compra de energia elétrica, acrescidos de correção monetária e juros de mora, celebrados à época da vigência do Programa de Geração Distribuída no Estado do Paraná - Progedis.

Em tramitação na 3ª Vara da Fazenda Pública de Curitiba, foram contingenciadas e classificadas como perdas prováveis, a saber que no curso do processo judicial ocorreram penhoras/depósitos nos valores de R\$ 22.822 (outubro de 2009), R\$ 11.832 (fevereiro de 2010) e R\$ 35.912 (junho de 2010), resgatados da conta judicial posteriormente pelos credores em outubro de 2010 e em janeiro de 2011, nos valores de R\$ 36.515 e R\$ 37.498, respectivamente, mediante carta de fiança bancária como garantia. Em 2011, requereram execução de saldos remanescentes a título de juros moratórios, nos valores de R\$ 12.790 e R\$ 9.371, sendo que, após penhorados e depositados, foram igualmente resgatados mediante caução bancária, em abril de 2012.

**Situação atual:** Em decisões judiciais publicadas em janeiro e abril de 2015, foram deferidos pedidos de liberação das cauções em favor dos fornecedores, a saber que na presente data não remanescem valores em discussão nas execuções em questão, sendo que a diferença de saldo residual de juros moratórios, no valor aproximado de R\$ 3.853, então reclamada pelo Consórcio Salto Natal, não foi reconhecida como devida pelo Tribunal de Justiça do Paraná, sem que tenha havido recurso pela parte exequente aos Tribunais Superiores. Permanece pendente de julgamento no Superior Tribunal de Justiça recurso especial da Copel em ação anulatória das sentenças arbitrais ora em execução.

**f) 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. As principais ações estão descritas a seguir:

**Autor:** Tradener Ltda.

**Valor estimado:** R\$ 134.498

Ações populares e civis públicas ajuizadas nas quais se aponta ilegalidades e nulidades relativas à celebração do contrato de comercialização de energia elétrica firmado entre a Tradener e a Companhia. 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:** - autos nº 0005550-26.2012.8.16.0004 - em sentença proferida em 29.09.2014, a Companhia foi condenada ao pagamento das comissões devidas à Tradener, no valor de R\$ 17.765, em 30.09.2012, que, acrescido de juros de mora de 1% ao mês, contados da data da citação (25.10.2012), bem como em honorários advocatícios fixados em 9% sobre o valor da condenação e em custas processuais, totaliza R\$ 55.223, em 31.12.2015. Dessa decisão, a Companhia interpôs recurso de apelação, o qual teve decisão desfavorável. A Copel interpôs Recurso Especial. Do recurso Especial da Copel, a Tradener interpôs Recurso Adesivo Especial. Nenhum dos recursos foi julgado ainda.

- autos nº 0005990.22.2012.8.16.0004 - em sentença proferida em 27.01.2014 a Companhia foi condenada ao pagamento do valor de R\$ 90.014, que é o valor atualizado pelo INPC/IBGE a partir do vencimento das comissões devidas à Tradener no contrato de comercialização firmado com a Celesc, acrescido de juros de mora de 1% ao mês, contados da citação (31.10.2012), bem como em honorários advocatícios no valor de R\$ 50, que deve ser corrigido a partir da prolação da sentença, pelo INPC/IBGE, a partir de 27.01.2014. Dessa decisão, a Companhia interpôs apelação, que ainda não foi julgada.

**Autor:** Consórcio Carioca-Passarelli

Ação de equilíbrio econômico-financeiro de contratos para a execução de obras. A Compagás e o Consórcio Carioca-Passarelli firmaram acordo judicial em 1º.09.2015, no qual a Compagás se comprometeu a pagar o valor total de R\$ 31.500, dos quais R\$ 20.000 foram pagos em 11.09.2015 e o valor restante será liquidado em 12 parcelas mensais, com vencimento final em 11.09.2016.

#### **g) 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.).

Ocorrem, também na intervenção do usucapião de terceiros, seja na qualidade de confrontante ou mesmo quando se trate de imóvel onde há áreas de servidão de passagem, a fim de preservar os limites e confrontações das faixas de servidões.

#### **h) 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 matrículas, 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, seja na qualidade de confrontante, a fim de preservar os limites e confrontações das áreas desapropriadas. A principal ação está descrita a seguir:

**Autor:** Ivaí Engenharia de Obras S.A.

**Valor estimado:** R\$ 139.132

Ação de cobrança proposta pela autora com o objetivo de cobrar os valores decorrentes do reequilíbrio econômico-financeiro do contrato firmado com a Copel Geração e Transmissão, reconhecido na ação declaratória.

**Situação atual:** em 18.12.2015, ocorreu a publicação do inteiro teor do acórdão de julgamento do 2º recurso de embargos de declaração da Copel Geração e Transmissão perante o Superior Tribunal de Justiça, no qual se discute a diferença de valores decorrente da atualização do crédito da autora com cumulação da taxa Selic com outros índices de juros no período que antecedeu ao laudo pericial. O julgamento prescreve o retorno do processo ao Tribunal de Justiça do Paraná - TJ-PR para que este profira novo julgamento sobre os embargos de declaração da Copel Geração e Transmissão, suprimindo a omissão do julgamento anterior. Em decorrência deste novo fato, apesar do recurso de embargos de declaração apresentado em 05.02.2016, pela Ivaí, pendente de julgamento no STJ, o conteúdo dos votos dos Ministros do STJ sinalizam entendimento favorável à Copel Geração e Transmissão, motivo pelo qual, em 31.12.2015, foi efetuada a revisão das perdas estimadas desta ação, revertendo parcialmente a provisão anteriormente contabilizada, no valor de R\$ 209.948. Desse modo, considera-se como perda provável somente o valor do direito de crédito da autora corrigido pelo índice oficial do TJ-PR, sendo este a média do IGP-DI/INPC, acrescido de juros de mora de 1% ao mês, mais honorários advocatícios de sucumbência.

Já há execução provisória em andamento, que está suspensa por medida cautelar da Copel Geração e Transmissão apresentada e acolhida no Tribunal de Justiça do Paraná em dezembro de 2014.

### i) 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.

### j) 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 Geração e Transmissão.

### k) Regulatórias

A Companhia está discutindo nas esferas administrativas 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\$ 46.332

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

**Situação atual:** aguardando julgamento.

## 29.2 Passivo contingente

### 29.2.1 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.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Fiscais (a)	1.252.740	1.177.495	1.476.765	1.356.224
Trabalhistas (b)	222	964	605.095	558.873
Benefícios a empregados (c)	-	-	73.310	107.118
Cíveis (d)	30.711	32.257	1.170.019	698.084
Regulatórias (e)	-	606	646.455	18.464
	<b>1.283.673</b>	<b>1.211.322</b>	<b>3.971.644</b>	<b>2.738.763</b>

### 29.2.2 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 a incidência ou não, bem como suas bases e valores para recolhimento. As principais ações estão descritas a seguir:

**Autor:** Receita Federal

**Valor estimado:** R\$ 763.590

Juros e multas exigidos em processos administrativos (nº 10980-720.458/2011-15, nº 11453-720.001/2011-23 e nº 10.980-720.267/2015-79) decorrentes de ação rescisória relativa a Cofins. Em virtude dos fortes argumentos para a defesa da COPEL, destacadamente, a decadência em razão da ausência de lançamento tempestivo por parte da RFB, sua classificação permanece como possível. O principal deste débito, porém, está classificado como provável, conforme nota 29.1-a.

**Situação atual:** aguardando julgamento.

**Autor:** Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS

**Valor estimado:** R\$ 181.014

Exigências fiscais contra a Copel referentes à execução fiscal de contribuição previdenciária (NFLD nº 35.273.870-7), sendo mister ressaltar que o processo já foi julgado favoravelmente à companhia nas duas instâncias e, o valor da contingência, encontra-se depositado em garantia judicial.

**Situação atual:** aguardando julgamento.

**Autor:** Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS

**Valor estimado:** R\$ 25.994

Exigências fiscais contra a Copel relativas a 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 (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.

#### **b) Trabalhistas**

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

#### **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. As principais ações estão descritas a seguir

**Autor:** Mineradora Tibagiana Ltda.

**Valor estimado:** R\$ 124.123

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 Geração e Transmissão participa com o percentual de 51%, onde 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:** aguardando julgamento.

**Autor:** Ivaí Engenharia de Obras S.A.

**Valor estimado:** R\$ 615.355

Ação de cobrança proposta pela autora com o objetivo de cobrar os valores decorrentes do reequilíbrio econômico-financeiro do contrato firmado com a Copel Geração e Transmissão, reconhecido na ação declaratória. O valor principal deste débito está classificado como perda provável.

**Situação atual:** em 18.12.2015, ocorreu a publicação do inteiro teor do acórdão de julgamento do 2º recurso de embargos de declaração da Copel Geração e Transmissão perante o Superior Tribunal de Justiça, no qual se discute a diferença de valores decorrente da atualização do crédito da autora com cumulação da taxa Selic com outros índices de juros no período que antecedeu ao laudo pericial. O julgamento prescreve o retorno do processo ao Tribunal de Justiça do Paraná - TJ-PR para que este profira novo julgamento sobre os embargos de declaração da Copel Geração e Transmissão, suprimindo a omissão do julgamento anterior. Em decorrência deste novo fato, apesar do recurso de embargos de declaração apresentado em 05.02.2016, pela Ivaí, pendente de julgamento no STJ, o conteúdo dos votos dos Ministros do STJ sinalizam entendimento favorável à Companhia, motivo pelo qual, em 31.12.2015, foi efetuada a revisão das perdas estimadas desta ação, revertendo parcialmente a provisão anteriormente contabilizada. Desse modo, considera-se como perda provável o valor do direito de crédito da autora corrigido pelo índice oficial do TJ-PR, sendo este a média do IGP-DI/INPC, buscado pela Copel Geração e Transmissão perante o Judiciário, acrescido de juros de mora de 1% ao mês, mais honorários advocatícios de sucumbência, embora ainda seja considerado como perda possível a reforma do acórdão do STJ, com a manutenção do acórdão anterior do TJ-PR, ou seja, permanecendo o valor do débito corrigido pela cumulação da taxa Selic com outros índices de juros no período que antecedeu o laudo pericial.

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

**Valor estimado:** R\$ 41.686

Propositura de 02 (duas) ações individuais em face da Copel Distribuição, em razão de contratos de franquia de Agência/loja Copel, com pedido principal de prorrogar a vigência da contratação e pedido secundário de reconhecer a ocorrência de subconcessão, com a transferência dos serviços prestados e o repasse integral dos valores das tarifas, dentre outras verbas, atualmente com recursos pendentes de julgamento.

**Situação atual:** aguardando julgamentos.

#### **e) Regulatórias**

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

**Autor:** Aneel

**Valor estimado:** R\$ 15.961

A Copel Distribuição interpôs recurso em face da decisão exarada pelo Diretor Geral da Aneel, através do despacho nº 3.959 de 08.12.2015, que determinou a aplicação de penalidade à Copel Distribuição, a título de parcela de ineficiência por subcontratação, em razão da sobrecontratação de Montante de Uso do Sistema de Distribuição - MUSD junto ao ONS.

**Situação atual:** aguardando julgamento.

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

**Valor estimado:** R\$ 607.541

O principal questionamento é o que tende a prevenir as distribuidoras da responsabilização por prejuízos resultantes do atraso no cronograma das obras da UHE Jirau, 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.

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 Distribuição. Isso, porque as regras de comercialização de energia elétrica impõe que toda energia consumida tenha a correspondente cobertura contratual.

Uma das medidas adotadas foi a impetração do mandado de segurança nº 1001675-88.2015.4.01.0000, junto ao Tribunal Regional Federal da 1ª Região, através da Associação Brasileira dos Distribuidores de Energia Elétrica - Abradee, da qual a Copel Distribuição faz parte, cujo pedido principal é voltado à anulação do processo promovido pela ESBR contra a Aneel desde a citação. Embora se tenha sido obtida decisão liminar favorável, houve julgamento desfavorável no Mandado de Segurança, no sentido do seu não cabimento neste caso. Aguarda-se a lavratura e publicação do acórdão.

Contudo, em 30.11.2015, foi deferido em parte o pedido da Aneel em Suspensão de Execução de Sentença nº 0050083-30.2015.4.01.0000/RO, pela Presidência do TRF da 1ª Região, no sentido de manter a deliberação do Conselho de Administração da CCEE, decorrente da 813ª reunião de 21.07.2015, que considerou, a partir da decisão judicial no âmbito da Ação Cautelar 9500- 90.2013.4.01.4100 “como obrigação de entrega 70% da garantia física proporcionada pela efetiva entrada em operação comercial das unidades geradoras da UHE Jirau até que esse montante seja equivalente à obrigação de entrega original”, cujo o impacto financeiro para a Copel Distribuição dependerá da forma de operacionalização a ser implementada pela CCEE nos processos de contabilização e liquidação de curto prazo. Decisão também sujeita a recurso.

O risco de perda da ação está classificado como possível (intermediário), considerando o montante de R\$ 607.541 em 31.12.2015, relativo à liquidação da CCEE de julho e agosto de 2015, e que considerou a devolução de R\$ 108.239, valor recebido pela Copel Distribuição na liquidação da CCEE de junho de 2015, em atendimento de decisões liminares proferidas nos autos da Ação Cautelar nº 9500-90.2013.4.01.4100 e da Ação Ordinária nº 10426-71.2013.4.04.4100.

Caso as ações sejam julgadas desfavoráveis, o valor será considerado como um Ativo Financeiro Setorial a ser recuperado mediante tarifa.

