

**Balanços patrimoniais
em 31 de dezembro de 2016 e 2015
(em milhares de reais)**

Ativo	Notas	31/12/2016	31/12/2015	01/01/2015
			Reapresentado	Reapresentado
Circulante		2.512.019	3.033.999	2.044.225
Caixa e equivalentes de caixa	6	899.313	785.146	578.648
Consumidores, parcelamentos de débitos e supridores	7	958.439	1.138.256	740.544
Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	8	226.768	625.146	503.016
Tributos a compensar	9	31.842	39.247	15.364
Imposto de renda e contribuição social a compensar		55.803	42.010	25.215
Instrumentos financeiros derivativos	14	19.017	134.494	-
Subsídios Tarifários	11	268.978	232.535	125.113
Outros créditos		51.859	37.165	56.325
Não circulante		4.164.114	4.368.364	3.890.547
Consumidores, parcelamentos de débitos e supridores	7	43.717	15.862	28.024
Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	8	165.915	323.059	284.019
Tributos a compensar	9	83.541	84.060	80.770
Instrumentos financeiros derivativos	14	143.996	373.808	132.780
Depósitos judiciais	10	127.360	111.260	102.081
Imposto de renda e contribuição social diferidos	27.2	601.560	707.771	764.915
Outros créditos		42.665	48.631	52.630
Ativo indenizável (concessão)	12.1	1.074.026	907.123	700.242
Ativo intangível	12.2	1.871.738	1.783.296	1.727.147
Imobilizado		9.596	13.494	17.939
Total do ativo		6.676.133	7.402.363	5.934.772

As notas explicativas são parte integrante destas Demonstrações Financeiras.

**Balanços patrimoniais
em 31 de dezembro de 2016 e 2015
(em milhares de reais)**

Passivo e patrimônio líquido	Notas	31/12/2016	31/12/2015	01/01/2015
			Reapresentado	Reapresentado
Circulante		2.183.529	2.347.901	1.052.387
Fornecedores e supridores de energia elétrica	13	418.415	586.330	488.071
Empréstimos e financiamentos	14	435.267	422.288	65.459
Debêntures	15	213.980	259.061	65.294
Valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros	8	332.273	271.483	171.745
Tributos a recolher	16	159.667	222.941	124.072
Encargos do consumidor	11	333.922	335.364	7.307
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	17	117.879	98.279	3.365
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	18	66.375	60.813	54.330
Obrigações P&D e eficiência energética	19	47.438	40.085	26.352
Outros passivos		58.313	51.257	46.392
Não circulante		2.494.310	3.092.017	2.662.126
Empréstimos e financiamentos	14	1.413.912	1.738.171	1.225.376
Debêntures	15	669.807	817.478	972.502
Valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros	8	234.979	263.822	215.571
Obrigações P&D e eficiência energética	19	19.763	17.382	15.346
Provisão para ações judiciais e regulatórias	21	146.267	239.719	219.088
Outros passivos		9.582	15.445	14.243
Patrimônio líquido		1.998.294	1.962.445	2.220.259
Capital social	22.1	952.492	952.492	952.492
Reservas de capital	22.2	765.882	765.882	765.882
Reservas de lucros		171.422	171.422	171.422
Dividendos adicionais propostos		108.498	72.649	330.463
Total do passivo e patrimônio líquido		6.676.133	7.402.363	5.934.772

As notas explicativas são parte integrante destas Demonstrações Financeiras.

**Demonstração de resultados
para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e 2015
(em milhares de reais, exceto lucro por ação)**

	Notas	31/12/2016	31/12/2015
Receitas operacionais líquidas	23	4.754.980	5.613.762
Custo do serviço de energia elétrica e operação		(3.606.490)	(4.335.359)
Energia comprada para revenda	24	(3.021.765)	(3.757.113)
Custos operacionais	25	(412.334)	(416.041)
Depreciação		(3.898)	(4.105)
Amortização de ativo intangível	12.2	(168.493)	(158.100)
Custo de construção	23	(410.253)	(368.371)
Lucro operacional bruto		738.237	910.032
Despesas operacionais		(140.025)	(240.800)
Despesas com vendas	25	(22.933)	(22.206)
Despesas gerais e administrativas	25	(83.563)	(78.993)
Outras despesas operacionais líquidas	25	(33.529)	(139.601)
Resultado antes das receitas e despesas financeiras		598.212	669.232
Resultado financeiro		(120.443)	(150.107)
Receitas financeiras	26	226.697	210.200
Despesas financeiras	26	(347.140)	(360.307)
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social		477.769	519.125
Imposto de renda e contribuição social correntes	27.1	(19.807)	(91.628)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	27.1	(106.274)	(56.318)
Lucro líquido do exercício		351.688	371.179
Lucro básico e diluído por ação (expresso em reais):			
Preferencial		1,89685	2,00197
Ordinária		1,72441	1,81998

As notas explicativas são parte integrante destas Demonstrações Financeiras.

**Demonstração do resultado abrangente
para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e 2015
(em milhares de reais)**

	<u>Notas</u>	<u>31/12/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
Lucro líquido do exercício		351.688	371.179
Outros resultados abrangentes do exercício			
Itens que não serão reclassificados para o resultado:		(125)	1.605
Ganhos e (perdas) atuariais imediatamente reconhecidas	20.1	(168.235)	43.224
Efeito do limite do ativo de benefício definido	20.1	168.047	(40.792)
Tributo diferido sobre ajustes atuariais	27.2	63	(827)
Resultado abrangente do exercício		351.563	372.784

As notas explicativas são parte integrante destas Demonstrações Financeiras.

**Demonstração das mutações do patrimônio líquido
para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e 2015
(em milhares de reais)**

	Notas	Capital social	Reserva de capital	Reservas de lucro/legal	Dividendos adicionais propostos	Lucros acumulados	Outros resultados abrangentes	Total
Saldos em 1º de janeiro de 2015	22.1	952.492	765.882	171.422	330.463	-	-	2.220.259
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	371.179	-	371.179
Outros resultados abrangentes:								
Ganhos e perdas atuariais líquidos		-	-	-	-	-	1.605	1.605
Reclassificação conforme parágrafo 122 do CPC 33 (R1)		-	-	-	-	1.605	-	-
Dividendos propostos e pagos		-	-	-	(330.463)	-	(1.605)	(330.463)
Dividendos intermediários pagos		-	-	-	-	(184.525)	-	(184.525)
Juros sobre capital próprio		-	-	-	-	(115.610)	-	(115.610)
Dividendos adicionais propostos		-	-	-	72.649	(72.649)	-	-
Saldos em 31 de dezembro de 2015	22.1	952.492	765.882	171.422	72.649	-	-	1.962.445
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	351.688	-	351.688
Outros resultados abrangentes:								
Ganhos e perdas atuariais líquidos		-	-	-	-	-	(125)	(125)
Reclassificação conforme parágrafo 122 do CPC 33 (R1)		-	-	-	-	(125)	125	-
Dividendos propostos e pagos	22.4	-	-	-	(72.649)	-	-	(72.649)
Dividendos intermediários pagos	22.4	-	-	-	-	(104.398)	-	(104.398)
Juros sobre capital próprio	22.4	-	-	-	-	(138.667)	-	(138.667)
Dividendos adicionais propostos	22.4	-	-	-	108.498	(108.498)	-	-
Saldos em 31 de dezembro de 2016		952.492	765.882	171.422	108.498	-	-	1.998.294

As notas explicativas são parte integrante destas Demonstrações Financeiras.