**Situação atual:** aguardando julgamento.

## 30 Patrimônio Líquido

### 30.1 Atribuível aos acionistas da empresa controladora

#### 30.1.1 Capital social

O capital social integralizado monta a R\$ 6.910.000. Sua composição por ações (sem valor nominal) e principais acionistas é a seguinte:

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	21,27	65.580.781	23,96
Eletrobrás	1.530.774	1,06	-	-	-	-	1.530.774	0,56
Custódias em bolsa:								
BM&FBOVESPA (a)	18.720.572	12,91	128.427	33,77	64.877.037	50,59	83.726.036	30,60
NYSE (b)	1.154.515	0,80	-	-	35.961.598	28,05	37.116.113	13,56
Latibex (c)	-	-	-	-	75.949	0,06	75.949	0,03
Prefeituras	178.393	0,12	9.326	2,45	3.471	-	191.190	0,07
Outros	119.453	0,07	242.538	63,78	43.943	0,03	405.934	0,15
	<b>145.031.080</b>	<b>100,00</b>	<b>380.291</b>	<b>100,00</b>	<b>128.244.004</b>	<b>100,00</b>	<b>273.655.375</b>	<b>100,00</b>

(a) Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros

(b) Bolsa de Valores de Nova Iorque

(c) Mercado de Valores Latino Americano em Euros, vinculado à Bolsa de Valores de Madri

#### 30.1.2 Ajustes de avaliação patrimonial

Na adoção inicial das IFRS, foram reconhecidos os valores justos do ativo imobilizado - custo atribuído. A conta Ajustes de avaliação patrimonial foi a contrapartida desse ajuste, líquido do imposto de renda e contribuição social diferidos, inclusive por equivalência patrimonial. A realização de tais ajustes é contabilizada na conta de lucros acumulados, na medida em que ocorra a depreciação ou eventual baixa dos itens avaliados.

Nessa conta também são registrados os ajustes decorrentes das variações de valor justo envolvendo os ativos financeiros disponíveis para venda, bem como os ajustes dos passivos atuariais.

## Mutação de ajustes de avaliação patrimonial

	Controladora	Consolidado
<b>Em 1º.01.2014</b>	<b>983.159</b>	<b>983.159</b>
<b>Ajustes referentes a ativos financeiros disponíveis para venda:</b>		
Aplicações financeiras (a)	707	1.070
Tributos sobre os ajustes	-	(363)
Investimentos em participações societárias	(190)	(190)
Tributos sobre os ajustes	65	65
<b>Ajustes referentes a passivos atuariais:</b>		
Benefícios pós-emprego	(3.712)	140.383
Tributos sobre os ajustes	1.262	(48.584)
Benefícios pós-emprego - equivalência (a)	94.425	(582)
<b>Outros ajustes:</b>		
Outros ajustes - controladas (a)	(1.282)	(2.777)
Tributos sobre os outros ajustes	-	945
<b>Realização dos ajustes de avaliação patrimonial:</b>		
Custo atribuído do imobilizado	-	(149.295)
Tributos sobre a realização dos ajustes	-	50.760
Custo atribuído do imobilizado - equivalência (a)	(101.001)	(2.466)
Custo atribuído do imobilizado - realização de investimento	(850)	(850)
Passivo atuarial - realização de investimento	4.381	4.381
<b>Atribuível aos acionistas não controladores</b>	<b>-</b>	<b>1.308</b>
<b>Em 31.12.2014</b>	<b>976.964</b>	<b>976.964</b>
<b>Ajustes referentes a ativos financeiros disponíveis para venda:</b>		
Aplicações financeiras (a)	417	633
Tributos sobre os ajustes	-	(216)
Investimentos em participações societárias	(5)	(5)
Tributos sobre os ajustes	1	1
<b>Ajustes referentes a passivos atuariais:</b>		
Benefícios pós-emprego	2.050	410.330
Tributos sobre os ajustes	(696)	(139.059)
Benefícios pós-emprego - equivalência (a)	289.082	19.660
<b>Realização dos ajustes de avaliação patrimonial:</b>		
Custo atribuído do imobilizado	-	(137.031)
Tributos sobre a realização dos ajustes	-	46.590
Custo atribuído do imobilizado - equivalência (a)	(90.441)	-
<b>Atribuível aos acionistas não controladores</b>	<b>-</b>	<b>(495)</b>
<b>Em 31.12.2015</b>	<b>1.177.372</b>	<b>1.177.372</b>

(a) Equivalência patrimonial na controladora, líquida de tributos.

### 30.1.3 Reserva legal e reserva de retenção de lucros

A reserva legal é constituída com base em 5% do lucro líquido do exercício, antes de qualquer destinação, limitada a 20% do capital social.

A reserva de retenção de lucros visa à cobertura do programa de investimento da Companhia, conforme o artigo 196 da Lei nº 6.404/1976. Sua constituição ocorre mediante retenção do remanescente do lucro líquido do exercício, após a reserva legal, os juros sobre o capital próprio e os dividendos.

### 30.1.4 Proposta de distribuição de dividendos

<b>Controladora</b>	<b>31.12.2015</b>	<b>31.12.2014</b>
<b>Cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios (25%) - (1)</b>		
Lucro líquido do exercício	1.192.738	1.205.950
Reserva legal (5%)	(59.637)	(60.298)
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial	90.441	99.394
Base de cálculo para os dividendos mínimos obrigatórios	1.223.542	1.245.046
	<b>305.885</b>	<b>311.262</b>
<b>Distribuição total proposta - (2) (3+5)</b>	<b>326.795</b>	<b>622.523</b>
<b>Juros sobre o capital próprio, brutos - (3)</b>	198.000	30.000
Imposto de renda retido na fonte	(20.910)	(3.161)
<b>Juros sobre o capital próprio, líquidos - (4)</b>	<b>177.090</b>	<b>26.839</b>
<b>Dividendos propostos - (5)</b>	<b>128.795</b>	<b>592.523</b>
<b>Distribuição total proposta, líquida - (6) (4+5)</b>	<b>305.885</b>	<b>619.362</b>
<b>Dividendo adicional proposto (7) (6-1)</b>	-	<b>308.100</b>
<b>Pagamento antecipado referendado pelo CAD - (8)</b>	-	<b>377.609</b>
Juros sobre o capital próprio, líquidos	-	26.839
Dividendos	-	350.770
<b>Pagamento antecipado superior ao mínimo obrigatório - (9) (8-1)</b>	-	<b>66.347</b>
<b>Dividendo adicional proposto ajustado (10) (7-9)</b>	-	<b>241.753</b>
<b>Valor bruto dos dividendos por ação:</b>		
Ações ordinárias	1,13716	2,17236
Ações preferenciais classe "A"	2,52507	2,52507
Ações preferenciais classe "B"	1,25473	2,39000
<b>Valor bruto dos dividendos por classes de ações:</b>		
Ações ordinárias	164.924	315.060
Ações preferenciais classe "A"	960	962
Ações preferenciais classe "B"	160.911	306.501

Conforme as disposições legais e estatutárias vigentes, a base de cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios é obtida a partir do lucro líquido, diminuído da quota destinada à reserva legal. Contudo, a Administração deliberou acrescentar na citada base de cálculo a realização dos ajustes de avaliação patrimonial, de que trata o item 28 do ICPC nº 10, de forma a anular o efeito causado ao resultado pelo aumento da despesa com depreciação, decorrente da adoção das normas contábeis por ele estabelecidas, bem como pelo CPC nº 27 - Ativo Imobilizado. Este procedimento reflete a política de remuneração aos acionistas da Companhia, a qual será praticada durante a realização de toda a reserva de ajustes de avaliação patrimonial.

A distribuição dos dividendos mínimos obrigatórios é reconhecida como um passivo nas demonstrações financeiras da Companhia e de suas controladas ao final do exercício.

De acordo com o ICPC nº 08, o dividendo adicional proposto corresponde à parcela do valor proposto pela Administração à Assembleia Geral Ordinária - AGO, excedente aos dividendos mínimos obrigatórios previstos no estatuto social, é mantido em reserva específica no patrimônio líquido até a deliberação por parte da AGO, quando então é reconhecido como dívida no passivo circulante.

O benefício fiscal dos juros sobre capital próprio é reconhecido na demonstração de resultado no momento do seu registro em contas a pagar.

### 30.1.5 Lucro por ação - básico e diluído

<b>Controladora</b>	<b>31.12.2015</b>	<b>31.12.2014</b>
<b>Numerador básico e diluído</b>		
Lucro líquido básico e diluído alocado por classes de ações, atribuído aos acionistas controladores:		
Ações ordinárias	603.746	610.434
Ações preferenciais classe "A"	1.741	1.766
Ações preferenciais classe "B"	587.251	593.750
	<b>1.192.738</b>	<b>1.205.950</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"	380.291	381.465
Ações preferenciais classe "B"	128.244.004	128.242.830
	<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	4,16287	4,20899
Ações preferenciais classe "A"	4,57807	4,62953
Ações preferenciais classe "B"	4,56917	4,62989

O lucro ou prejuízo líquido por ação é calculado com base na média ponderada do número de ações em circulação durante o período de divulgação. Para todos os períodos apresentados, a Companhia não tem nenhum instrumento potencial equivalente a ações ordinárias que pudesse ter efeito dilutivo, desta forma, o lucro básico por ações é equivalente ao lucro por ação diluído.

Uma vez que os acionistas preferenciais e ordinários possuem direitos a dividendos, a voto e a liquidação diferentes, os lucros básicos e diluídos por ação foram calculados pelo método de "duas classes". O método de "duas classes" é uma fórmula de alocação do lucro que determina o lucro por ação preferencial e ordinária de acordo com os dividendos declarados, conforme o estatuto social da Companhia e os direitos de participação sobre lucros não-distribuídos calculados de acordo com o direito a dividendos de cada classe de ações.

### 30.2 **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.01.2014</b>	<b>115.457</b>	<b>21.606</b>	<b>140.350</b>	<b>277.413</b>
Dividendos propostos	(8.045)	(1.367)	(44.267)	(53.679)
Ajuste de avaliação patrimonial	(758)	(550)	-	(1.308)
Resultado do exercício	29.579	5.756	94.330	129.665
<b>Em 31.12.2014</b>	<b>136.233</b>	<b>25.445</b>	<b>190.413</b>	<b>352.091</b>
Dividendos e JSCP propostos	(3.128)	(16.182)	(67.339)	(86.649)
Ajuste de avaliação patrimonial	495	-	-	495
Resultado do período	11.304	12.937	48.572	72.813
<b>Em 31.12.2015</b>	<b>144.904</b>	<b>22.200</b>	<b>171.646</b>	<b>338.750</b>

## 31 Receita Operacional Líquida

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos do consumidor (31.5)	ISSQN	Receita líquida 31.12.2015
Fornecimento de energia elétrica (31.1)	11.289.201	(1.045.529)	(2.784.289)	(1.712.463)	-	5.746.920
Suprimento de energia elétrica (31.2)	4.130.184	(350.796)	-	(71.947)	-	3.707.441
Disponibilidade da rede elétrica (31.3)	5.879.729	(547.565)	(1.420.129)	(1.523.530)	-	2.388.505
Receita de construção	1.196.324	-	-	-	-	1.196.324
Telecomunicações	277.876	(10.760)	(55.038)	-	(2.151)	209.927
Distribuição de gás canalizado	704.625	(66.877)	(111.349)	-	-	526.399
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	858.170	-	-	-	-	858.170
Outras receitas operacionais (31.4)	119.402	(22.545)	-	-	(2.412)	94.445
	<b>24.455.511</b>	<b>(2.044.072)</b>	<b>(4.370.805)</b>	<b>(3.307.940)</b>	<b>(4.563)</b>	<b>14.728.131</b>

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos do consumidor (31.5)	ISSQN	Receita líquida 31.12.2014
Fornecimento de energia elétrica (31.1)	6.581.808	(573.026)	(1.584.499)	(53.130)	-	4.371.153
Suprimento de energia elétrica (31.2)	4.882.071	(430.976)	-	(80.303)	-	4.370.792
Disponibilidade da rede elétrica (31.3)	3.708.296	(347.962)	(958.690)	(164.174)	-	2.237.470
Receita de construção	1.279.010	-	-	-	-	1.279.010
Telecomunicações	216.223	(11.310)	(38.615)	-	(837)	165.461
Distribuição de gás canalizado	495.132	(45.504)	(58.343)	-	-	391.285
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	1.033.866	-	-	-	-	1.033.866
Outras receitas operacionais (31.4)	131.434	(59.529)	-	-	(2.425)	69.480
	<b>18.327.840</b>	<b>(1.468.307)</b>	<b>(2.640.147)</b>	<b>(297.607)</b>	<b>(3.262)</b>	<b>13.918.517</b>

### 31.1 Fornecimento de energia por classe de consumidor

Consolidado	Receita bruta		Receita líquida	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Residencial	3.554.995	2.110.043	1.804.690	1.429.593
Industrial	3.829.081	2.369.527	2.049.456	1.563.121
Comercial, serviços e outras atividades	2.511.750	1.365.319	1.155.967	838.312
Rural	546.685	305.214	339.338	260.801
Poder público	273.120	152.321	149.663	108.348
Iluminação pública	271.036	127.838	122.904	78.626
Serviço público	302.534	151.546	124.902	92.352
	<b>11.289.201</b>	<b>6.581.808</b>	<b>5.746.920</b>	<b>4.371.153</b>

### 31.2 Suprimento de energia elétrica

Consolidado	Receita bruta	
	31.12.2015	31.12.2014
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	2.159.431	2.987.114
Contratos bilaterais	1.160.503	1.172.588
Contrato de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado - CCEAR (leilão)	793.036	722.120
Regime de cotas	17.214	249
	<b>4.130.184</b>	<b>4.882.071</b>

### 31.3 Disponibilidade da rede elétrica por classe de consumidor

Consolidado	Receita bruta		Receita líquida	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Residencial	1.961.163	1.363.517	706.983	793.022
Industrial	1.280.283	701.408	459.231	398.566
Comercial, serviços e outras atividades	1.399.336	869.622	507.703	506.163
Rural	300.297	190.620	185.378	109.278
Poder público	161.275	108.809	71.141	72.590
Iluminação pública	153.826	97.828	53.844	56.376
Serviço público	111.539	64.337	39.896	37.212
Consumidores livres	282.241	147.135	179.711	126.534
Rede básica, de fronteira e de conexão	1.352	1.044	860	899
Receita de operação e manutenção - O&M	91.772	106.833	67.663	86.590
Receita de juros efetivos	136.645	57.143	116.095	50.240
	<b>5.879.729</b>	<b>3.708.296</b>	<b>2.388.505</b>	<b>2.237.470</b>

### 31.4 Outras receitas operacionais

Consolidado	Receita bruta	
	31.12.2015	31.12.2014
Arrendamentos e aluguéis (31.4.1)	88.008	96.809
Renda da prestação de serviços	17.203	23.987
Serviço taxado	8.773	8.207
Outras receitas	5.418	2.431
	<b>119.402</b>	<b>131.434</b>

#### 31.4.1 Receita de arrendamento e aluguéis

Consolidado	31.12.2015	31.12.2014
Equipamentos e estruturas	87.190	88.988
Compartilhamento de instalações	547	1.210
Imóveis	271	206
Usina termelétrica de Araucária	-	6.405
	<b>88.008</b>	<b>96.809</b>

### 31.5 Encargos do consumidor

Consolidado	31.12.2015	31.12.2014
Conta de desenvolvimento energético - CDE (31.5.1)	1.494.630	133.021
Outros encargos do consumidor - bandeira tarifária	1.120.218	-
Conta de desenvolvimento energético - CDE Energia	497.667	-
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética - P&D e PEE	126.656	114.257
Quota para reserva global de reversão - RGR	62.554	50.329
Taxa de fiscalização	6.215	-
	<b>3.307.940</b>	<b>297.607</b>

#### 31.5.1 Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

A CDE, criada pela Lei nº 10.438/2002, tem por finalidades principais compensar os descontos tarifários aplicados às tarifas de uso e de energia para determinados usuários; a universalização do serviço de energia elétrica; e promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes alternativas nas áreas atendidas pelo sistema elétrico interligado nacional - SIN.