Demonstração dos fluxos de caixa
para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e 2015
(em milhares de reais)

	Notas	31/12/2016	31/12/2015
Atividades operacionais			
Lucro líquido do período		351.688	371.179
Itens do lucro líquido que não afetam caixa		652.531	686.511
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	7	84.935	73.767
Juros e variações monetárias e cambiais		330.878	351.807
Depreciações e amortizações		172.391	162.205
Perda / (ganho) na baixa de ativos intangíveis e financeiros indenizáveis		40.967	18.602
Plano de pensão	20.1	(188)	2.432
Provisão para ações judiciais e regulatórias	21	(67.085)	44.543
Tributos diferidos	27	106.274	56.317
Ajustes do fluxo de caixa estimado	12.1	(59.839)	(74.004)
Programa de P&D e eficiência energética		43.326	45.289
Plano de incentivo de longo prazo		872	5.553
Variações no ativo e passivo operacional		6.036	(400.389)
Contas a receber		67.027	(459.317)
Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	8	555.522	(161.170)
Tributos a compensar		(5.869)	(43.968)
Outros créditos		(72.742)	(102.198)
Juros pagos (empréstimos, debêntures e arrendamento mercantil)		(253.537)	(236.507)
Fornecedores e supridores de energia elétrica e encargos do consumidor		(169.357)	426.316
Valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros	8	31.947	147.989
Tributos a recolher		(10.618)	231.247
Imposto de renda e contribuição social pagos		(73.456)	(149.719)
Pagamento de ações judiciais e regulatórias	21	(26.367)	(23.912)
Programa de P&D e eficiência energética		(41.196)	(35.152)
Outros passivos		4.682	6.002
Fluxo de caixa gerado/aplicado pelas atividades operacionais		1.010.255	657.301
Fluxo de caixa gerado/aplicado pelas atividades de investimento		(401.334)	(360.566)
Adições ao ativo intangível, ativo indenizável e imobilizado	12.1 e 12.2	(408.520)	(368.373)
Valor recebido na baixa do ativo intangível, ativo indenizável e imobilizado		3.224	2.527
Caução de fundos e depósitos vinculados		3.962	5.280
Fluxo de caixa gerado/aplicado pelas atividades de financiamento		(494.754)	(90.237)
Dividendos e juros sobre capital próprio pagos		(275.315)	(518.344)
Amortização de empréstimos e arrendamento mercantil (principal)		(274.942)	(56.794)
Amortização de debêntures		(234.812)	(39.653)
Captação de empréstimos		290.315	524.554
Variação de caixa e equivalentes de caixa		114.167	206.498
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	6	785.146	578.648
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	6	899.313	785.146
Variação de caixa e equivalentes de caixa		114.167	206.498

As notas explicativas são parte integrante destas Demonstrações Financeiras.

**Demonstração do valor adicionado
para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e 2015
(em milhares de reais)**

	Notas	31/12/2016	31/12/2015
Receitas		7.880.478	9.574.563
Vendas de energia e serviços		7.960.541	8.666.008
Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	23	(420.539)	597.460
Receita de construção	23	410.253	368.371
Provisão para créditos de liquidação duvidosa líquida	25	(73.189)	(63.278)
Outras receitas		3.412	6.002
Insumos adquiridos de terceiros		(3.950.262)	(4.837.677)
Energia comprada bruta	24	(3.335.561)	(4.129.062)
Materiais	25	(36.325)	(35.781)
Serviços de terceiros	25	(138.553)	(155.661)
Custo de construção	23	(410.253)	(368.371)
Outros custos operacionais		(29.570)	(148.802)
Valor adicionado bruto		3.930.216	4.736.886
Depreciação e amortização		(172.391)	(162.205)
Valor adicionado líquido		3.757.825	4.574.681
Receitas financeiras e variações monetárias e cambiais	26	226.697	210.200
Valor adicionado a distribuir		3.984.522	4.784.881
Distribuição do valor adicionado		3.984.522	4.784.881
Pessoal		262.356	251.391
Impostos, taxas e contribuições		1.914.240	2.069.826
Federais		588.323	604.685
Estaduais		1.325.389	1.464.593
Municipais		528	548
Encargos setoriais e outros		1.111.377	1.732.974
Despesas financeiras e variações monetárias e cambiais		344.986	357.906
Juros sobre o capital próprio		138.667	115.610
Dividendos distribuídos		104.398	184.525
Dividendos propostos		108.498	72.649

As notas explicativas são parte integrante destas Demonstrações Financeiras.

ELEKTRO REDES S.A.
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016
(em milhares de reais, exceto se indicado de outra forma)

1. A COMPANHIA, SUAS OPERAÇÕES E A CONCESSÃO

A Elektro Redes S.A. ("Elektro Redes" ou "Companhia"), até 31 de agosto de 2016 denominada Elektro Eletricidade e Serviços S.A., com sede no município de Campinas, em São Paulo, é uma concessionária de serviço público que atua no segmento de distribuição de energia elétrica, e suas Demonstrações Financeiras refletem essa atividade, que constitui seu único segmento operacional. Os seus negócios, incluindo os serviços prestados e as tarifas cobradas, são regulamentados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

A área de concessão da Companhia é constituída por 228 municípios, dos quais 223 estão localizados no estado de São Paulo, e os outros 5 no estado de Mato Grosso do Sul. A concessão do serviço público de energia se deu pelo Contrato de Concessão de Distribuição nº 187/98, com vencimento em 2028, podendo ser prorrogado por no máximo 30 anos, por requerimento da Companhia e a critério da ANEEL.

As principais obrigações previstas no contrato de concessão consistem em fornecer energia elétrica aos consumidores de sua área de concessão, realizar as obras necessárias à prestação dos serviços e manter inventário dos bens vinculados à concessão. É vedado à Companhia alienar ou conceder em garantia tais bens sem a prévia e expressa autorização do regulador. Ao final da concessão, esses bens serão revertidos automaticamente ao Poder Concedente, procedendo-se às avaliações e determinação do valor de indenização à Companhia (vide nota 12.1).

O preço dos serviços prestados aos consumidores é regulado e tem a seguinte composição: Parcela A (custos não gerenciáveis, como compra de energia, transporte de energia e encargos setoriais, dentre outros, para os quais a legislação e a regulação garantem a neutralidade tarifária) e Parcela B (custos operacionais eficientes e custos de capital - remuneração do investimento e quota de reintegração/depreciação regulatória, perdas e receitas irre recuperáveis). Os mecanismos de ajuste são: o Reajuste Tarifário anual e a Revisão Tarifária ordinária a cada quatro anos.

A Companhia é registrada na Comissão de Valores Mobiliários (CVM) como companhia de capital aberto e tem suas ações (0,32% do capital total) negociadas na BM&FBovespa.

Aprovação das Demonstrações Financeiras

As Demonstrações Financeiras foram aprovadas pelo Conselho de Administração da Companhia em 17 de fevereiro de 2017, para divulgação na mesma data.

2. BASE DE PREPARAÇÃO

a) Declaração de conformidade

As Demonstrações Financeiras foram preparadas e apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem as normas da Comissão de Valores Mobiliários (CVM), os pronunciamentos do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro *International Financial Reporting Standards* (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

Todas as informações relevantes próprias das Demonstrações Financeiras, e somente elas, estão sendo evidenciadas, e correspondem às utilizadas pela Companhia em sua gestão.

b) Base de mensuração

As Demonstrações Financeiras foram preparadas com base no custo histórico, com exceção dos seguintes itens materiais reconhecidos nos balanços patrimoniais pelo valor justo: instrumentos financeiros derivativos e não-derivativos e ativos financeiros disponíveis para venda.

c) Moeda funcional e de apresentação

Estas Demonstrações Financeiras estão apresentadas em Reais, que é a moeda funcional da Companhia. Todos os saldos foram arredondados para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

d) Uso de estimativas e julgamentos contábeis

A preparação das Demonstrações Financeiras requer o uso de certas estimativas contábeis e também o exercício de julgamento por parte da Administração da Companhia. As estimativas e premissas são revisadas anualmente, ou quando eventos ou mudanças de circunstâncias assim exijam e são reconhecidos prospectivamente. Os resultados reais podem divergir dessas estimativas. As estimativas significativas para estas Demonstrações Financeiras estão incluídas nas seguintes notas explicativas:

- receita não faturada e respectiva contas a receber – nota explicativa 7 e 23;
- perdas estimadas para crédito de liquidação duvidosa – nota explicativa 7;
- vida útil da infraestrutura utilizada para cálculo da depreciação regulatória a ser inserida na tarifa e também como base para amortização do intangível – nota explicativa 12;
- premissas atuariais do plano de pensão – nota explicativa 20;
- reconhecimento e mensuração de provisões e contingências – nota explicativa 21;
- custo de energia – nota explicativa 24;
- avaliação de ativos e passivos financeiros ao valor justo e análise de sensibilidade – nota explicativa 30.