A partir da publicação da Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013, que tratou da renovação de concessões de energia elétrica, da redução de encargos setoriais e da modicidade tarifária, os recursos da CDE foram utilizados para compensar as operações financeiras vinculados à indenização por ocasião da reversão das concessões de geração de energia elétrica.

O fundo CDE foi ainda destinado para cobrir custos decorrentes da exposição involuntária no mercado de curto prazo e custos do despacho termoeletrico em 2013 e janeiro de 2014, devido às condições hidroenergéticas desfavoráveis desde o final de 2012, relacionado principalmente aos baixos índices dos reservatórios das usinas hidrelétricas (Decreto nº 7.891/2013). Esta parcela do encargo é chamada de CDE Energia.

Os recursos da CDE são provenientes, entre outras fontes, das quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializam energia elétrica com o consumidor final, através de encargo tarifário. Mediante o aumento das despesas do fundo, as quotas de CDE para as distribuidoras foram elevadas em 2015.

Cabe ressaltar que de fevereiro a dezembro de 2014, recursos da Conta-ACR (Decreto nº 8.221/2014), cobriram total ou parcialmente os custos adicionais de exposição involuntária no mercado de curto prazo e do despacho termoeletrico associado aos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Regulada na modalidade por disponibilidade - CCEAR-D, através da contratação de operações de crédito bancário pela CCEE. Estes recursos, tanto da CDE quanto da Conta-ACR, minimizaram o impacto financeiro nas distribuidoras ocasionado pelo aumento dos custos de energia.

Neste contexto, para a Copel Distribuição, a quota mensal da CDE Energia é de R\$ 17.120, e quota mensal da CDE Uso de R\$ 19.775 para janeiro e fevereiro de 2015, e passou a R\$ 144.232 de março a dezembro de 2015 (Resolução Homologatória 1.857/2015). A elevação do encargo CDE Uso impactou significativamente o Reajuste Tarifário Extraordinário aplicado a partir de março de 2015. Em dezembro de 2015, são deduzidos da parcela de CDE Uso valores não arrecadados em razão dos efeitos da decisão liminar já proferida em favor da Abrace, conforme decisão liminar em favor da Abradee, que assegura às distribuidoras associadas o direito do não repasse.

A partir de junho de 2015, a Copel passou a recolher a quota de CDE relativa à Conta-ACR, no montante de R\$ 46.638, que será paga em 57 parcelas atualizadas anualmente (Resolução Homologatória 1.863/2015 de 31/03/2015). O encargo foi alocado às distribuidoras na proporção do mercado de fornecimento e suprimento realizado de fevereiro a dezembro de 2014, e é destinado a amortizar as operações de crédito contratadas pela CCEE, cujo valor considera os custos financeiros e administrativos das operações contratadas.

### **31.6 Reajuste tarifário da Copel Distribuição**

A Aneel homologou o Reajuste Anual da Copel Distribuição por meio da Resolução Homologatória nº 1.897 de 16.06.2015, que autorizou a aplicação de 15,32% no reajuste médio das tarifas a partir de 24.06.2015. Está compondo, neste reajuste, a parcela correspondente aos diferimentos parciais dos componentes financeiros referentes aos Reajustes Tarifários de 2013 e de 2014, solicitados pela Copel Distribuição na época.

O reajuste de 15,32% é composto por: (i) 20,58% referentes à inclusão de componentes financeiros, os quais serão recuperados nos 12 meses subsequentes ao reajuste (incluindo o montante de R\$ 935.256 correspondente aos diferimentos realizados em 2013 e 2014); (ii) 0,34% decorrente da atualização da Parcela B; (iii) -3,25% referentes ao ajuste da Parcela A; e (iv) -2,35% que refletem a retirada dos componentes financeiros do processo anterior. O reajuste foi aplicado integralmente às tarifas da Copel Distribuição a partir do dia 24.06.2015, iniciando-se em julho de 2015 a amortização dos Ativos Financeiros Setoriais.

Em 31.12.2015, o montante atualizado do diferimento é de R\$ 467.627 (NE nº 9.1), a serem amortizados em 2016.

#### **Revisão Tarifária Extraordinária - RTE 2015**

A Aneel, em 27.02.2015, aprovou a Revisão Tarifária Extraordinária em 36,79% a partir de 02.03.2015, que teve como objetivo restabelecer a cobertura tarifária das distribuidoras de energia elétrica em decorrência do aumento da quota de CDE (22,14% do reajuste), e ao reposicionamento dos custos com energia (14,65% do reajuste) em função do reajuste da tarifa de Itaipu, impactada pela variação cambial e cenário hidrológico, e dos elevados preços praticados no 14º Leilão de Energia Existente (A-1 2014) e no 18º Leilão de Ajuste, realizado em 15.01.2015.

No Reajuste Anual de 2015, foi considerado o valor parcial da RTE 2015, sendo o saldo atual em 31.12.2015, atualizado pela Taxa Selic, de R\$ 179.763 (NE nº 9.1). O saldo remanescente da RTE no montante de R\$ 528.846 (NE nº 9.1), atualizado até 31.12.2015, será considerado no próximo reajuste tarifário.

#### **Bandeiras Tarifárias**

A partir de 1º.01.2015, conforme previsto na Resolução Normativa Aneel nº 547 de 16.04.2013, teve início a cobrança das bandeiras tarifárias nas faturas de energia elétrica. A Aneel homologa o valor a ser considerado para as bandeiras tarifárias, considerando a previsão do despacho de geração térmica, ESS gerado por segurança energética, exposição involuntária ao mercado de curto prazo, risco hidrológico associado à geração de Itaipu e das usinas convertidas em cotas de garantia física.

Inicialmente a Aneel definiu os valores de 15 R\$/MWh para bandeira amarela e 30 R\$/MWh para bandeira vermelha, vigentes para os meses de janeiro e fevereiro de 2015. De março a agosto, os valores foram atualizados, respectivamente, para 25 R\$/MWh e 55 R\$/MWh. Em setembro, por meio da Resolução Homologatória nº 1.945, de 28.08.2015, a Aneel definiu novos valores. A bandeira amarela permaneceu em 25 R\$/MWh e a bandeira vermelha o valor passou a 45,00 R\$/MWh. A partir de 1º.02.2016, a bandeira vermelha passou a ter dois patamares, R\$ 3,00 e R\$ 4,50, aplicados a cada 100 kWh (quilowatt-hora) consumidos, e a bandeira amarela passou a R\$ 1,50, aplicados a cada 100 kWh. Para todo o ano de 2015 foi aplicado o regime de bandeira vermelha.

Mediante a publicação do Decreto nº 8.401 de 04.02.2015, foi criada a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT destinada a administrar os recursos decorrentes da aplicação das bandeiras tarifárias instituídas pela Aneel, sendo os recursos disponíveis repassados aos agentes de distribuição, considerados os valores efetivamente realizados conforme a previsão das variações relativas aos custos de geração por fonte termelétrica e à exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo que afetem os agentes de distribuição de energia elétrica conectados ao Sistema Interligado Nacional - SIN e a cobertura tarifária vigente.

No Reajuste Anual de 2015, a receita decorrente da aplicação do adicional da bandeira tarifária vermelha e os repasses da Conta Bandeiras para os períodos de competência de janeiro de 2015 a março de 2015 foram considerados na apuração da CVA energia e da CVA ESS/EER, conforme Resolução Homologatória nº 1.897 de 16.06.2015. Os custos não cobertos pelas bandeiras tarifárias no ciclo atual serão considerados no processo tarifário subsequente.

A Copel Distribuição reconheceu o montante de R\$ 1.120.218 de bandeira tarifária, entre receitas faturadas e não faturadas, sendo R\$ 203.459 relativos à conta CCRBT e R\$ 916.759 destinados à cobertura dos custos de energia e encargos. Para a competência de dezembro de 2015, os valores foram estimados pela Copel Distribuição.

## 32 Custos e Despesas Operacionais

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	31.12.2015
Energia elétrica comprada para revenda (32.1)	(6.032.916)	-	-	-	(6.032.916)
Encargos de uso da rede elétrica	(919.788)	-	-	-	(919.788)
Pessoal e administradores (32.2)	(863.406)	(15.617)	(289.827)	-	(1.168.850)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24)	(196.238)	(2.388)	(55.701)	-	(254.327)
Material	(66.968)	(748)	(8.986)	-	(76.702)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(199.323)	-	-	-	(199.323)
Gás natural e insumos para operação de gás	(1.176.090)	-	-	-	(1.176.090)
Serviços de terceiros (32.3)	(365.745)	(41.876)	(111.882)	-	(519.503)
Depreciação e amortização	(600.240)	(35)	(68.558)	(7.639)	(676.472)
Provisões e reversões (32.4)	66.029	(226.837)	-	(50.021)	(210.829)
Custo de construção (32.5)	(1.251.004)	-	-	-	(1.251.004)
Outros custos e despesas operacionais (32.6)	(193.627)	4.104	(135.652)	(100.959)	(426.134)
	<b>(11.799.316)</b>	<b>(283.397)</b>	<b>(670.606)</b>	<b>(158.619)</b>	<b>(12.911.938)</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>Reapresentado 31.12.2014</b>
Energia elétrica comprada para revenda (32.1)	(5.080.594)	-	-	-	(5.080.594)
Encargos de uso da rede elétrica	(384.846)	-	-	-	(384.846)
Pessoal e administradores (32.2)	(781.270)	(12.534)	(259.007)	-	(1.052.811)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24)	(157.968)	(1.468)	(42.106)	-	(201.542)
Material	(64.238)	(524)	(9.673)	-	(74.435)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(150.848)	-	-	-	(150.848)
Gás natural e insumos para operação de gás	(1.469.842)	-	-	-	(1.469.842)
Serviços de terceiros (32.3)	(299.958)	(44.517)	(79.989)	-	(424.464)
Depreciação e amortização	(590.540)	(26)	(38.622)	(755)	(629.943)
Provisões e reversões (32.4)	(807.281)	(66.196)	-	(330.205)	(1.203.682)
Custo de construção (32.5)	(1.285.902)	-	-	-	(1.285.902)
Outros custos e despesas operacionais (32.6)	(215.475)	4.278	(122.719)	(58.608)	(392.524)
	<b>(11.288.762)</b>	<b>(120.987)</b>	<b>(552.116)</b>	<b>(389.568)</b>	<b>(12.351.433)</b>

<b>Controladora</b>	<b>Despesas gerais e administrativas</b>	<b>Outras receitas (despesas), líquidas</b>	<b>31.12.2015</b>
Pessoal e administradores (32.2)	(76.665)	-	(76.665)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24)	(8.481)	-	(8.481)
Material	(542)	-	(542)
Serviços de terceiros	(13.834)	-	(13.834)
Depreciação e amortização	(2)	(6.606)	(6.608)
Provisões e reversões (32.4)	-	2.813	2.813
Outras receitas (despesas) operacionais	(24.193)	207	(23.986)
	<b>(123.717)</b>	<b>(3.586)</b>	<b>(127.303)</b>

<b>Controladora</b>	<b>Despesas gerais e administrativas</b>	<b>Outras receitas (despesas), líquidas</b>	<b>31.12.2014</b>
Pessoal e administradores (32.2)	(88.353)	-	(88.353)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24)	(10.579)	-	(10.579)
Material	(470)	-	(470)
Serviços de terceiros	(6.591)	-	(6.591)
Depreciação e amortização	-	(755)	(755)
Provisões e reversões (32.4)	-	(20.584)	(20.584)
Outras receitas (despesas) operacionais	(13.646)	770	(12.876)
	<b>(119.639)</b>	<b>(20.569)</b>	<b>(140.208)</b>

### 32.1 Energia elétrica comprada para revenda

<b>Consolidado</b>	<b>31.12.2015</b>	<b>Reapresentado 31.12.2014</b>
Compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	3.812.509	3.394.222
Itaipu Binacional	1.567.844	739.002
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE (32.1.1)	982.388	2.281.328
Programa de incentivo a novas fontes de energia alternativa - Proinfa	177.946	183.617
Contratos bilaterais	30.557	177.149
(-) Repasse CDE e Conta-ACR - Decretos nºs 8.221/2014 e 7.891/2013 (32.1.2)	-	(1.253.436)
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre energia elétrica comprada para revenda	(538.328)	(441.288)
	<b>6.032.916</b>	<b>5.080.594</b>

### 32.1.1 Recuperação do Custo de Compra de Energia pela Repactuação do GSF

Do montante de compra de energia no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE foi recuperado pela Copel Geração e Transmissão e Elejor o valor de R\$ 134.620 pela repactuação do risco hidrológico das UHEs Mauá, Foz do Areia, Santa Clara e Fundão conforme descrito na NE nº 14.1.