2.1. Reapresentação

A Administração da Companhia, após reavaliação de determinados temas e objetivando a melhor apresentação de seu desempenho operacional e financeiro, procedeu, conforme as orientações do CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, a realização de ajustes e reclassificações de forma retrospectiva em seu balanço patrimonial, originalmente publicado em 19 de fevereiro de 2016.

Para fins de comparabilidade as mudanças efetuadas estão apresentadas a seguir:

		31/12/2015			01/01/2015		
		Divulgado	Reclassificações	Reapresentado	Divulgado	Reclassificações	Reapresentado
Balanço Patrimonial - Ativo							
Circulante		2.899.505	134.494	3.033.999	2.044.225	-	2.044.225
Instrumentos financeiros derivativos	(a)	-	134.494	134.494	-	-	-
Não Circulante		3.994.556	373.808	4.368.364	3.757.767	132.780	3.890.547
Instrumentos financeiros derivativos	(a)	-	373.808	373.808	-	132.780	132.780
Total do ativo		6.894.061	508.302	7.402.363	5.801.992	132.780	5.934.772
Balanço Patrimonial - Passivo							
Circulante		2.213.407	134.494	2.347.901	1.052.387	-	1.052.387
Empréstimos e financiamentos	(a)	287.794	134.494	422.288	-	-	-
Não Circulante		2.718.209	373.808	3.092.017	2.529.346	132.780	2.662.126
Empréstimos e financiamentos	(a)	1.364.363	373.808	1.738.171	1.092.596	132.780	1.225.376
Patrimônio líquido		1.962.445	-	1.962.445	2.220.259	-	2.220.259
Total do passivo		6.894.061	508.302	7.402.363	5.801.992	132.780	5.934.772

- (a) Reavaliação do Pronunciamento Técnico CPC 39 Instrumentos Financeiros: Para apresentação e melhor demonstração dos itens que compõem o endividamento financeiro que antes eram apresentados líquidos no passivo, a Companhia segregou a contabilização do montante a pagar referente a empréstimos em moeda estrangeira objeto de *hedge* no passivo e do valor a receber referente ao instrumento de *hedge* derivativo (*swap*) no ativo. Embora tenham sido contratados ao mesmo tempo e com o propósito específico de eliminar o risco de variação cambial (vide nota 14), esses instrumentos financeiros possuem contratos e fluxos de caixa independentes do empréstimo. Esta mudança não afeta a condição financeira, nem a capacidade de pagamento da Companhia, refere-se apenas a uma reclassificação contábil para melhor apresentação de suas Demonstrações Financeiras.

3. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

As políticas contábeis significativas adotadas pela Companhia estão descritas nas notas explicativas específicas, relacionadas aos itens apresentados. Aquelas aplicáveis, de modo geral, em diferentes aspectos da Demonstração Financeira, estão descritas a seguir:

3.1. Instrumentos financeiros

A Elektro Redes classifica seus ativos e passivos financeiros, no reconhecimento inicial, de acordo com as seguintes categorias:

Ativos Financeiros

Empréstimos e Recebíveis: O reconhecimento inicial é efetuado pelo seu valor justo e ajustado pelas amortizações do principal, pelos juros calculados com base no método da taxa de juros efetiva, e por qualquer ajuste para redução do seu valor recuperável ou de liquidação duvidosa. A Companhia classifica os saldos de consumidores, parcelamento de débitos e supridores, e os valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros nessa categoria.

Disponíveis para venda: O reconhecimento inicial e subsequente é feito pelo valor justo, a Companhia avalia ao final de cada exercício se houve perda ou ganho no valor recuperável de seus ativos financeiros e, se aplicável, procede com a respectiva contabilização. A Companhia classifica o ativo indenizável referente à concessão nessa categoria (vide nota 12.1).

Mensurados pelo valor justo por meio do resultado: São ativos mantidos para negociação reconhecidos inicialmente pelo valor justo; alterações posteriores são refletidas no resultado do exercício em que ocorram (valor justo por meio do resultado). A Companhia tem como principais ativos mantidos para negociação os equivalentes de caixa, caução de fundos e depósitos vinculados (vide nota 6).

Passivos Financeiros

Os passivos financeiros são classificados como “Passivos financeiros ao valor justo por meio de resultado” (objeto de *hedge*), “Passivos não mensurados a valor justo” ou Instrumento de *hedge*. Os passivos financeiros da Companhia incluem fornecedores e supridores de energia elétrica, empréstimos e financiamentos, debêntures, valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros e outras contas a pagar.

Os itens objetos de *hedge* da Companhia são mensurados ao valor justo através do resultado e estão atrelados a derivativos designados como um instrumento de *hedge* efetivo.

Para os empréstimos e financiamentos em moeda nacional, que não são objetos de *hedge*, o reconhecimento inicial se dá pelo valor justo, líquido dos custos da transação, e a mensuração subsequente pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa efetiva de juros.

3.2. Conversão de saldos denominados em moeda estrangeira

A moeda funcional da Companhia é o Real. Para as transações denominadas em moeda estrangeira, os ativos e passivos monetários indexados são convertidos para reais utilizando a taxa de câmbio vigente na data de fechamento dos respectivos balanços patrimoniais. As diferenças decorrentes da conversão de moeda são reconhecidas no resultado.

3.3. Redução ao valor recuperável de ativos de vida longa ou indefinida

A Companhia revisa, no mínimo anualmente, o valor contábil líquido de seus ativos com o objetivo de avaliar eventos ou mudanças nas circunstâncias ou mudanças operacionais que possam indicar deterioração ou perda de seu valor recuperável. Não foram identificadas tais circunstâncias que levariam a Companhia a avaliar a necessidade de constituição de provisão para perda sobre o valor dos ativos não financeiros.

O valor recuperável dos ativos ou de determinada unidade geradora de caixa é definido como sendo o maior valor entre o valor de uso e o valor líquido de venda. A Companhia considera uma rede integrada de distribuição, compondo uma única unidade geradora de caixa.

i) Ativos financeiros não derivativos

Ativos financeiros não classificados a valor justo por meio do resultado são avaliados a cada data de balanço para determinar se há evidência objetiva de perda por redução em seu valor

recuperável, tais como inadimplência ou atrasos, mudanças significativas no cenário de pagamentos, indicativo de falências/recuperação judicial, e outras evidências de perda.

Uma eventual perda por redução ao valor recuperável de instrumentos mensurados ao custo amortizado será reconhecida no resultado do exercício e refletida em uma conta de provisão. Quando são identificadas evidências razoáveis de redução da perda, a provisão é revertida. Para instrumentos disponíveis para venda, uma eventual perda seria reconhecida no resultado. Caso o valor justo do título apresente aumento, relacionado a um evento ocorrido após o reconhecimento de uma perda, esta será revertida e o valor será reconhecido no resultado.

ii) Ativos não financeiros

Os valores contábeis desses ativos são revistos anualmente para apurar se há indicativos de perda em seu valor recuperável, caso ocorra tal indicação, o valor recuperável será estimado.

O valor recuperável de um ativo é considerado o maior valor entre o seu valor em uso (que é baseado no fluxo de caixa futuro estimado, descontado a valor presente) e o seu valor justo menos custos de venda. Uma eventual perda é reconhecida no resultado, caso o valor contábil do ativo exceda seu valor recuperável. As perdas são revertidas apenas na extensão em que o novo valor contábil não exceda o valor contábil original, líquido de depreciação ou amortização, exceto para a perda ao valor recuperável de ágio, que não pode ser revertida.

3.4. Demonstração do valor adicionado

A Companhia elaborou as demonstrações do valor adicionado (DVA) nos termos do pronunciamento técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado, as quais são apresentadas como parte integrante das Demonstrações Financeiras conforme BR GAAP aplicável às companhias abertas, enquanto para as IFRS representam informação financeira suplementar.