### 32.1.2 (-) Repasse CDE e Conta-ACR - Decretos nºs 8.221/2014 e 7.891/2013

Do montante dos custos com energia elétrica comprada para revenda, foram recuperados através de recursos financeiros da CDE (NE nº 31.5.1), durante o ano de 2013 e janeiro de 2014, e da Conta ACR, para a competência de fevereiro a dezembro de 2014. Estes repasses não ocorreram para a competência de 2015.

## 32.2 Pessoal e administradores

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
<b>Pessoal</b>				
Remunerações	46.310	53.992	735.072	642.901
Encargos sociais	15.249	18.297	227.667	204.695
Auxílio alimentação e educação	4.094	5.374	98.367	85.927
Participação nos lucros e/ou resultados (a)	2.925	3.352	78.462	92.657
Provisão (reversão) para indenização por demissões voluntárias e aposentadorias	-	(547)	5.443	6.588
	<b>68.578</b>	<b>80.468</b>	<b>1.145.011</b>	<b>1.032.768</b>
<b>Administradores</b>				
Honorários	6.420	6.025	19.027	15.614
Encargos sociais	1.632	1.587	4.645	3.977
Outros gastos	35	273	167	452
	<b>8.087</b>	<b>7.885</b>	<b>23.839</b>	<b>20.043</b>
	<b>76.665</b>	<b>88.353</b>	<b>1.168.850</b>	<b>1.052.811</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.

## 32.3 Serviços de terceiros

Consolidado	31.12.2015	31.12.2014
Manutenção do sistema elétrico	160.564	102.116
Manutenção de instalações	85.192	90.909
Comunicação, processamento e transmissão de dados	72.042	50.894
Leitura e entrega de faturas	44.399	37.766
Agentes autorizados e credenciados	34.429	35.116
Atendimento a consumidor	20.478	17.624
Outros serviços	102.399	90.039
	<b>519.503</b>	<b>424.464</b>

## 32.4 Provisões e reversões

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
PCLD (Clientes e Outros créditos)	-	-	226.838	53.193
Provisão (reversão) para litígios (NE nº 29)	(2.813)	20.584	48.499	323.811
Provisão para perdas de créditos tributários	-	-	1.521	6.394
Provisão (reversão) para redução ao valor recuperável de ativos (NE nº 18.9)	-	-	(66.029)	807.281
Provisão para perdas em consórcios	-	-	-	13.003
	<b>(2.813)</b>	<b>20.584</b>	<b>210.829</b>	<b>1.203.682</b>

### 32.5 Custo de construção

<b>Consolidado</b>	<b>31.12.2015</b>	<b>31.12.2014</b>
Material	574.132	648.102
Serviços de terceiros	504.197	450.627
Pessoal	100.299	127.039
Outros	72.376	60.134
	<b>1.251.004</b>	<b>1.285.902</b>

### 32.6 Outros custos e despesas operacionais

<b>Consolidado</b>	<b>31.12.2015</b>	<b>31.12.2014</b>
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos	155.147	140.810
Perdas na desativação e alienação de bens	53.266	21.765
Indenizações	50.541	28.549
Arrendamentos e aluguéis (32.6.1)	33.961	28.533
Propaganda e publicidade	25.867	16.745
Tributos	24.237	84.671
Outros custos e despesas, líquidos	83.115	71.451
	<b>426.134</b>	<b>392.524</b>

#### 32.6.1 Arrendamentos e aluguéis

<b>Consolidado</b>	<b>31.12.2015</b>	<b>31.12.2014</b>
Imóveis	27.830	23.919
Outros	7.434	5.977
(-) Créditos de PIS e Cofins	(1.303)	(1.363)
	<b>33.961</b>	<b>28.533</b>

### 33 Resultado Financeiro

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	Reapresentado 31.12.2014
<b>Receitas financeiras</b>				
Juros e variação monetária sobre repasse CRC (NE nº 8.1)	217.722	157.422	217.722	157.422
Variação monetária sobre contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.1)	-	-	217.713	76.989
Acréscimos moratórios sobre faturas de energia	-	-	168.796	138.578
Renda de aplicações financeiras mantidas para negociação	1.556	19.087	139.056	184.468
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2)	-	-	121.401	7.278
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	25.198	7.455
Remuneração sobre contas a receber vinculadas à indenização da concessão (NE nº 11.2)	-	-	20.363	50.271
Renda de aplicações financeiras disponíveis para venda	18	14	16.160	26.658
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 27.2)	-	-	2.122	-
Outras receitas financeiras	26.051	25.685	58.809	52.859
	<b>245.347</b>	<b>202.208</b>	<b>987.340</b>	<b>701.978</b>
<b>(-) Despesas financeiras</b>				
Encargos de dívidas	272.193	182.375	751.524	366.686
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 27.2)	-	-	101.072	63.000
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	96.162	24.580
PIS/Pasep e Cofins sobre juros sobre capital próprio	41.579	28.092	42.627	28.404
Juros sobre P&D e PEE (NE nº 26.2)	-	-	34.060	23.399
Outras variações monetárias e cambiais	157	1.475	16.940	7.302
Variação monetária sobre repasse CRC (NE nº 8.1)	-	21.790	-	21.790
Outras despesas financeiras	172	30	55.913	36.225
	<b>314.101</b>	<b>233.762</b>	<b>1.098.298</b>	<b>571.386</b>
<b>Líquido</b>	<b>(68.754)</b>	<b>(31.554)</b>	<b>(110.958)</b>	<b>130.592</b>

### 34 Segmentos Operacionais

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

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

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

Nos exercícios de 2015 e de 2014, todas as vendas foram realizadas em território brasileiro, bem como, todos os ativos não correntes estão localizados em território nacional.

Não foram identificados nenhum cliente na Companhia e de suas controladas que seja responsável individualmente por mais de 10% da receita líquida total do exercício de 2015.

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 no resumo das principais práticas contábeis e as operações intersegmentos são realizadas como se estas fossem com terceiros, ou seja, pelos preços correntes de mercado.

### 34.2 Segmentos reportáveis da Companhia

**Geração e transmissão de energia elétrica (GET)** - tem como atribuição produzir energia elétrica a partir de empreendimentos de fontes hidráulica, eólica e térmica (**GER**), e prover os serviços de transporte e transformação da energia elétrica, sendo responsável pela construção, operação e manutenção de subestações, bem como pelas linhas destinadas à transmissão de energia (**TRA**); para os gestores, os ativos e passivos dos segmentos de geração e de transmissão de energia são apresentados de forma agregada e o resultado é apresentado de forma segregada.

**Distribuição e comercialização de energia elétrica (DIS)** - tem como atribuição distribuir e comercializar energia, 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; e

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

### 34.3 Ativo por segmento reportável

ATIVO	GET	DIS	TEL	GÁS	HOL	Eliminações	Consolidado
<b>31.12.2015</b>							
<b>ATIVO TOTAL</b>	<b>13.730.872</b>	<b>10.715.266</b>	<b>769.317</b>	<b>481.303</b>	<b>3.641.088</b>	<b>(390.189)</b>	<b>28.947.657</b>
<b>ATIVO CIRCULANTE</b>	<b>2.237.784</b>	<b>4.155.554</b>	<b>179.898</b>	<b>103.579</b>	<b>873.169</b>	<b>(616.587)</b>	<b>6.933.397</b>
Caixa e equivalentes de caixa	869.397	416.086	122.667	29.321	43.256	-	1.480.727
Títulos e valores mobiliários	371.992	165	-	-	34.117	-	406.274
Cauções e depósitos vinculados	-	1.717	-	151	132	-	2.000
Clientes	637.575	2.353.136	25.486	62.125	-	(45.495)	3.032.827
Dividendos a receber	93.645	-	-	-	500.266	(553.566)	40.345
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	-	-	-	-	111.663	-	111.663
Ativos financeiros setoriais líquidos	-	910.759	-	-	-	-	910.759
Contas a receber vinculadas à concessão	9.162	-	-	-	-	-	9.162
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão	-	-	-	-	-	-	-
Outros créditos	186.670	272.652	4.278	714	13.261	(2.686)	474.889
Estoques	26.773	89.343	12.784	2.118	-	-	131.018
Imposto de renda e contribuição social	66	20.592	10.864	7.088	155.634	-	194.244
Outros tributos a recuperar	15.337	49.988	3.768	1.632	-	-	70.725
Despesas antecipadas	27.167	21.634	51	430	-	-	49.282
Partes relacionadas	-	19.482	-	-	14.840	(14.840)	19.482
<b>ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>11.493.088</b>	<b>6.559.712</b>	<b>589.419</b>	<b>377.724</b>	<b>2.767.919</b>	<b>226.398</b>	<b>22.014.260</b>
<b>Realizável a Longo Prazo</b>	<b>1.568.330</b>	<b>1.426.826</b>	<b>59.031</b>	<b>71.016</b>	<b>2.016.463</b>	<b>(189.874)</b>	<b>4.951.792</b>
Títulos e valores mobiliários	83.361	1.289	-	6.467	-	-	91.117
Cauções e depósitos vinculados	-	86.137	-	-	-	-	86.137
Clientes	2.055	40.676	32.331	-	-	-	75.062
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	-	-	-	-	1.271.579	-	1.271.579
Depósitos judiciais	60.617	352.712	7.775	31.254	267.569	-	719.927
Ativos financeiros setoriais líquidos	-	134.903	-	-	-	-	134.903
Contas a receber vinculadas à concessão	920.673	424.140	-	13.638	-	-	1.358.451
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão	219.556	-	-	-	-	-	219.556
Outros créditos	12.531	19.083	-	-	-	-	31.614
Imposto de renda e contribuição social	573	14.969	-	-	79.144	-	94.686
Outros tributos a recuperar	61.460	45.765	5.662	-	15	-	112.902
Imposto de renda e contribuição social diferidos	96.724	307.152	13.263	19.504	100.919	-	537.562
Despesas antecipadas	25.340	-	-	153	-	-	25.493
Partes relacionadas	85.440	-	-	-	297.237	(189.874)	192.803
<b>Investimentos</b>	<b>1.517.582</b>	<b>1.374</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>705.754</b>	<b>-</b>	<b>2.224.710</b>
<b>Imobilizado</b>	<b>8.138.199</b>	<b>-</b>	<b>512.068</b>	<b>-</b>	<b>42.415</b>	<b>-</b>	<b>8.692.682</b>
<b>Intangível</b>	<b>268.977</b>	<b>5.131.512</b>	<b>18.320</b>	<b>306.708</b>	<b>3.287</b>	<b>416.272</b>	<b>6.145.076</b>



ATIVO	GET	DIS	TEL	GÁS	HOL	Eliminações	Consolidado
<b>31.12.2014</b>							
<b>ATIVO TOTAL</b>	<b>12.320.940</b>	<b>9.023.699</b>	<b>589.547</b>	<b>634.221</b>	<b>3.298.816</b>	<b>(249.081)</b>	<b>25.618.142</b>
<b>ATIVO CIRCULANTE</b>	<b>2.131.116</b>	<b>2.638.378</b>	<b>64.482</b>	<b>323.872</b>	<b>648.011</b>	<b>(587.683)</b>	<b>5.218.176</b>
Caixa e equivalentes de caixa	415.431	160.417	5.820	99.424	59.039	-	740.131
Títulos e valores mobiliários	458.960	3	-	-	152	-	459.115
Cauções e depósitos vinculados	2.200	38	-	1.695	9.564	-	13.497
Clientes	761.306	1.387.792	33.295	182.491	-	(186.068)	2.178.816
Dividendos a receber	34.850	-	-	-	389.739	(398.257)	26.332
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	-	-	-	-	94.579	-	94.579
Ativos financeiros setoriais líquidos	-	609.298	-	-	-	-	609.298
Contas a receber vinculadas à concessão	7.430	-	-	-	-	-	7.430
Contas a receber vinculadas à prorrogação da concessão	301.046	-	-	-	-	-	301.046
Outros créditos	97.219	302.782	3.494	359	12.886	(922)	415.818
Estoques	29.389	101.399	17.684	2.150	-	-	150.622
Imposto de renda e contribuição social	2.084	18.814	667	3.950	79.559	-	105.074
Outros tributos a recuperar	17.638	41.642	3.464	33.541	-	-	96.285
Despesas antecipadas	3.562	16.193	58	262	58	-	20.133
Partes relacionadas	1	-	-	-	2.435	(2.436)	-
<b>ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>10.189.824</b>	<b>6.385.321</b>	<b>525.065</b>	<b>310.349</b>	<b>2.650.805</b>	<b>338.602</b>	<b>20.399.966</b>
<b>Realizável a Longo Prazo</b>	<b>1.126.660</b>	<b>5.169.397</b>	<b>65.448</b>	<b>40.343</b>	<b>1.944.744</b>	<b>(85.120)</b>	<b>8.261.472</b>
Títulos e valores mobiliários	130.137	2.073	-	-	-	-	132.210
Cauções e depósitos vinculados	-	56.956	-	-	-	-	56.956
Clientes	3.795	41.859	30.042	-	-	-	75.696
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	-	-	-	-	1.249.529	-	1.249.529
Depósitos judiciais	53.119	398.877	5.499	4.779	273.979	-	736.253
Ativos financeiros setoriais líquidos	-	431.846	-	-	-	-	431.846
Contas a receber vinculadas à concessão	623.591	3.792.476	-	1.920	-	-	4.417.987
Contas a receber vinculadas à prorrogação da concessão	160.217	-	-	-	-	-	160.217
Adiantamento a fornecedores	54.428	517	-	3.068	-	-	58.013
Outros créditos	7.999	18.382	-	627	303	-	27.311
Imposto de renda e contribuição social	545	13.875	-	-	114.195	-	128.615
Outros tributos a recuperar	50.410	52.486	6.022	14.563	-	-	123.481
Imposto de renda e contribuição social diferidos	28.674	360.050	23.885	15.211	98.226	-	526.046
Despesas antecipadas	-	-	-	175	-	-	175
Partes relacionadas	13.745	-	-	-	208.512	(85.120)	137.137
<b>Investimentos</b>	<b>998.007</b>	<b>1.374</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>660.769</b>	<b>-</b>	<b>1.660.150</b>
<b>Imobilizado</b>	<b>7.818.268</b>	<b>-</b>	<b>443.690</b>	<b>-</b>	<b>42.230</b>	<b>-</b>	<b>8.304.188</b>
<b>Intangível</b>	<b>246.889</b>	<b>1.214.550</b>	<b>15.927</b>	<b>270.006</b>	<b>3.062</b>	<b>423.722</b>	<b>2.174.156</b>