4. NOVOS PRONUNCIAMENTOS CONTÁBEIS

Normas que ainda não estavam em vigor no encerramento do exercício:

As normas e interpretações emitidas, mas ainda não adotadas até a data de emissão das Demonstrações Financeiras da Companhia estão abaixo apresentadas. A Companhia não planeja adotar estas normas de forma antecipada.

Iniciativa de Divulgação (Alterações ao CPC 26 / IAS 7) - (vigência a partir de 01/01/2017)	As alterações requerem a divulgação de informações adicionais para maior esclarecimento aos usuários das Demonstrações Financeiras em relação às mudanças ocorridas no passivo, decorrentes das atividades de financiamento.
Reconhecimento de Impostos Diferidos Ativos para Perdas Não Realizadas (Alterações ao CPC 32 / IAS 12) - (vigência a partir de 01/01/2017)	As alterações tem o objetivo de esclarecer a contabilização de impostos diferidos ativos para perdas não realizadas em instrumentos de dívida mensurados a valor justo.
IFRS 9 – Instrumentos Financeiros (vigência a partir de 01/01/2018)	Tem o objetivo, em última instância, de substituir o IAS 39. As principais mudanças previstas são: (i) todos os ativos financeiros devem ser, inicialmente, reconhecidos pelo seu valor justo; (ii) a norma divide todos os ativos financeiros em: custo amortizado e valor justo; (iii) o conceito de derivativos embutidos foi extinto.
IFRS 15 – Receitas de contratos com clientes (Vigência a partir de 01/01/2018)	A IFRS 15 introduz uma estrutura abrangente para determinar se e quando uma receita é reconhecida, e como a receita é mensurada.
IFRS 16 – Arrendamentos (Vigência a partir de	Tem como objetivo adotar um modelo único

01/01/2019)	de contabilização de arrendamentos no balanço patrimonial para arrendatários. Um arrendatário reconhece um ativo de direito de uso que representa o seu direito de utilizar o ativo arrendado com contra partida em conta do passivo. Isenções estão disponíveis para arrendamentos de curto prazo e itens de baixo valor.
-------------	--

O Comitê de Pronunciamentos Contábeis ainda não emitiu pronunciamento contábil ou alterações nos pronunciamentos vigentes correspondentes a estas normas. Adicionalmente, a Companhia realizou uma análise preliminar e não espera impactos relevantes quando essas normas entrarem em vigor.

5. ALTERAÇÕES E ATUALIZAÇÕES NA LEGISLAÇÃO REGULATÓRIA

5.1. Reajuste Tarifário

O Contrato de Concessão estabelece que a Elektro Redes deve passar pelo processo de Revisão Tarifária a cada quatro anos ou Revisões Tarifárias Extraordinárias a qualquer tempo, além de reajustes anuais entre os anos de revisões, sendo 27 de agosto a data de atualização de suas tarifas. A Revisão Tarifária tem como objetivo preservar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, estimulando o aumento da eficiência e a qualidade do serviço prestado pela Distribuidora, assegurando uma tarifa justa para os consumidores, além de preservar a atratividade financeira para os investidores. Já o Reajuste Tarifário reestabelece o poder de compra da concessionária por meio da correção pela inflação dos custos com a distribuição sob gestão da Distribuidora (Parcela B), deduzidos do Fator X.

Em 27 de agosto de 2016 ocorreu o Reajuste Tarifário Anual da Elektro Redes, homologado pela Resolução nº 2.125 de 23 de agosto de 2016. Neste reajuste foram atualizados os custos não gerenciáveis da distribuidora (Parcela A), repassados em sua totalidade para a tarifa dos consumidores. Nesse sentido, a redução de alguns componentes, como o preço da tarifa de energia de Itaipu, aliada à redução do encargo da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE (vide nota 5.2) culminou em uma redução média das tarifas aos consumidores de 13,40%. Ressalta-se que a parcela que remunera os custos gerenciados pela distribuidora (Parcela B), obteve reajuste positivo devido à atualização pela inflação registrada no período (IGP-M), descontada do Fator X. Assim, a redução nas tarifas praticadas não afeta a Margem Operacional da Companhia uma vez que se trata, principalmente, de Valores na Parcela A e Outros Itens Financeiros cujo impacto é neutro no resultado da Companhia.

5.2. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

A CDE é uma conta cuja arrecadação é utilizada para promover a competitividade da energia elétrica produzida por fontes alternativas, a universalização da energia elétrica no país e também suportar os subsídios tarifários destinados a cobrir descontos concedidos na tarifa pelas distribuidoras de Energia Elétrica a determinadas classes de clientes, além de outros custos. O mecanismo de recomposição do fundo é realizado por meio de cotas mensais homologadas pela ANEEL e recolhidas ao fundo operacionalizado pelas Centrais Elétricas Brasileiras – Eletrobras, sendo que este encargo é repassado aos consumidores por meio das tarifas, tendo efeito nulo no resultado. O ressarcimento às distribuidoras relativo aos subsídios tarifários ocorre através de repasses operacionalizados pela Eletrobras.

No que tange aos recolhimentos mensais das cotas de CDE, houve no ano de 2015 um descasamento de caixa, pois a Elektro Redes vinha recolhendo integralmente sua cota mensal, e em contrapartida não recebeu do fundo a integralidade dos repasses dos valores de subsídios. Assim, em 06 de agosto de 2015, a Companhia obteve ordem liminar, atualmente já confirmada por decisão de Segunda Instância, permitindo que fossem deduzidos dos pagamentos mensais os valores já vencidos e não repassados pelo fundo, que no ano de 2016 totalizaram R\$ 237.943 (R\$ 211.376 em 2015). Por se tratar de ordem ainda sujeita a recurso, a Companhia apresenta os saldos a receber e a pagar segregados em seu balanço patrimonial, exceto para o período de agosto de 2015 a janeiro de 2016, para os quais obteve recibo de quitação no montante de R\$ 230.691.

Ainda em relação aos recolhimentos da CDE, vem-se observando, desde 2015, o surgimento de liminares questionando em Juízo o pagamento de alguns itens que compõem esse encargo, bem como a sua forma de rateio proporcional ao consumo dos clientes, o que levou a ANEEL a fixar novas tarifas para os clientes que ingressaram com as liminares, a fim de dar cumprimento à ordem judicial. Em dezembro de 2015, como o impacto na arrecadação do encargo não havia recebido a correspondente diminuição na cota de aportes de cada distribuidora para a CDE e para evitar um desequilíbrio financeiro para o setor de distribuição, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) ingressou em Juízo e obteve a permissão para deduzir do saldo a pagar de CDE os montantes mensais que deixaram de ser faturados devido à liminar movida naquele ano pela Associação Brasileira de Consumidores de Energia (ABRACE). Dada a recorrência de liminares desta natureza em 2016, a ANEEL emitiu em 14 de junho o Despacho nº 1.576, que normatiza o tratamento a ser dado pelas distribuidoras no caso de surgirem novas liminares questionando os valores de CDE cobrados nas tarifas. Assim, nesses casos, será autorizada automaticamente a dedução dos montantes a serem recolhidos para a CDE dos valores não arrecadados devido às liminares obtidas por esses clientes, respeitando a neutralidade tarifária. Para a Elektro Redes, o montante total deduzido do saldo a pagar em 2016, relativo a essas liminares, foi de R\$ 30.767.

5.3. Bandeiras Tarifárias

A Resolução Normativa nº 547, de 16 de abril de 2013, estabeleceu os procedimentos comerciais para aplicação do sistema de Bandeiras Tarifárias, cujos valores são publicados mensalmente pela ANEEL através de despachos, tendo entrado o sistema em vigor a partir de janeiro de 2015.

O mecanismo das Bandeiras Tarifárias tem como finalidade indicar ao consumidor se a energia terá um custo mais elevado, em função das condições de geração de energia elétrica, e, de maneira complementar à Revisão Tarifária Extraordinária, visa preservar o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, cobrindo custos adicionais de geração térmica, Encargo de Serviços de Sistema – ESS, risco hidrológico e os custos com compra de energia no mercado de curto prazo devido à exposição involuntária das distribuidoras. As variações de custos remanescentes, não cobertos pelo mecanismo das Bandeiras Tarifárias, são registradas como Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros para inclusão no próximo processo de Reajuste ou Revisão Tarifária. Do mesmo modo, receitas provenientes de Bandeira Tarifária superiores às necessidades da Companhia são registradas como Valores a Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros para devolução no próximo Reajuste Tarifário ou Revisão Tarifária, tendo a neutralidade assegurada no resultado da Companhia.