## 34.4 Passivo por segmento reportável

PASSIVO	GET	DIS	TEL	GÁS	HOL	Eliminações	Consolidado
<b>31.12.2015</b>							
<b>PASSIVO TOTAL</b>	<b>13.730.872</b>	<b>10.715.266</b>	<b>769.317</b>	<b>481.303</b>	<b>3.641.088</b>	<b>(390.189)</b>	<b>28.947.657</b>
<b>PASSIVO CIRCULANTE</b>	<b>2.119.270</b>	<b>2.653.747</b>	<b>45.203</b>	<b>137.886</b>	<b>450.478</b>	<b>(617.466)</b>	<b>4.789.118</b>
Obrigações sociais e trabalhistas	54.766	158.281	20.105	7.063	18.186	-	258.401
Partes relacionadas	14.392	-	-	-	447	(14.839)	-
Fornecedores	560.382	988.683	11.062	98.100	3.073	(48.174)	1.613.126
Imposto de renda e contribuição social	246.284	65.632	-	-	-	-	311.916
Outras obrigações fiscais	113.345	182.658	3.833	7.858	33.254	-	340.948
Empréstimos e financiamentos	140.602	101.141	5.914	-	61.788	(887)	308.558
Debêntures	359.885	523.967	1.778	18.878	19.497	-	924.005
Dividendos a pagar	446.309	133.950	-	5.479	313.835	(553.566)	346.007
Benefícios pós-emprego	11.041	30.722	1.521	-	39	-	43.323
Encargos do consumidor a recolher	16.036	261.422	-	-	-	-	277.458
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	54.357	113.524	-	-	-	-	167.881
Contas a pagar vinculadas à concessão	61.786	-	-	-	-	-	61.786
Outras contas a pagar	40.085	93.767	990	508	359	-	135.709
<b>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>4.733.746</b>	<b>2.457.846</b>	<b>227.140</b>	<b>47.696</b>	<b>2.313.455</b>	<b>(205.822)</b>	<b>9.574.061</b>
Partes relacionadas	53.909	-	11.900	-	36.459	(102.268)	-
Fornecedores	5.923	-	-	-	-	-	5.923
Obrigações fiscais	171.531	79.343	4.765	-	1.634	-	257.273
Imposto de renda e contribuição social diferidos	214	-	-	-	-	-	214
Empréstimos e financiamentos	2.110.291	770.722	21.624	-	969.412	(103.547)	3.768.502
Debêntures	1.066.201	499.411	160.380	37.341	996.590	-	2.759.923
Benefícios pós-emprego	152.831	365.049	19.849	4.221	9.387	-	551.337
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	66.671	164.441	-	-	-	-	231.112
Contas a pagar vinculadas à concessão	473.879	-	-	-	-	-	473.879
Outras contas a pagar	16.107	-	-	5.409	9.453	(7)	30.962
Provisões para litígios	616.189	578.880	8.622	725	290.520	-	1.494.936
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>6.877.856</b>	<b>5.603.673</b>	<b>496.974</b>	<b>295.721</b>	<b>877.155</b>	<b>433.099</b>	<b>14.584.478</b>
Atribuível aos acionistas controladores	6.877.856	5.603.673	496.974	295.721	877.155	94.349	14.245.728
Atribuível aos acionistas não controladores	-	-	-	-	-	338.750	338.750

PASSIVO	GET	DIS	TEL	GÁS	HOL	Eliminações	Consolidado
<b>31.12.2014</b>							
<b>PASSIVO TOTAL</b>	<b>12.320.940</b>	<b>9.023.699</b>	<b>589.547</b>	<b>634.221</b>	<b>3.298.816</b>	<b>(249.081)</b>	<b>25.618.142</b>
<b>PASSIVO CIRCULANTE</b>	<b>1.947.686</b>	<b>1.908.606</b>	<b>85.705</b>	<b>286.277</b>	<b>426.646</b>	<b>(599.527)</b>	<b>4.055.393</b>
Obrigações sociais e trabalhistas	51.248	160.423	20.189	6.044	14.714	-	252.618
Partes relacionadas	511	-	-	-	13.173	(13.684)	-
Fornecedores	656.110	843.512	19.733	252.541	2.299	(186.990)	1.587.205
Imposto de renda e contribuição social	307.439	-	-	-	2.442	-	309.881
Outras obrigações fiscais	43.239	77.572	6.682	3.915	5.921	-	137.329
Empréstimos e financiamentos	107.497	405.235	5.737	-	349.753	(596)	867.626
Debêntures	390.822	20.088	-	5.134	15.447	-	431.491
Dividendos a pagar	242.488	124.791	31.300	15.545	3.824	(398.257)	19.691
Benefícios pós-emprego	9.538	26.548	1.313	-	5	-	37.404
Encargos do consumidor a recolher	6.791	16.442	-	-	-	-	23.233
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	46.679	129.293	-	-	-	-	175.972
Contas a pagar vinculadas à concessão - uso do bem público	54.955	-	-	-	-	-	54.955
Outras contas a pagar	30.369	104.702	751	3.098	19.068	-	157.988
<b>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>3.209.935</b>	<b>2.785.518</b>	<b>86.685</b>	<b>69.918</b>	<b>1.938.089</b>	<b>(210.176)</b>	<b>7.879.969</b>
Partes relacionadas	114.081	-	-	-	25.494	(139.575)	-
Fornecedores	14.249	3.376	-	-	-	-	17.625
Obrigações fiscais	18.635	63.952	3.673	-	869	-	87.129
Imposto de renda e contribuição social diferidos	15.218	-	-	-	-	-	15.218
Empréstimos e financiamentos	1.518.027	517.804	27.431	-	608.663	(70.601)	2.601.324
Debêntures	111.550	998.949	-	48.420	995.038	-	2.153.957
Benefícios pós-emprego	218.812	576.575	50.277	4.844	10.706	-	861.214
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	58.009	101.783	-	-	-	-	159.792
Contas a pagar vinculadas à concessão - uso do bem público	436.772	-	-	-	-	-	436.772
Outras contas a pagar	306	-	-	-	-	-	306
Provisões para litígios	704.276	523.079	5.304	16.654	297.319	-	1.546.632
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>7.163.319</b>	<b>4.329.575</b>	<b>417.157</b>	<b>278.026</b>	<b>934.081</b>	<b>560.622</b>	<b>13.682.780</b>
Atribuível aos acionistas controladores	7.163.319	4.329.575	417.157	278.026	934.081	208.531	13.330.689
Atribuível aos acionistas não controladores	-	-	-	-	-	352.091	352.091

## 34.5 Demonstração do resultado por segmento reportável

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	GET		DIS	TEL	GÁS	HOL	Eliminações	Consolidado
<b>31.12.2015</b>	GER	TRA						
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>4.264.197</b>	<b>501.387</b>	<b>9.580.830</b>	<b>272.247</b>	<b>1.390.786</b>	-	<b>(1.281.316)</b>	<b>14.728.131</b>
Fornecimento de energia elétrica para terceiros	565.378	-	5.181.542	-	-	-	-	5.746.920
Fornecimento de energia elétrica entre segmentos	-	-	4.439	-	-	-	(4.439)	-
Suprimento de energia elétrica para terceiros	3.386.095	-	321.346	-	-	-	-	3.707.441
Suprimento de energia elétrica para terceiros entre segmentos	284.649	-	-	-	-	-	(284.649)	-
Disponibilidade da rede elétrica para terceiros	-	183.758	2.204.747	-	-	-	-	2.388.505
Disponibilidade da rede elétrica entre segmentos	-	68.557	15.701	-	-	-	(84.258)	-
Receita de construção	-	232.567	896.924	-	66.833	-	-	1.196.324
Serviços de telecomunicações para terceiros	-	-	-	209.927	-	-	-	209.927
Serviços de telecomunicações entre segmentos	-	-	-	28.382	-	-	(28.382)	-
Distribuição de gás canalizado	-	-	-	-	526.399	-	-	526.399
Distribuição de gás canalizado entre segmentos	-	-	-	-	797.554	-	(797.554)	-
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	-	-	858.170	-	-	-	-	858.170
Outras receitas operacionais para terceiros	2.823	4.126	90.332	(2.836)	-	-	-	94.445
Outras receitas operacionais entre segmentos	25.252	12.379	7.629	36.774	-	-	(82.034)	-
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>	<b>(2.580.045)</b>	<b>(394.015)</b>	<b>(9.516.397)</b>	<b>(203.878)</b>	<b>(1.360.357)</b>	<b>(138.672)</b>	<b>1.281.426</b>	<b>(12.911.938)</b>
Energia elétrica comprada para revenda	(309.682)	-	(6.007.222)	-	-	-	283.988	(6.032.916)
Encargos de uso da rede elétrica	(294.660)	-	(706.680)	-	-	-	81.552	(919.788)
Pessoal e administradores	(186.385)	(79.873)	(699.891)	(87.393)	(30.715)	(84.593)	-	(1.168.850)
Planos previdenciário e assistencial	(40.325)	(18.477)	(165.635)	(17.516)	(3.264)	(9.110)	-	(254.327)
Material	(12.502)	(3.399)	(55.531)	(2.745)	(1.937)	(588)	-	(76.702)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(996.679)	-	-	-	-	-	797.356	(199.323)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	(1.176.090)	-	-	(1.176.090)
Serviços de terceiros	(184.228)	(20.476)	(353.773)	(35.900)	(20.282)	(15.472)	110.628	(519.503)
Depreciação e amortização	(369.778)	(3.399)	(243.645)	(31.510)	(21.532)	(6.608)	-	(676.472)
Provisões e reversões	33.055	35.061	(268.736)	(4.729)	(8.293)	2.806	7	(210.829)
Custo de construção	-	(287.247)	(896.924)	-	(66.833)	-	-	(1.251.004)
Outros custos e despesas operacionais	(218.861)	(16.205)	(118.360)	(24.085)	(31.411)	(25.107)	7.895	(426.134)
<b>RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>	-	<b>22.853</b>	-	-	-	<b>69.692</b>	-	<b>92.545</b>
<b>LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS</b>	<b>1.684.152</b>	<b>130.225</b>	<b>64.433</b>	<b>68.369</b>	<b>30.429</b>	<b>(68.980)</b>	<b>110</b>	<b>1.908.738</b>
Resultado financeiro	(300.024)	23.615	231.212	(520)	1.758	(66.902)	(97)	(110.958)
<b>LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL</b>	<b>1.384.128</b>	<b>153.840</b>	<b>295.645</b>	<b>67.849</b>	<b>32.187</b>	<b>(135.882)</b>	<b>13</b>	<b>1.797.780</b>
Imposto de renda e contribuição social	(392.507)	(30.966)	(89.591)	(13.205)	(9.119)	3.159	-	(532.229)
<b>LUCRO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO</b>	<b>991.621</b>	<b>122.874</b>	<b>206.054</b>	<b>54.644</b>	<b>23.068</b>	<b>(132.723)</b>	<b>13</b>	<b>1.265.551</b>