Ao longo de todo o ano de 2015 vigorou a bandeira vermelha. Por meio da Resolução Homologatória nº 2.016, de 26 de janeiro de 2016 a ANEEL estabeleceu uma nova faixa de Bandeira Tarifária, resultando em quatro patamares de bandeira: vermelha – patamar 2 (cujo acréscimo na tarifa de energia é de R\$45/MWh), vermelha – patamar 1 (com acréscimo de R\$30/MWh), amarela (com acréscimo de R\$15/MWh) e verde (sem acréscimo na tarifa de energia). Em janeiro de 2016 foi aplicada a bandeira vermelha – patamar 2, em fevereiro a bandeira vermelha – patamar 1 e em março a bandeira amarela. A partir de abril de 2016, devido às condições hídricas mais favoráveis para a geração de energia, passou a vigorar a bandeira verde, o que se manteve até outubro de 2016. Em novembro, houve o acionamento da bandeira amarela e em dezembro a mesma retornou ao patamar verde. No ano de 2016, o montante de Bandeiras Tarifárias recebido através do faturamento das contas de energia pela Elektro Redes foi de R\$ 134.707 (R\$ 538.957 em 2015).

5.4. Sobrecontratação de energia

De acordo com o Modelo Regulatório, as distribuidoras devem contratar antecipadamente 100% da energia elétrica necessária para fornecimento aos seus clientes por meio de leilões regulados pela ANEEL. Tais leilões, com apoio da CCEE, ocorrem com antecedência mínima de cinco, três ou um ano. Conforme previsto na regulamentação do setor, em especial no Decreto nº 5.163/2004, se a energia contratada estiver dentro do limite de até 5% acima da necessidade total da distribuidora, haverá repasse integral às tarifas das variações de custo incorrido com a compra de energia excedente. Contudo, quando a distribuidora ultrapassar o referido limite e, sendo este ocasionado de forma voluntária, ficará exposta à variação entre o preço de compra e o de venda do montante excedente no mercado de curto prazo.

A Elektro Redes sempre manteve seus níveis de contratação dentro dos limites regulamentares. Em 2016, entretanto, devido a uma conjunção de fatores externos alheios à gestão da Companhia, que afetaram de forma generalizada o setor de distribuição no país, dentre eles: (i) o impacto da queda no consumo de energia em decorrência do cenário econômico desfavorável, que na área de concessão da Elektro Redes foi de 2,2% no período; (ii) o efeito da realocação de cotas de energia; e (iii) a intensa migração de clientes na condição de especiais para o mercado livre, contribuíram para que a Companhia apresentasse uma situação de sobrecontratação de energia. Devido ao caráter sistêmico desse fenômeno, ao longo do ano de 2016 foram tomadas diversas medidas pelos órgãos competentes (ANEEL e Ministério de Minas e Energia), que endereçaram as principais questões, a fim de mitigar os impactos da sobrecontratação, conforme descrito a seguir.

A ANEEL, no final de 2014, com o objetivo de equalizar os custos da energia comprada pelas empresas distribuidoras de energia, propôs uma realocação das cotas de energia proveniente das geradoras que possuem um preço médio menor e que tiveram seus contratos de concessão prorrogados nos termos da Lei nº 12.783/2013, alterando, a partir de janeiro de 2015, os montantes contratados de cada distribuidora. Entretanto, o montante recebido pela Elektro Redes foi maior do que a necessidade de compra da Companhia, fato este que contribuiu significativamente para um excesso de energia contratada em 2016. Com o intuito de evitar um desequilíbrio econômico-financeiro para as empresas do setor de distribuição, a ANEEL, através da Resolução Normativa nº 706 de 1º de abril de 2016, informou que o efeito desta realocação de cotas será considerado como involuntário, ou seja, terá a respectiva cobertura tarifária.

Em março de 2016, a ANEEL abriu a Audiência Pública nº 012, com o objetivo de obter subsídios para a definição de mecanismos de adequação dos níveis de contratação de energia via acordos bilaterais entre distribuidoras e geradores de energia, visando minimizar impactos da sobrecontratação. Essa audiência resultou na Resolução Normativa nº 711, de 19 de abril de 2016, que estabelece os critérios sobre os quais passou a ser permitida a realização de tais acordos. Eles podem envolver a redução temporária total ou parcial da energia contratada, redução permanente, porém parcial do contrato, ou ainda a rescisão contratual. A Elektro Redes realizou acordos nos termos desta resolução não apenas para contratos de suprimento imediato, mas também para aqueles de suprimento futuro, com o propósito de diminuir os impactos da sobrecontratação.

Em julho de 2016, por meio da Resolução nº 727, a ANEEL implantou uma nova modalidade do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déicits (MCSD) para contratos de energia nova entre distribuidoras e geradores, permitindo a realocação de energia entre esses agentes. Este mecanismo permite reduzir as sobras globais das distribuidoras. Foram realizados três processamentos do MCSD de Energia Nova em 2016: o primeiro em julho, o segundo em agosto, que em função da participação da usina Belo Monte permitiu que um volume maior de energia fosse realocado, e o terceiro em outubro, no qual foram incluídas as usinas que foram impedidas de participar dos processamentos anteriores por restrições operacionais da CCEE. A participação nestes MCSDs auxiliou na mitigação de parte da energia sobrecontratada da Elektro Redes para o ano de 2016. Além disso, como resultado da Audiência Pública nº 074/2016, será realizado até o fim fevereiro de 2017 o reprocessamento dos dois primeiros MCSDs de Energia Nova realizados em 2016, para possibilitar a participação de geradores que não puderam fazê-lo à época por restrições operacionais da CCEE.

Outro aspecto relacionado ao tema são os baixos preços praticados no mercado livre de compra de energia comparativamente às tarifas praticadas no mercado regulado, o que gerou um aumento na migração de clientes especiais (com demanda contratada entre 0,5 e 3 MW) para o ambiente livre. Em 2016, dado o elevado volume destas migrações e seu impacto no portfólio das distribuidoras, o assunto ganhou relevância na agência, inclusive com a emissão, pela procuradoria geral, de parecer equiparando a condição dos clientes especiais a dos clientes livres. Foi então publicada a Resolução Normativa nº 726, que reconheceu este entendimento ao permitir a devolução de contratos posteriores a sua publicação como forma de mitigar o impacto da migração destes clientes, analogamente ao que já era praticado no caso dos clientes livres. Quanto ao impacto destas migrações em períodos anteriores à efetivação destas devoluções, será tratado pontualmente pela ANEEL dentro do processo tarifário de cada distribuidora.

Adicionalmente, em 02 de agosto de 2016, a ANEEL emitiu o Decreto nº 8.828 que desobriga as distribuidoras sobrecontratadas de penalidades caso não contratem energia para o montante de reposição dos contratos que estão para expirar.

Por fim, em 28 de dezembro de 2016, foi recebido o Ofício nº 339, no qual a ANEEL permitiu às distribuidoras declarar no primeiro MCSD Mensal de 2017 os montantes referentes a clientes potencialmente livres que migraram para o mercado livre após o processamento do último MCSD Mensal de 2016. Ainda segundo a ANEEL, o pedido de consideração desses mesmos montantes como sobrecontratação involuntária em 2016 será tratado conjuntamente ao pleito sobre migração dos consumidores especiais.

Dessa forma, a Elektro Redes fez uso de todas as ferramentas disponíveis para o gerenciamento do seu nível de sobrecontratação e logrou mitigar o impacto de sobrecontratação em seu resultado de 2016.

6. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	31/12/2016	31/12/2015
Caixa e Bancos	10.325	15.272
Certificado de Depósitos Bancários (i)	888.988	769.874
Total	899.313	785.146

- (i) Refere-se a títulos de renda fixa, com taxas pós-fixadas, indexados à variação diária dos Certificados de Depósitos Interbancários (CDI). Em 31 de dezembro de 2016 a rentabilidade média estava em 100,53% do CDI (101,14% em 2015). Essas aplicações apresentam alta liquidez e podem ser resgatadas a qualquer momento sem risco significativo de perda de valor.

A Elektro Redes possui política de Tesouraria na qual são estabelecidos os critérios de aplicação dos recursos disponíveis no caixa da Companhia, sendo os principais: (i) o *rating* de crédito mínimo que as Instituições Financeiras devem ter com pelo menos uma das três Agências de Classificação de Risco (*Standard & Poor's*, *Moody's* ou *Fitch Rating*) e (ii) os limites máximos de exposição com cada instituição.

7. CONSUMIDORES, PARCELAMENTOS DE DÉBITOS E SUPRIDORES

	31/12/2016				31/12/2015			
	A Vencer	até 90 dias Vencidos	(+) 90 dias Vencidos	Total	A Vencer	até 90 dias Vencidos	(+) 90 dias Vencidos	Total
Fornecimento	161.375	127.018	78.593	366.986	232.323	174.802	59.114	466.239
Outras contas a receber	571.533	92.939	69.622	734.094	625.340	97.999	44.921	768.260
Receita não faturada	328.756	-	-	328.756	390.719	-	-	390.719
Parcelamentos de débitos	100.228	17.036	23.004	140.268	81.747	10.967	10.958	103.672
Tarifa de fio	122.618	68.516	39.594	230.728	131.982	80.968	28.612	241.562
Supridores	19.004	-	-	19.004	19.004	-	-	19.004
Outros	927	7.387	7.024	15.338	1.888	6.064	5.351	13.303
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	(16.737)	(15.500)	(66.687)	(98.924)	(14.333)	(16.012)	(50.036)	(80.381)
Total	716.171	204.457	81.528	1.002.156	843.330	256.789	53.999	1.154.118
Circulante	672.454	204.457	81.528	958.439	827.468	256.789	53.999	1.138.256
Não circulante	43.717	-	-	43.717	15.862	-	-	15.862

O saldo dos Supridores refere-se a transações no âmbito da CCEE no período do racionamento de energia elétrica, entre 2000 e 2002, sendo: (i) R\$ 14.995 referentes a liminares interpostas junto à CCEE por agentes do setor; e (ii) R\$ 4.009 referentes a acordos bilaterais em negociação, e ambos valores registrados no ativo não circulante. De acordo com análise realizada pelos assessores jurídicos da Companhia no âmbito da discussão judicial dos títulos em aberto, é improvável a não realização destes valores.

A Companhia possui uma política para cálculo da provisão para créditos de liquidação duvidosa cuja metodologia tem como premissa de provisionamento o histórico do comportamento de pagamento dos clientes dentro de cada faixa de vencimento do débito. Adicionalmente, a Companhia realiza análises individuais de acordo com o histórico de inadimplemento de clientes considerados críticos.

A provisão para créditos de liquidação duvidosa apresenta a seguinte movimentação:

	31/12/2014	Adições	Reversão da Provisão	Baixas de Incobráveis	31/12/2015	Adições	Reversão da Provisão	Baixas de Incobráveis	31/12/2016
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	42.436	86.671	(12.904)	(35.822)	80.381	94.522	(9.587)	(66.392)	98.924

O aumento das Provisões para Crédito de Liquidação Duvidosa (PCLD) reflete o efeito de elevações sucessivas nas tarifas de energia desde 2014, devido principalmente ao aumento dos custos relacionados à crise hídrica vivida naquele período, sendo que o efeito acumulado percebido pelo consumidor entre agosto de 2014 e dezembro de 2015, considerando também o efeito das Bandeiras Tarifárias, foi aproximadamente 80%. Essa elevação nas tarifas, aliada a uma conjuntura econômica adversa, vem afetando o poder aquisitivo e a capacidade de pagamento dos clientes, o que resultou em uma elevação da PCLD em 2016. Esses impactos foram suavizados pela intensificação e melhor assertividade das ações de cobrança conduzidas pela Companhia (maiores detalhes vide item risco de crédito da nota 30).

8. VALORES A RECEBER E A DEVOLVER DE PARCELA A E OUTROS ITENS FINANCEIROS

A natureza dos saldos reconhecidos de valores a receber/devolver de Parcela A e outros itens financeiros estão descritas a seguir:

Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros	Item	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Saldo em 31/12/2016	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Saldo em 31/12/2015
CVA Ativa - Parcela A a receber		27.834	22.259	50.093	311.492	343.941	655.433
Aquisição de Energia	8.1	-	-	-	236.361	-	236.361
Custo da Energia de Itaipu	8.1	-	7.996	7.996	-	232.137	232.137
Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA		14.446	-	14.446	-	-	-
Transporte Rede Básica		10.710	13.406	24.116	17.266	10.331	27.597
Transporte de Energia - Itaipu		2.678	857	3.535	820	3.765	4.585
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	8.2	-	-	-	57.045	97.708	154.753
Outros Itens Financeiros a receber		80.424	262.166	342.590	82.895	209.877	292.772
Quota Parte de Energia Nuclear		176	-	176	4.731	-	4.731
Neutralidade da Parcela A	8.3	65.644	82.965	148.609	4.195	52.272	56.467
Sobrecontratação de Energia CUSD/DIT	8.4	14.604	179.201	193.805	73.507	157.605	231.112
		-	-	-	462	-	462
Total Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros		108.258	284.425	392.683	394.387	553.818	948.205
Ativo Circulante				226.768			625.146
Ativo Não Circulante				165.915			323.059

Valores a Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros	Item	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Saldo em 31/12/2016	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Saldo em 31/12/2015
CVA Passiva - Parcela A a devolver		252.429	188.796	441.225	104.713	351.957	456.670
Aquisição de Energia	8.1	148.018	55.197	203.215	-	316.315	316.315
Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA		-	-	-	1.654	-	1.654
Encargos de Serviços de Sistema - ESS e CONER	8.1	42.899	83.160	126.059	103.059	35.642	138.701
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	8.2	61.512	50.439	111.951	-	-	-
Outros Itens Financeiros a devolver		1.180	124.847	126.027	169	78.466	78.635
CUSD/DIT		814	-	814	-	-	-
Energia Livre	8.5	-	13.864	13.864	-	12.537	12.537
TUSD-G	8.6	-	35.347	35.347	-	35.347	35.347
DIC/FIC		22	-	22	169	-	169
Receita Ultrapassagem de Demanda e Excedente Reativo	8.7	-	75.636	75.636	-	30.582	30.582
Outros		344	-	344	-	-	-
Total Valores a Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros		253.609	313.643	567.252	104.882	430.423	535.305
Passivo Circulante				332.273			271.483
Passivo Não Circulante				234.979			263.822

8.1. Conta de compensação de variação de itens da Parcela A – CVA

Os valores a receber e a devolver de Parcela A referem-se às variações entre os custos não gerenciáveis efetivamente incorridos e os custos fixados quando da determinação da tarifa nas Revisões e/ou Reajustes Tarifários. Estes valores garantem a neutralidade tarifária da Parcela A.

Por meio da Resolução Homologatória nº 2.125, de 23 de agosto de 2016, a ANEEL definiu os valores de CVA correspondentes ao período de 27 de agosto de 2015 a 26 de agosto de 2016. Tais montantes já estão líquidos dos recebimentos ocorridos até 31 de dezembro de 2016 e estão representados no quadro “Valores a receber/devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros” na coluna “valores em amortização”: (i) R\$ 148.018 como CVA passiva (R\$ 236.361 como CVA ativa em 2015), referente à aquisição de energia já deduzido dos montantes de Bandeira Tarifária para cobertura desse item; e (ii) R\$ 42.899 (R\$ 103.059 em 2015) registrados como CVA passiva de ESS e CONER (Conta de Energia de Reserva) também já deduzidos dos valores recebidos via Bandeira Tarifária.