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	GET		DIS	TEL	GÁS	HOL	Eliminações	Consolidado
	GER	TRA						
<b>31.12.2014 - Reapresentado</b>								
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>4.930.654</b>	<b>413.348</b>	<b>8.347.036</b>	<b>213.163</b>	<b>1.748.045</b>	<b>3</b>	<b>(1.733.732)</b>	<b>13.918.517</b>
Fornecimento de energia elétrica para terceiros	513.239	-	3.857.914	-	-	-	-	4.371.153
Fornecimento de energia elétrica entre segmentos	-	-	2.547	-	-	-	(2.547)	-
Suprimento de energia elétrica para terceiros	4.073.140	-	297.652	-	-	-	-	4.370.792
Suprimento de energia elétrica para terceiros entre segmentos	303.115	-	-	-	-	-	(303.115)	-
Disponibilidade da rede elétrica para terceiros	-	136.830	2.100.640	-	-	-	-	2.237.470
Disponibilidade da rede elétrica entre segmentos	-	60.733	13.223	-	-	-	(73.956)	-
Receita de construção	-	206.150	991.356	-	81.504	-	-	1.279.010
Serviços de telecomunicações para terceiros	-	-	-	165.461	-	-	-	165.461
Serviços de telecomunicações entre segmentos	-	-	-	29.763	-	-	(29.763)	-
Distribuição de gás canalizado	-	-	-	-	391.285	-	-	391.285
Distribuição de gás canalizado entre segmentos	-	-	-	-	1.273.301	-	(1.273.301)	-
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	-	-	1.033.866	-	-	-	-	1.033.866
Outras receitas operacionais para terceiros	7.475	9.635	48.428	1.984	1.955	3	-	69.480
Outras receitas operacionais entre segmentos	33.685	-	1.410	15.955	-	-	(51.050)	-
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>	<b>(3.996.428)</b>	<b>(392.187)</b>	<b>(7.740.651)</b>	<b>(137.404)</b>	<b>(1.664.860)</b>	<b>(153.758)</b>	<b>1.733.855</b>	<b>(12.351.433)</b>
Energia elétrica comprada para revenda	(496.887)	-	(4.886.909)	-	-	-	303.202	(5.080.594)
Encargos de uso da rede elétrica	(247.126)	-	(209.066)	-	-	-	71.346	(384.846)
Pessoal e administradores	(154.803)	(77.138)	(633.236)	(62.069)	(25.892)	(99.673)	-	(1.052.811)
Planos previdenciário e assistencial	(38.291)	(14.136)	(126.961)	(8.507)	(2.093)	(11.554)	-	(201.542)
Material	(13.184)	(3.864)	(53.918)	(1.551)	(1.410)	(508)	-	(74.435)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(1.424.147)	-	-	-	-	-	1.273.299	(150.848)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	(1.469.842)	-	-	(1.469.842)
Serviços de terceiros	(150.061)	(20.370)	(289.717)	(21.530)	(19.374)	(7.707)	84.295	(424.464)
Depreciação e amortização	(354.596)	(7.990)	(221.401)	(28.277)	(16.921)	(758)	-	(629.943)
Provisões e reversões	(941.349)	(37.642)	(185.207)	(3.036)	(15.864)	(20.584)	-	(1.203.682)
Custo de construção	-	(213.042)	(991.356)	-	(81.504)	-	-	(1.285.902)
Outros custos e despesas operacionais	(175.984)	(18.005)	(142.880)	(12.434)	(31.960)	(12.974)	1.713	(392.524)
<b>RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>	<b>-</b>	<b>67.419</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>92.536</b>	<b>-</b>	<b>159.955</b>
<b>LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO</b>								
<b>FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS</b>	<b>934.226</b>	<b>88.580</b>	<b>606.385</b>	<b>75.759</b>	<b>83.185</b>	<b>(61.219)</b>	<b>123</b>	<b>1.727.039</b>
Resultado financeiro	11.646	81.231	64.568	2.922	1.832	(31.482)	(125)	130.592
<b>LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL</b>	<b>945.872</b>	<b>169.811</b>	<b>670.953</b>	<b>78.681</b>	<b>85.017</b>	<b>(92.701)</b>	<b>(2)</b>	<b>1.857.631</b>
Imposto de renda e contribuição social	(185.716)	(25.877)	(233.089)	(20.097)	(24.651)	(32.586)	-	(522.016)
<b>LUCRO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO</b>	<b>760.156</b>	<b>143.934</b>	<b>437.864</b>	<b>58.584</b>	<b>60.366</b>	<b>(125.287)</b>	<b>(2)</b>	<b>1.335.615</b>

## 35 Instrumentos Financeiros

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

Consolidado	NE nº	Nível	31.12.2015		31.12.2014	
			Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
<b>Ativos Financeiros</b>						
<b>Valor justo por meio do resultado - mantido para negociação</b>						
Caixa e equivalentes de caixa (a)	5	1	1.480.727	1.480.727	740.131	740.131
Títulos e valores mobiliários (b)	6	1	2.565	2.565	52.804	52.804
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2	333.649	333.649	288.563	288.563
			<b>1.816.941</b>	<b>1.816.941</b>	<b>1.081.498</b>	<b>1.081.498</b>
<b>Empréstimos e recebíveis</b>						
Caução STN (c)	22.1		86.137	51.414	56.956	39.252
Cauções e depósitos vinculados (a)			2.000	2.000	13.497	13.497
Clientes (a)	7		3.107.889	3.107.889	2.254.512	2.254.512
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná (d)	8		1.383.242	1.343.497	1.344.108	1.376.932
Ativos financeiros setoriais líquidos (a)	9		1.045.662	1.045.662	1.041.144	1.041.144
Contas a receber vinculadas à concessão (e)	10		943.473	943.473	632.941	632.941
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão (f)	11		-	-	301.046	302.689
Estado do Paraná - Programas do Governo (a)	15.1		187.048	187.048	137.137	137.137
			<b>6.755.451</b>	<b>6.680.983</b>	<b>5.781.341</b>	<b>5.798.104</b>
<b>Disponíveis para venda</b>						
Contas a receber vinculadas à concessão (g)	10	3	424.140	424.140	3.792.476	3.792.476
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão (h)	11	3	219.556	219.556	160.217	160.217
Títulos e valores mobiliários (b)	6	1	2.728	2.728	107.232	107.232
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2	158.449	158.449	142.726	142.726
Outros investimentos (i)	17	1	17.626	17.626	17.631	17.631
			<b>822.499</b>	<b>822.499</b>	<b>4.220.282</b>	<b>4.220.282</b>
<b>Total dos ativos financeiros</b>			<b>9.394.891</b>	<b>9.320.423</b>	<b>11.083.121</b>	<b>11.099.884</b>
<b>Passivos Financeiros</b>						
<b>Valor justo por meio do resultado - mantido para negociação</b>						
Outras obrigações - derivativos (b)		1	-	-	157	157
			-	-	<b>157</b>	<b>157</b>
<b>Outros passivos financeiros</b>						
Parcelamento junto a Receita Federal do Brasil (c)	13.3		193.739	171.119	-	-
Fornecedores (a)	21		1.619.049	1.619.049	1.604.830	1.604.830
Empréstimos e financiamentos (c)	22		4.077.060	3.539.257	3.468.950	3.229.136
Debêntures (j)	23		3.683.928	3.683.928	2.585.448	2.585.448
Benefícios pós-emprego (k)	24		594.660	594.660	898.618	898.618
Contas a pagar vinculadas à concessão (l)	27		535.665	651.403	491.727	598.493
			<b>10.704.101</b>	<b>10.259.416</b>	<b>9.049.573</b>	<b>8.916.525</b>
<b>Total dos passivos financeiros</b>			<b>10.704.101</b>	<b>10.259.416</b>	<b>9.049.730</b>	<b>8.916.682</b>

Os diferentes níveis foram definidos conforme a seguir:

**Nível 1:** obtidas de preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos ou passivos idênticos;

**Nível 2:** obtidas por meio de outras variáveis além dos preços cotados incluídos no Nível 1, que são observáveis para o ativo ou passivo;

**Nível 3:** obtidas 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 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) Utilizado como premissa básica o custo da última captação realizada pela Companhia, 117,00% do CDI para desconto do fluxo de pagamentos esperado.
- d) 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 7,39% a.a. mais IPCA.
- e) Os critérios e as premissas estão divulgados na NE nº 4.3.10, concessão de transmissão.
- f) Ativos que entraram em operação após maio de 2000, têm valores justos calculados pelo fluxo de entradas de caixa esperado, descontado à taxa Selic, melhor taxa de curto prazo disponível para comparação na apuração do seu valor de mercado.
- g) Os critérios e as premissas estão divulgados na NE nº 4.3.10, concessão de distribuição. A mutação ocorrida em 2015 está demonstrada a seguir:

	<b>Consolidado</b>
<b>Em 31.12.2014</b>	<b>3.792.476</b>
Transferências para o intangível - prorrogação da concessão de distribuição	(4.056.355)
Capitalizações do intangível em curso	511.751
Variação monetária	217.025
Baixas	(40.757)
<b>Em 31.12.2015</b>	<b>424.140</b>

- h) Ativos de transmissão existentes em 31.05.2000 e ativos de geração têm valores justos equivalentes aos valores contábeis, em virtude do aguardo da conclusão do laudo a ser avaliado pela Aneel.
- i) Calculado conforme cotações de preços publicadas em mercado ativo ou aplicando o percentual de participação sobre o patrimônio líquido para os ativos sem mercado ativo.
- j) Calculado conforme cotação do Preço Unitário - PU em 31.12.2015, obtido junto à Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiros e de Capitais - Anbima, líquido do custo financeiro a amortizar de R\$ 11.479.
- k) Os critérios e as premissas estão divulgados na NE nº 4.9.
- l) Utilizada a taxa de 7,74% a.a. como referência de mercado.

## **35.2 Gerenciamento dos riscos financeiros**

A Companhia mantém o Comitê de Gestão de Riscos Corporativos, responsável pelo desenvolvimento e acompanhamento das políticas de gerenciamento de riscos e o assessoramento do Comitê de Auditoria, de forma a assegurar a boa gestão dos recursos e a proteção e valorização do seu patrimônio.

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

### **35.2.1 Risco de crédito**

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

<b>Consolidado</b>		
<b>Exposição ao risco de crédito</b>	<b>31.12.2015</b>	<b>31.12.2014</b>
Caixa e equivalentes de caixa (a)	1.480.727	740.131
Títulos e valores mobiliários (a)	497.391	591.325
Cauções e depósitos vinculados (a)	88.137	70.453
Clientes (b)	3.107.889	2.254.512
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná (c)	1.383.242	1.344.108
Ativos financeiros setoriais líquidos (d)	1.045.662	1.041.144
Contas a receber vinculadas à concessão (e)	1.367.613	4.425.417
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão (f)	219.556	160.217
Estado do Paraná - Programas do Governo (g)	187.048	137.137
	<b>9.377.265</b>	<b>10.764.444</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 das contas a receber, detectando as classes de consumidores com maior possibilidade de inadimplência, suspendendo o fornecimento de energia e implementando políticas específicas de cobrança, atreladas a garantias reais ou fidejussórias para débitos superiores a R\$ 200.
- Os créditos de liquidação duvidosa estão adequadamente cobertos por provisão para fazer face a eventuais perdas na sua realização.
- c) A Administração considera o risco deste crédito reduzido, visto que as amortizações são garantidas com recursos oriundos de dividendos. O Governo do Estado vem cumprindo o pagamento das parcelas renegociadas conforme estabelecido no quarto termo aditivo.
- d) A Administração considera bastante reduzido o risco deste crédito, visto que os contratos firmados asseguram o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a ser pago pelo Poder Concedente, referente a custos não recuperados por meio de tarifa.
- e) A Administração considera bastante reduzido o risco deste, visto que os contratos firmados asseguram o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a ser pago pelo Poder Concedente, referente aos investimentos efetuados em infraestrutura e que não foram recuperados por meio da tarifa até o vencimento da concessão, especificamente a atividade de transmissão, tendo em vista que a RAP é uma receita garantida, portanto sem risco de demanda.
- f) 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), para fins de indenização. Para estes ativos a Administração considera como reduzido o risco de crédito uma vez que as regras para a indenização estão definidas e está em andamento o levantamento das informações conforme requerido pelo Poder Concedente.

Para o valor relativo aos ativos de concessão de geração, a Aneel publicou a Resolução Normativa nº 596/2013, que trata da definição de critérios para cálculo do Valor Novo de Reposição (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 em 31.12.2015.

- g)** A Administração considera bastante reduzido o risco deste crédito uma vez que tratam-se de programas específicos junto ao Governo do Estado, a destacar o Programa Luz Fraterna (NE nº 36.a).

#### 35.2.2 Risco de liquidez

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

A Companhia faz a administração do risco de liquidez com um conjunto de metodologias, procedimentos e instrumentos, aplicados no controle permanente dos processos financeiros, a fim de se 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, que fornece a expectativa média de analistas de mercado para tais indicadores para o ano corrente e para o ano seguinte. A partir de 2018, repetem-se os indicadores de 2017 até o horizonte da projeção, exceto o dólar, que acompanha a inflação.

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>31.12.2015</b>							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 22	78.969	86.071	473.032	3.546.135	2.023.379	6.207.586
Debêntures	NE nº 23	6.277	13.735	1.313.062	3.485.797	205.515	5.024.386
Derivativos	DI Futuro	-	-	-	-	-	-
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	4.978	9.958	46.687	287.316	2.001.514	2.350.453
Eletrobrás - Itaipu	Dólar	-	210.867	988.015	5.774.563	5.047.764	12.021.209
Outros fornecedores	-	1.138.130	228.200	230.316	22.403	-	1.619.049
Obrigações de compra	IGP-M e IPCA	-	1.278.480	3.629.110	21.371.882	112.292.091	138.571.563
Parcelamento junto a Receita Federal do Brasil	Selic	3.764	7.641	36.228	191.659	-	239.292
Benefícios pós-emprego	8,94%	38.097	76.193	342.870	1.709.345	4.684.336	6.850.841
		<b>1.270.215</b>	<b>1.911.145</b>	<b>7.059.320</b>	<b>36.389.100</b>	<b>126.254.599</b>	<b>172.884.379</b>
<b>31.12.2014</b>							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 22	75.379	45.403	971.506	2.185.629	2.051.937	5.329.854
Debêntures	NE nº 23	4.939	10.966	692.433	2.680.345	-	3.388.683
Derivativos	DI Futuro	157	-	-	-	-	157
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	4.590	9.181	42.144	257.665	2.006.107	2.319.687
Eletrobrás - Itaipu	Dólar	-	205.030	958.725	4.152.843	5.010.440	10.327.038
Outros fornecedores	-	1.111.742	269.075	94.811	32.114	-	1.507.742
Obrigações de compra	IGP-M e IPCA	-	899.187	3.666.194	19.924.273	93.096.613	117.586.267
Benefícios pós-emprego	8,53%	38.322	76.645	344.902	1.797.468	5.690.070	7.947.407
		<b>1.235.129</b>	<b>1.515.487</b>	<b>6.770.715</b>	<b>31.030.337</b>	<b>107.855.167</b>	<b>148.406.835</b>

(a) Taxa de juros efetiva - média ponderada.

Conforme divulgado nas NEs nº 22.5 e 23.3, a Companhia e suas controladas têm empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas contratuais restritivas (*covenants*) que podem exigir a antecipação do pagamento destas obrigações.

### 35.2.3 Risco de mercado

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

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

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

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 na próxima revisão tarifário da Copel Distribuição.

O risco cambial na compra de gás decorre da possibilidade de a Compagás computar prejuízos derivados de flutuações no preço do gás decorrente da variação no valor da “cesta de óleos” e das taxas de câmbio, aumentando os saldos de contas a pagar relativas ao gás adquirido.

A Compagás mantém monitoramento permanente dessas flutuações.



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

A Companhia desenvolveu análise de sensibilidade com objetivo de mensurar o impacto da depreciação cambial do Dólar Norte-Americano sobre seus Empréstimos e Financiamentos expostos a tais riscos.

Para o cenário base, foram considerados os saldos existentes nas respectivas contas em 31.12.2015 e para o cenário provável considerou-se os saldos com a variação da taxa de câmbio – fim de período (R\$/US\$ 4,38) prevista na mediana das expectativas de mercado para 2015 do Relatório Focus do Bacen de 05.02.2016. Para os cenários adverso e remoto, 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 cambial	Risco	Base	Cenários projetados - dez.2016		
		31.12.2015	Provável	Adverso	Remoto
<b>Ativos financeiros</b>					
Caução STN (garantia de empréstimo STN)	Baixa do dólar	86.137	10.483	(13.672)	(37.827)
		<b>86.137</b>	<b>10.483</b>	<b>(13.672)</b>	<b>(37.827)</b>
<b>Passivos financeiros</b>					
Empréstimos e financiamentos					
STN	Alta do dólar	(104.434)	(12.709)	(41.995)	(71.281)
Fornecedores					
Eletrobrás (Itaipu)	Alta do dólar	(284.651)	(34.641)	(114.464)	(194.287)
Petrobras (aquisição de gás pela Compagás)	Alta do dólar	(87.384)	(10.634)	(35.139)	(59.643)
		<b>(476.469)</b>	<b>(57.984)</b>	<b>(191.598)</b>	<b>(325.211)</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 e IFRS 7. Baseado na posição patrimonial e no valor nocional dos instrumentos financeiros em aberto em 31.12.2015, 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 31.12.2015 e para o cenário provável considerou-se os saldos com a variação dos indicadores:

- Aplicações Financeiras, Títulos e Valores Mobiliários, Cauções e Depósitos Vinculados: projeção de taxa CDI/Selic de 15,77% com base na taxa de referência de LTN, com vencimento em 1º.01.2017 divulgada pela Bovespa em 30.12.2015;
- Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná, Ativos financeiros setoriais, Contas a receber vinculadas à concessão, Contas a receber vinculadas à prorrogação da concessão e Passivos financeiros: CDI/Selic – 14,26%, IPCA – 7,36%, IGP-DI – 6,66%, IGP-M – 6,85% e TJLP – 7,50%, previstos na mediana das expectativas de mercado para 2015 do Relatório Focus do Bacen de 05.02.2016.

Para os cenários adverso e remoto, 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.2016		
		31.12.2015	Provável	Adverso	Remoto
<b>Ativos financeiros</b>					
Equivalentes de caixa - aplicações financeiras	Baixa CDI/SELIC	1.313.003	207.945	155.980	104.023
Títulos e valores mobiliários	Baixa CDI/SELIC	497.391	78.773	59.089	39.405
Cauções e depósitos vinculados	Baixa CDI/SELIC	2.000	317	238	158
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	Baixa IGP-DI	1.383.242	92.124	69.093	46.062
Ativos financeiros setoriais líquidos	Baixa Selic	1.045.662	149.111	111.834	74.556
Contas a receber vinculadas à concessão	Baixa IPCA	1.367.613	100.656	75.492	50.328
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão	Indefinido (a)	219.556	-	-	-
Estado do Paraná - Programas do Governo	Sem Risco	187.048	-	-	-
		<b>6.015.515</b>	<b>628.926</b>	<b>471.726</b>	<b>314.532</b>
<b>Passivos financeiros</b>					
Empréstimos e financiamentos					
Banco do Brasil	Alta CDI	(1.521.350)	(216.945)	(271.181)	(325.417)
Eletrobrás - Finel	Alta IGP-M	(16.980)	(233)	(291)	(349)
Eletrobrás - RGR	Sem Risco (b)	(64.652)	-	-	-
Caixa Econômica Federal	Sem Risco (b)	(5.307)	-	-	-
Finep	Alta TJLP	(27.538)	(2.065)	(2.582)	(3.098)
BNDES	Alta TJLP	(1.701.758)	(127.632)	(159.540)	(191.448)
Notas promissórias	Alta CDI	(496.694)	(70.829)	(88.536)	(106.243)
Banco do Brasil - Repasse de recursos do BNDES	Alta TJLP	(138.347)	(10.376)	(12.970)	(15.564)
Debêntures	Alta CDI	(3.627.709)	(517.311)	(646.639)	(775.967)
Debêntures - Compagás	Alta TJLP	(56.219)	(4.216)	(5.271)	(6.325)
Parcelamento junto a Receita Federal do Brasil	Alta Selic	(193.739)	(27.627)	(34.534)	(41.441)
		<b>(7.850.293)</b>	<b>(977.234)</b>	<b>(1.221.544)</b>	<b>(1.465.852)</b>

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

(b) Empréstimo indexado à Ufir.

Além da análise de sensibilidade exigida pela Instrução CVM nº475/08, 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 e IFRS 7. Baseado na posição patrimonial e no valor nocional dos instrumentos financeiros em aberto em 31.12.2015, 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.

#### 35.2.4 Risco quanto à escassez de energia

Risco de déficit de energia elétrica, decorrente de condições climáticas desfavoráveis quanto à ocorrência de chuvas, dado que a matriz energética brasileira está baseada em fontes hídricas.

Períodos de estiagem prolongada influenciam o volume de água em estoque nos reservatórios das usinas que, em níveis críticos, elevam o risco de desabastecimento de energia. Neste cenário, eventuais impactos no consumo de energia elétrica podem ocasionar perdas em razão da redução de receitas.

As principais bacias hidrográficas do país, onde estão localizados os reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste tem enfrentado situações climáticas adversas nos últimos anos, levando os órgãos responsáveis pelo setor a adotarem medidas de otimização dos recursos hídricos para garantir o pleno atendimento à carga.

Desta forma, em relação ao risco no curto prazo, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE tem apontado equilíbrio entre demanda e oferta de energia, mantendo os índices dentro margem de segurança. O mesmo posicionamento é adotado pelo ONS em relação ao risco de déficit no médio prazo, conforme apresentado no PEN 2015 - Plano da Operação Energética 2015-2019.

Embora os estoques armazenados nos reservatórios não sejam os ideais, sob o ponto de vista dos órgãos reguladores, quando combinadas com outras variáveis, 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%) para o horizonte 2015-2019 em todos os subsistemas.

#### 35.2.5 Risco de não prorrogação das concessões

A Lei nº 12.783/2013 disciplinou a prorrogação das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica para as concessões alcançadas pelos artigos 17, 19 e 22 da Lei nº 9.074/1995. No entanto, a prorrogação é facultada à aceitação expressa das condições daquela Lei, tais como: i) receita fixada conforme critérios estabelecidos pela Aneel; ii) alteração da remuneração de preço para tarifa calculada pela Aneel para cada usina; iii) alocação de cotas de garantia física de energia e de potência da usina às concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição; iv) submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela Aneel; e, v) concordância com os valores estabelecidos como indenização dos ativos vinculados à concessão.

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 atual regramento regulatório também define que a concessionária tem um prazo de antecedência para solicitar a prorrogação da concessão de até 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 termelétricas.

Também é definido que, se o concessionário 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.

Em um horizonte dos próximos 5 anos, ou seja até 2020, e com as premissas da atual legislação, a Copel Geração e Transmissão deverá se manifestar pela prorrogação ou não das concessões de geração da UTE Figueira, UHE Governador Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia) e UHE São Jorge até 26.03.2017, 17.09.2018 e 03.12.2019, respectivamente. Essas usinas representam uma Garantia Física de 587,8 MW médio.

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

No caso de não antecipação da prorrogação, o Poder Concedente licitará as concessões na modalidade leilão ou concorrência, por até 30 anos, considerando no julgamento da licitação o menor valor de tarifa e a maior oferta de pagamento da bonificação pela outorga.

Nos termos do aditivo ao contrato de concessão nº 46/1999 da Copel Distribuição (NE nº 10.2), a concessão foi prorrogada, condicionada à 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.

### 35.2.6 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 impactar em perdas em razão da redução de receitas das controladas Compagás e UEG Araucária.

## 35.3 Gerenciamento de capital

A Companhia busca conservar uma sólida base de capital para manter a confiança do investidor, credor e mercado e garantir o desenvolvimento futuro dos negócios. Procura manter um 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 ajustada, dividido pelo Ebitda ajustado, conforme apresentado a seguir. A meta corporativa estabelecida no planejamento estratégico prevê a manutenção do índice abaixo de 3,5.

	<b>Consolidado</b>	
<b>Gerenciamento de capital</b>	<b>31.12.2015</b>	<b>31.12.2014</b>
Empréstimos e financiamentos	4.077.060	3.468.950
Debêntures	3.683.928	2.585.448
Parcelamento junto à RFB	193.739	-
Avais e finanças	1.282.290	809.073
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(1.480.727)	(740.131)
(-) Títulos e valores mobiliários (circulante)	(408.274)	(472.612)
Cauções e Depósitos Vinculados (circulante)	2.000	13.497
(-) Títulos e Val. Mobiliários - Disponíveis para Venda (não circulante)	(43.138)	(83.098)
(-) Caução - Renegociação Dívida Externa (Garantia Dívida STN)	(86.137)	(56.956)
<b>Dívida líquida ajustada</b>	<b>7.220.741</b>	<b>5.524.171</b>
Lucro líquido	1.265.551	1.335.615
IRPJ e CSLL diferidos	(165.794)	(225.853)
Provisão para IRPJ e CSLL	698.023	747.869
Despesas (receitas) financeiras, líquidas	110.958	(130.592)
Depreciação e Amortização	676.472	629.943
Resultado da Equivalência Patrimonial	(92.545)	(159.955)
<b>Ebitda Ajustado</b>	<b>2.492.665</b>	<b>2.197.027</b>
<b>Dívida Líquida Ajustada / Ebitda Ajustado</b>	<b>2,90</b>	<b>2,51</b>

O endividamento em relação ao patrimônio líquido é apresentado a seguir:

<b>Endividamento</b>	<b>Controladora</b>		<b>Consolidado</b>	
	<b>31.12.2015</b>	<b>31.12.2014</b>	<b>31.12.2015</b>	<b>31.12.2014</b>
Empréstimos e financiamentos	1.031.200	958.416	4.077.060	3.468.950
Debêntures	1.016.087	1.010.485	3.683.928	2.585.448
(-) Caixa e equivalentes de caixa	25.653	34.862	1.480.727	740.131
(-) Títulos e valores mobiliários (circulante)	168	152	406.274	459.115
<b>Dívida líquida</b>	<b>2.021.466</b>	<b>1.933.887</b>	<b>5.873.987</b>	<b>4.855.152</b>
Patrimônio líquido	14.245.728	13.330.689	14.584.478	13.682.780
<b>Endividamento em relação ao patrimônio líquido</b>	<b>0,14</b>	<b>0,15</b>	<b>0,40</b>	<b>0,35</b>

## 36 Transações com Partes Relacionadas

Consolidado	Ativo		Passivo		Resultado	
Parte Relacionada / Natureza da operação	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
<b>Controlador</b>						
<b>Estado do Paraná</b>						
Dividendos a pagar	-	-	96.691	-	-	-
Programa Luz Fraterna (a)	181.348	139.817	-	-	-	-
Obras da Copa do Mundo de 2014 (NE nº 15.1.2)	14.267	-	-	-	-	-
Programa Morar Bem Paraná (NE nº 15.1.3)	19.482	-	-	-	19.482	-
Empregados cedidos (b)	407	908	-	-	-	-
Serviços de telecomunicações (c)	42.634	39.489	-	-	29.456	27.779
<b>Entidades com influência significativa</b>						
<b>BNDES e BNDESPAR (d)</b>						
Financiamentos (NE nº 22)	-	-	1.701.758	1.526.141	(120.948)	(79.304)
Debêntures - Compagás (NE nº 23)	-	-	56.219	53.554	(3.347)	(746)
Dividendos a pagar	-	-	70.722	-	-	-
<b>Empreendimentos controlados em conjunto</b>						
<b>Dominó Holdings - dividendos</b>	9.067	4.072	-	-	-	-
<b>Costa Oeste Transmissora de Energia</b>						
Serviços de operação e manutenção (e)	-	48	-	-	726	247
Rede básica e conexão (f) (g)	-	-	24	40	(3.577)	(784)
Dividendos	1.783	313	-	-	-	-
<b>Marumbi Transmissora de Energia</b>						
Rede básica (g)	-	-	9	-	(148)	-
Serviços de engenharia (h)	-	-	-	-	1.264	1.654
Dividendos	3.101	2.211	-	-	-	-
<b>Caiuá Transmissora de Energia</b>						
Rede básica e conexão (f) (g)	-	-	154	354	(14.270)	(3.976)
Serviços de engenharia (h)	-	-	-	-	914	-
Dividendos	2.634	566	-	-	-	-
<b>Integração Maranhense Transmissora</b>						
Rede básica (g)	-	-	-	5	(995)	(14)
Dividendos	4.476	227	-	-	-	-
<b>Transmissora Sul Brasileira de Energia</b>						
Rede básica (g)	-	-	-	23	(1.586)	(533)
Dividendos	-	665	-	-	-	-
<b>Matrinchã Transmissora de Energia</b>						
Rede básica (g)	-	-	55	-	(214)	-
Dividendos	8.115	8.116	-	-	-	-
<b>Guaraciaba Transmissora de Energia - dividendos</b>	3.930	3.930	-	-	-	-
<b>Coligadas</b>						
<b>Dona Francisca Energética S.A. (i)</b>	-	-	1.304	6.538	(30.556)	(81.342)
<b>Foz do Chopim Energética Ltda. (j)</b>	-	155	-	-	1.856	1.827
<b>Sercomtel S.A. Telecomunicações (k)</b>	236	-	-	-	708	735
<b>Companhia de Saneamento do Paraná</b>						
Água tratada, coleta e tratamento de esgoto	-	-	3	4	(1.409)	(1.269)
Utilização de água retirada da Represa do Alagado	-	72	-	-	159	272
Serviços de telecomunicações (l)	492	246	-	-	2.886	2.530
Dividendos	6.202	6.211	-	-	-	-
<b>Pessoa chave da administração</b>						
Honorários e encargos sociais (NE nº 32.2)	-	-	-	-	(23.839)	(20.043)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 24)	-	-	-	-	(2.380)	(1.399)
<b>Outras partes relacionadas</b>						
<b>Fundação Copel</b>						
Aluguel de imóveis administrativos	-	-	688	-	(15.390)	(11.119)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 24)	-	-	594.660	898.618	-	-
Arrendamentos e serviços de telecomunicações (m)	44	-	-	-	292	290
<b>Lactec (n)</b>	39.421	28.693	938	1.168	(14.752)	(13.728)

- a) O Programa Luz Fraterna, instituído e alterado pelas leis estaduais nº 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 no seu nome e não tenha débitos em atraso com a Copel Distribuição. Do saldo em 31.12.2015, o valor de R\$ 153.300 (R\$ 137.137, em 31.12.2014) está contabilizado na Controladora, na conta de Partes Relacionadas, conforme NE nº 15.1.1.
- b) Ressarcimento do valor correspondente a remuneração e encargos sociais de empregados cedidos ao Estado do Paraná. Os saldos apresentados são líquidos da PCLD, no valor de R\$ 1.040, em 31.12.2015 (R\$ 1.195, em 31.12.2014).
- c) Serviços de telecomunicações prestados conforme contrato da Copel Telecomunicações com o Estado do Paraná.
- d) O BNDES é controlador da BNDES Participações S.A. - BNDESPAR que detém 23,96% do capital social da Copel (26,41% das ações ordinárias e 21,27% das ações preferenciais "B").
- e) Contrato de operação e manutenção, com vencimento em 26.12.2018, realizados entre a Costa Oeste Transmissora e a Copel Geração e Transmissão.
- f) A Copel Distribuição 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.
- g) A Copel Distribuição 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 399/2010. Os montantes são definidos para os quatro anos subsequentes, com revisões anuais.
- h) Contrato de prestação de serviço de engenharia realizado entre a Copel Geração e Transmissão e as empresas Marumbi Transmissora de Energia e Caiuá Transmissora de Energia.
- i) Contrato de compra e venda de energia, realizado entre a Dona Francisca Energética e a Copel Geração e Transmissão, com vencimento em 31.03.2025.
- j) Contratos realizados entre a Foz do Chopim Energética Ltda. e a Copel Geração e Transmissão referentes à prestação de serviços de operação e manutenção, com vencimento em 23.05.2019 e à conexão ao sistema de transmissão, com vencimento em 1º.01.2043.
- k) Contrato de compartilhamento de postes, realizado entre a Sercomtel S.A. Telecomunicações e a Copel Distribuição, com vencimento em 28.12.2018.
- l) Serviços de telecomunicações prestados conforme contrato da Copel Telecomunicações com a Sanepar.
- m) Serviços de telecomunicações prestados e aluguéis e arrendamentos de equipamentos e infraestrutura, conforme contratos da Copel Telecomunicações com a Fundação Copel.

- n) 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 Geração e Transmissão e com a Copel Distribuição, 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.

Outras transações entre a Controladora e suas partes relacionadas estão demonstradas nas NEs nº 8 - Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná, nº 15 - Partes Relacionadas e nº 17 - Investimentos.

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

### 36.1 Avais e garantias concedidos às partes relacionadas

A Copel e a São Bento concederam avais e garantias na emissão de financiamentos, de debêntures e de contratos de seguros de controladas, conforme NEs nºs 22, 23 e 37.

A Copel e a Copel Geração e Transmissão concederam avais na emissão de financiamentos, de debêntures e de contratos de seguros dos empreendimentos controlados em conjunto conforme demonstrado a seguir:

Empresa	Operação	Data da emissão	Vencimento final	Valor aprovado	Saldo 31.12.2015	% participação	Valor aval/fiança
(1) Caiuá Transmissora	Financiamento	23.12.2013	15.02.2029	84.600	84.175	49,0	41.246
(2) Costa Oeste Transmissora	Financiamento	30.12.2013	15.11.2028	36.720	33.057	51,0	16.859
(3) Guaraciaba Transmissora	Debêntures	20.06.2013	20.06.2016	400.000	401.726	49,0	196.846
(4) Integração Maranhense	Financiamento	30.12.2013	15.02.2029	142.150	139.825	49,0	68.514
(5) Mata de Santa Genebra	Debêntures	12.09.2014	12.03.2016	469.000	489.732	50,1	245.356
(6) Matrinchã Transmissora	Financiamento	27.12.2013	15.05.2029	691.440	658.743	49,0	322.784
(7) Transmissora Sul Brasileira	Financiamento	12.12.2013	15.07.2028	266.572	242.606	20,0	48.521
(8) Transmissora Sul Brasileira	Debêntures	15.09.2014	15.09.2028	77.550	95.190	20,0	19.038
(9) Paranaíba Transmissora	Financiamento	21.10.2015	15.10.2030	606.241	548.011	24,5	134.263
(10) Marumbi Transmissora	Financiamento	06.10.2014	15.07.2029	55.037	52.679	80,0	42.143
(11) Usina de Energia Eólica Carnaúba S.A. (a)	Financiamento	01.08.2014	29.02.2016	75.000	21.700	49,0	10.633
(12) Usina de Energia Eólica Carnaúba S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	74.000	64.944	49,0	31.823
(13) Usina de Energia Eólica Reduto S.A. (a)	Financiamento	01.08.2014	29.02.2016	74.000	24.038	49,0	11.779
(14) Usina de Energia Eólica Reduto S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	70.000	64.944	49,0	31.823
(15) Usina de Energia Eólica Santo Cristo S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	74.000	61.900	49,0	30.331
(16) Usina de Energia Eólica São João S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	68.000	61.900	49,0	30.331

(a) Subsidiárias integrais da Voltaia São Miguel do Gostoso I Participações S.A.

#### Instituição financeira financiadora:

BNDES: (1) (2) (4) (6) (7) (10) (12) (14) (15) (16)

Banco Itaú e Banco Santander: (11) (13)

#### Destinação:

Programa Investimentos e/ou Capital de Giro.

#### Aval / Fiança:

Prestado pela Copel Geração e Transmissão: (1) (4)

Prestado pela Copel: (2) (3) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11) (12) (13) (14) (15) (16)

#### Garantias da Operação:

Penhor de ações da Copel Geração e Transmissão proporcional à participação nos empreendimentos: 49% (1) (4) (6);

51% (2); 20% (7) (8); 80% (10)



<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	28/02/2016	90.000	49,0	44.100
Guaraciaba Transmissora	28/02/2016	47.000	49,0	23.030
Paranaíba Transmissora	29/06/2016	48.000	24,5	11.760
Mata de Santa Genebra	26/05/2018	78.300	50,1	39.228
Cantareira Transmissora	30/11/2018	31.200	49,0	15.288

## 37 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>
Garantia Financeira - Elejor	01/01/2016	3.664
Garantia judicial - Compagás	03/02/2016	56.938
Garantia de Participação - Agência Nacional de Petróleo - ANP	02/03/2016	862
Garantia de Fiel Cumprimento - Aneel	01/04/2016	2.890
Multirriscos - Elejor	11/04/2016	197.800
Multirrisco - Compagás	26/04/2016	470
Riscos nomeados - Elejor	14/05/2016	813
Garantia de Participação - Aneel	17/05/2016	5.806
Seguro de Vida - Compagás	01/08/2016	36 x salário do empregado
Garantia de Fiel Cumprimento - DNIT - Dep. Nac. de Infraestrutura e Transportes	15/08/2016	2
Riscos nomeados	24/08/2016	2.067.793
Incêndio - imóveis próprios e locados	24/08/2016	535.667
Transporte nacional e internacional - exportação e importação	24/08/2016	apólice por averbação
Riscos diversos	24/08/2016	1.079
Garantia de Fiel Cumprimento - Ministério da Justiça - Sup. de Polícia Rodoviária	31/08/2016	14
Responsabilidade civil - Compagás	30/10/2016	4.200
Garantia de Participação - Aneel	11/11/2016	1.309
Garantia de Participação - Aneel	11/11/2016	437
Garantia de Pagamento - Brisa Potiguar	16/11/2016	2.182
Automóveis - Compagás	16/11/2016	valor de mercado
Garantia de Pagamento - São Bento	16/11/2016	627
Riscos operacionais - UHE Mauá - Consórcio Energético Cruzeiro do Sul	23/11/2016	799.290
Riscos operacionais - UEG Araucária (a)	30/11/2016	1.408.487
Multirrisco - Compagás	18/12/2016	21.750
Riscos Operacionais - Brisa Potiguar	28/12/2016	449.928
Responsabilidade Civil - Brisa Potiguar	28/12/2016	20.000
Riscos Operacionais - São Bento	28/12/2016	449.928
Responsabilidade Civil - São Bento	28/12/2016	20.000
Garantia de Fiel Cumprimento - CREA - PARANA	31/12/2016	24
Seguro Aeronáutico	30/01/2017	109.354
Garantia de Participação - Aneel	04/02/2017	646
Garantia de Fiel cumprimento - Aneel	01/05/2017	44.319
Garantia de Fiel Cumprimento - Aneel	31/07/2017	12.500
Garantia de Fiel cumprimento - Aneel	30/11/2017	2.450
Garantia de Fiel cumprimento - Aneel	02/06/2018	6.750
Garantia de Fiel Cumprimento - Aneel	31/10/2018	37.751
Garantia de Fiel Cumprimento - Agência Nacional de Petróleo - ANP	11/11/2018	59.440
Garantia de Fiel Cumprimento - CREA - PARANA	24/11/2018	19
Garantia de Fiel Cumprimento - Aneel	31/01/2020	26.609

(a) Os valores das importâncias seguradas de Riscos Operacionais - UEG Araucária e do Seguro Aeronáutico foram convertidos de dólar para real com a taxa do dia 31.12.2015 de R\$ 3,9048.

(b) Os seguros de garantia listadas acima possuem como avalista, a Copel, no limite de sua participação em cada empreendimento.

## **38 Eventos Subsequentes**

### **38.1 Contrato de concessão da Usina Gov. Parigot de Souza - GPS**

A Copel Geração e Transmissão assinou em 05.01.2016 o contrato de concessão da Usina Hidrelétrica Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza - GPS. A usina, cuja concessão fazia parte do parque gerado da Copel Geração e Transmissão e teve o seu vencimento em 07.07.2015, foi arrematada no Leilão de Contratação de Concessões de Usinas Hidrelétricas em Regime de Alocação de Cotas de Garantia Física e Potência realizado pela Aneel, no dia 25.11.2015. A usina tem potência instalada de 260 MW, garantia física de 109 MW médios e o prazo da concessão é de 30 anos a partir da assinatura do contrato.

A Licitação foi realizada na modalidade leilão com pagamento de bonificação de outorga e oferta pela Copel Geração e Transmissão da Receita Anual de Geração - RAG sem deságio do preço-teto estipulado no Leilão.

A bonificação de outorga, no valor de R\$ 574.826, teve a 1ª parcela de R\$ 373.637 quitada em 04.01.2016 e a 2ª parcela, de R\$ 201.189 a ser atualizada pela taxa Selic, com o vencimento em 05.07.2016.

A energia gerada pela usina será alocada 100% no regime de cotas de garantia física em 2016, e 70% a partir de 1º.01.2017. Para essa parcela de energia, a Copel Geração e Transmissão não arcará com os riscos hidrológicos nem com os resultados financeiros do MRE associados à usina hidrelétrica.

Em 19.01.2016 a Resolução Aneel nº 2.014 homologou a RAG de GPS em R\$ 143.832. A receita inicial vigorará desde a data de assinatura do Contrato de Concessão, ocorrida em 05.01.2016 até 30.06.2016, quando será realizado o primeiro reajuste tarifário. A receita do período corresponde a 48,63% da anual de geração que em valores mensais representa R\$ 11.658 sem as despesas com PIS e Cofins mas com acréscimo dos encargos de uso dos sistemas de distribuição e/ou transmissão, além dos encargos setoriais homologados na Resolução Aneel nº 1.924/2015.

### **38.2 Aprovação de financiamento pelo BNDES para complexo eólico da Copel**

O BNDES aprovou em janeiro de 2016, a contratação de R\$ 302.337 em um novo financiamento para complexo eólico construído pela Copel no Estado do Rio Grande do Norte e que se encontra em operação desde outubro de 2015. O apoio se dará através da emissão de debêntures privadas, as quais serão subscritas pelo BNDES e pela BNDESPar. Os papéis serão divididas em duas séries, uma atrelada à TJLP e a outra ao IPCA. A operação segue as características do Finem e tem prazo de 16 anos, com carência de 6 meses e amortização mensal.

### **38.3 Leilão de Transmissão 005/2015**

A Copel Geração e Transmissão arrematou o Lote E do Leilão de Transmissão nº 005/2015, realizado em 18.11.2015. O empreendimento, que foi conquistado sem deságio, conta com uma RAP de R\$ 97.948 e investimento total previsto pela Aneel de R\$ 580.595, e é composto por diversas instalações totalizando 230 km de linhas de transmissão e 3 subestações.

A entrada em operação comercial das instalações i) LT 525 kV Curitiba Leste – Blumenau C1 e da ii) LT 230 kV Baixo Iguaçu – Realeza esta prevista para 04.03.2021 e as demais instalações para 04.09.2019.

O contrato de concessão encontra-se em processo de assinatura.