Os saldos em constituição referem-se à apuração do saldo de CVA para repasse no próximo processo tarifário de acordo com legislação e regras vigentes. Em 31 de dezembro de 2016, a Companhia possui os seguintes montantes registrados: (i) R\$ 7.996 a receber (R\$ 232.137 em 2015) referente ao custo de energia de Itaipu maior que sua cobertura tarifária; (ii) R\$ 55.197 a devolver (R\$ 316.315 em 2015) decorrente dos menores custos de energia em relação ao homologado na tarifa; e (iii) R\$ 83.160 a devolver (R\$ 35.642 em 2015) devido aos valores pagos de ESS e CONER estarem menores que sua cobertura tarifária.

8.2. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

A Conta de Desenvolvimento Energético – CDE é um encargo setorial, pago pelas empresas de distribuição e estabelecido em lei (vide nota 5.2). Este encargo é dividido em três categorias, sendo: (i) CDE Uso referente à parcela cobrada de clientes livres e cativos incidente na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD; (ii) CDE Energia, referente ao encargo pago pelos clientes cativos incidente na Tarifa de Energia (TE); e (iii) CDE Energia ACR, referente ao encargo pago pelos clientes cativos incidente na Tarifa de Energia com o intuito de quitar o empréstimo realizado pela CONTA-ACR. O mecanismo de ressarcimento concedido às distribuidoras em relação aos subsídios tarifários ocorre através de repasses operacionalizados pela Eletrobras.

Ao longo de 2016 ocorreram duas alterações no valor do encargo CDE Uso. Em janeiro a ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 2.018/16, reduziu o valor do encargo a pagar, que era igual à sua cobertura tarifária, de R\$ 73.472 para R\$ 47.371, e em junho, a Resolução Homologatória nº 2.077 revogou a anterior e fixou a nova parcela mensal em R\$ 40.510, resultando assim em uma cobertura tarifária maior que o valor a ser pago pelo encargo. Após o Reajuste Tarifário ocorrido em agosto, foi determinado, por meio da Resolução Homologatória nº 2.125/16, o novo valor deste encargo, atualizando a parcela mensal para R\$ 43.369, igual à sua cobertura tarifária.

Em 31 de dezembro de 2016, o passivo em constituição de CDE que será devolvido a partir de 2017 é de R\$ 50.439 (R\$ 97.708 a receber em 2015). Adicionalmente, o montante a devolver em amortização de CDE é de R\$ 61.512 (R\$ 57.045 a receber em 2015).

8.3. Neutralidade dos encargos setoriais na Parcela A

Em conformidade ao disposto na Subcláusula Décima da Cláusula Oitava do Contrato de Concessão, a neutralidade dos encargos refere-se ao cálculo das variações mensais apuradas entre os valores de cada item dos encargos setoriais efetivamente faturados no período de referência e os respectivos valores contemplados no processo tarifário, baseados na expectativa de mercado para os 12 meses subsequentes ao reajuste. O total remanescente das diferenças a receber dos consumidores, homologado pela Resolução Homologatória nº 2.125/2016, representa, em 31 de dezembro de 2016, um saldo em amortização de R\$ 65.644 (R\$ 4.195 em 2015).

Em julho de 2015, a ABRACE ajuizou uma ação questionando determinados componentes da CDE e obteve uma liminar que permitiu a isenção parcial do pagamento desse encargo para os seus associados, tendo sido fixada pela ANEEL uma nova tarifa para esses clientes.

Em janeiro de 2016, a ANACE também ingressou em juízo questionando alguns itens do orçamento da CDE, resultando em uma nova tarifa para os consumidores representados por essa Associação.

A diferença no faturamento referente à isenção parcial do encargo de CDE para os clientes abarcados pelas ações judiciais da ABRACE e ANACE está registrada através da constituição de neutralidade no montante de R\$ 30.767 (vide nota 5.2), saldo que compõe o ativo total em constituição em 31 de dezembro de 2016, no montante de R\$ 82.965 (R\$ 52.272 em 2015).

8.4. Sobrecontratação de Energia

Em 31 de dezembro de 2016, o montante a receber em amortização de sobrecontratação de energia (vide nota 5.4), é de R\$ 14.604 (R\$ 73.507 em 2015). O saldo em constituição em 31 de dezembro de 2016 é de R\$ 179.201 (R\$ 157.605 em 2015), refere-se aos custos adicionais com exposição involuntária no mercado de curto prazo, diferenças de preços entre submercados e liquidação das sobras de energia para os períodos de 2015 e 2016.

8.5. RTE – Energia Livre

Devido a uma liminar proferida em Ação Civil Pública ajuizada pelo Ministério Público Federal na região da jurisdição federal de Presidente Prudente, que afetou algumas cidades da área de concessão da Elektro Redes e que impedia o faturamento dos adicionais tarifários relacionados à Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE) ocorrida após o Programa de Racionamento de 2001/02, o período de cobrança naquelas localidades acabou sendo postergado, tendo seu término no ano de 2012. Considerando que a cobrança desses adicionais tarifários se encerrou em 2012, o saldo a devolver no montante de R\$ 13.864 (R\$ 12.537 em 2015) deverá ser tratado nos próximos processos tarifários.

8.6. Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição para Unidades Geradoras - TUSD-G

A ANEEL, através de resoluções específicas, determinou a cobrança da TUSD-G das geradoras, para remunerar as instalações, os equipamentos e os componentes da rede de distribuição utilizados para levar a energia aos consumidores conectados à área de concessão da Elektro Redes. A Duke Energy, geradora proprietária da usina de Rosana, localizada na área de concessão da Elektro Redes, não concordou com os valores calculados pela ANEEL e por decisão judicial foi autorizada a realizar o depósito em juízo dos valores cobrados. Dessa forma, em 31 de dezembro de 2016, a Elektro Redes mantém um contas a receber registrado na rubrica de outros créditos e um saldo a devolver aos consumidores via modicidade tarifária, a partir do encerramento da ação judicial, no montante de R\$ 35.347 (R\$ 35.347 em 2015).

8.7. Receita Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativo

O montante a devolver refere-se à reversão de receita obtida através do faturamento pela Elektro Redes aos seus clientes finais de penalidades por ultrapassagem dos limites contratados para demanda e excedente de reativo que até o 4º Ciclo foram contabilizados como obrigações especiais em serviço, reduzindo o ativo intangível e financeiro, tanto no custo, quanto em sua atualização. A partir do 5º Ciclo, esses montantes passaram a constituir um passivo que será amortizado ao longo do Ciclo seguinte. Em 31 de dezembro de 2016, a Companhia possui um saldo de R\$ 75.636 (R\$ 30.582 em 2015) que compreende o período de março de 2015 a dezembro de 2016, atualizado pela Selic.

9. TRIBUTOS A COMPENSAR

A tributação sobre o lucro compreende o imposto de renda e a contribuição social, a qual está computada a alíquota nominal de 34% sobre o lucro tributável reconhecido pelo regime de competência. A Companhia realiza antecipações mensais e apresenta o saldo líquido em seu balanço patrimonial.

O saldo de ICMS a recuperar refere-se a créditos na compra de bens para uso na concessão, cuja compensação ocorre em no máximo 48 meses de acordo com a legislação específica desse tributo.

	31/12/2016	31/12/2015
ICMS a recuperar	104.328	120.254
PIS e COFINS a recuperar	11.055	3.053
Total	115.383	123.307
Ativo circulante	31.842	39.247
Ativo não circulante	83.541	84.060

10. DEPÓSITOS JUDICIAIS

	31/12/2016	31/12/2015
Incidência da COFINS sobre o faturamento	38.799	36.660
Legado "EPC" - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda. ⁽ⁱ⁾	35.100	32.390
Outros processos de natureza Trabalhista, Cível e Tributária	53.461	42.210
Total	127.360	111.260

(i) Refere-se ao processo descrito na nota 21.

O montante de R\$ 38.799 em 31 de dezembro de 2016 (R\$ 36.660 em 2015) refere-se ao valor atualizado do depósito judicial efetuado em 29 de outubro de 2004 nos autos da ação que questiona o recolhimento da COFINS nos termos previstos pela Lei Complementar nº 70/91 e Lei nº 9.178/98, considerando a incidência somente sobre o faturamento, excetuando-se as receitas financeiras de qualquer natureza.

11. SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS E ENCARGOS DO CONSUMIDOR

Em 2015, além do repasse da Bandeira Tarifária à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (CCRBT), ocorreu um aumento no valor das cotas do encargo CDE pago pela Companhia para recomposição da conta utilizada nos anos de 2013 e 2014, a fim de neutralizar os impactos do alto custo de energia do mesmo período às distribuidoras. Tal aumento foi objeto de RTE ocorrida em março de 2015. Já em 2016 a ANEEL voltou a reduzir estes encargos (vide nota 8.2).

No que tange aos recolhimentos mensais das cotas de CDE, houve no ano de 2015 um descasamento de caixa, pois a Elektro Redes vinha recolhendo integralmente sua cota mensal, e em contrapartida não recebeu do fundo a integralidade dos repasses dos valores de subsídios. Assim, em 6 de agosto de 2015, a Companhia obteve ordem liminar permitindo que fossem deduzidos dos pagamentos mensais os valores já vencidos e não repassados pelo fundo, que no ano de 2016 totalizaram R\$ 237.943 (R\$ 211.376 em 2015). Por se tratar de ordem liminar, a Companhia apresenta os saldos a receber e a pagar segregados em seu balanço patrimonial, exceto para o período de agosto de 2015 a janeiro de 2016, para os quais obteve recibo de quitação no montante de R\$ 230.691.

Assim, em 31 de dezembro de 2016, a Companhia mantém registrado no ativo os valores a receber no montante de R\$ 268.978 (R\$ 232.535 em 2015) e no passivo o montante total de R\$ 333.922 (R\$ 335.364 em 2015) referente ao período de fevereiro a dezembro de 2016.

12. CONTRATO DE CONCESSÃO

Com base nas características estabelecidas no contrato de concessão de distribuição de energia elétrica da Companhia, a infraestrutura construída é bifurcada em (i) ativo financeiro indenizável, composto pela parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados até o final da concessão, e que serão objeto de indenização pelo Poder Concedente, e (ii) ativo intangível, compreendendo o direito ao uso, durante o período da concessão, da infraestrutura construída ou adquirida pela Companhia e, consequentemente, ao direito de cobrar os consumidores pelos serviços prestados ao longo do contrato de concessão.

Os encargos financeiros de dívida relacionados com a formação da infraestrutura são capitalizados como parte do custo correspondente. O cálculo é definido pela aplicação da taxa média ponderada dos custos de empréstimos sobre os gastos dos ativos qualificáveis em construção limitado a regra regulatória, que leva em consideração os prazos médios de construção e expansão do sistema elétrico. O valor desses encargos capitalizados foi de R\$ 7.101 em 31 de dezembro de 2016 (R\$ 8.917 em 2015). Todos os demais custos de empréstimos são registrados como despesa financeira no período em que ocorrerem.

12.1. Ativo Indenizável (Concessão)

A Administração entende que a melhor estimativa para cálculo da indenização a ser paga pelo poder concedente ao término do contrato de concessão é utilizar a metodologia do Valor Novo de Reposição (VNR). Esta metodologia é atualmente adotada pelo regulador para fins de determinação da Base de Remuneração Regulatória (BRR) e da consequente remuneração do acionista, no momento das Revisões Tarifárias periódicas. Esta também foi a metodologia adotada para indenização dos ativos de Transmissão e Geração definida pela Lei nº 12.783/13. Desta maneira, o fluxo de caixa do ativo financeiro a ser recebido do poder concedente ao final da concessão foi determinado pela Companhia utilizando o valor residual da BRR estimado ao final do prazo contratual da concessão.

Em 31 de dezembro de 2016, o ativo financeiro está atualizado pelo valor residual da BRR homologada no 4º Ciclo de Revisão Tarifária definida por meio da Resolução Homologatória ANEEL nº 1.944 e Nota Técnica nº 219/2015 – SGT/ANEEL de 25 de agosto de 2015, devidamente movimentado por adições, atualizações e baixas.

Este ativo financeiro está classificado como um ativo disponível para venda. A Companhia registra as variações no fluxo de caixa estimado desse ativo financeiro no resultado operacional do exercício. Com relação à mensuração do valor de mercado, classifica-se esse ativo como nível hierárquico 2 (nota explicativa 30).

Visando sempre a melhor estimativa da indenização ao final da concessão, o fluxo de caixa estimado do ativo financeiro apurado a partir da BRR homologada no 4º Ciclo é atualizado mensalmente, considerando a atualização pelo Índice de Preços Amplos ao Consumidor – IPCA, publicado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, conforme estabelecido pela ANEEL por meio do Prorot – Procedimento de Regulação Tarifária, vigente a partir de 23 de novembro de 2015. O ativo financeiro indenizável decorrente dos investimentos incrementais ocorridos de março de 2015 a dezembro de 2016 também é atualizado mensalmente, a fim de reproduzir a metodologia que define o VNR dos investimentos, representando a melhor estimativa na visão da Companhia.

Em 31 de dezembro de 2016, o valor correspondente à atualização deste ativo financeiro foi registrado no resultado operacional do exercício no montante de R\$ 59.839 (R\$ 74.004 em 2015).

As obrigações especiais representam doações, subvenções e recursos pagos por terceiros para investimentos e cobertura dos custos de conexão à rede de distribuição de energia. O saldo das obrigações especiais, ao final da concessão, será deduzido do valor da indenização e, portanto, é redutor do ativo financeiro. A BRR residual utilizada para determinação do fluxo de caixa estimado do ativo financeiro está líquida do valor reavaliado das obrigações especiais. A parcela das obrigações especiais a ser amortizada no período da concessão pela taxa média de amortização dos ativos de máquinas e equipamentos é classificada como redutora do ativo intangível.

A mutação do ativo financeiro indenizável é compreendida por:

	Custo	Obrigações Especiais	Ajuste de Fluxo de Caixa Estimado	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2015	727.444	(69.321)	42.119	700.242
Transferências de ativo intangível	226.175	(68.197)	-	157.978
Adições	-	(7.373)	-	(7.373)
Ajustes do fluxo de caixa estimado	-	-	74.862	74.862
Baixas	(17.728)	-	(858)	(18.586)
Saldo em 31 de dezembro de 2015	935.891	(144.891)	116.123	907.123
Transferências de ativo intangível	137.684	(20.462)	-	117.222
Adições	-	(16)	-	(16)
Ajustes do fluxo de caixa estimado	-	-	64.903	64.903
Baixas	(11.069)	927	(5.064)	(15.206)
Saldo em 31 de dezembro de 2016	1.062.506	(164.442)	175.962	1.074.026

12.2. Ativo Intangível

O direito de cobrar dos consumidores pelos serviços prestados ao longo do contrato de concessão, representado pelo ativo intangível, de vida útil definida, será completamente amortizado dentro do prazo da concessão. Este ativo intangível é avaliado ao custo de aquisição, deduzido da amortização acumulada que é calculada utilizando-se as taxas de depreciação definidas pela ANEEL na Resolução nº 674/2015 para depreciação da infraestrutura. A taxa média homologada é 3,88%.

A mutação do direito de uso da concessão é assim apresentada:

	Em Serviço			Em Formação			Total
	Custo	Obrigações Especiais	Amortização Acumulada	Valor Líquido	Custo	Obrigações Especiais	Valor Líquido
Saldo em 1º de janeiro de 2015	2.348.416	(317.550)	(603.793)	1.427.073	454.749	(154.675)	300.074
Adições	-	(8.170)	-	(8.170)	415.651	(31.735)	383.916
Baixas	(25.308)	-	21.789	(3.519)	-	-	-
Amortização	-	-	(158.100)	(158.100)	-	-	-
Transferências	286.248	(72.552)	-	213.696	(512.424)	140.750	(371.674)
Saldo em 31 de dezembro de 2015	2.609.356	(398.272)	(740.104)	1.470.980	357.976	(45.660)	312.316
Adições	-	(15)	-	(15)	426.252	(17.701)	408.551
Baixas	(57.882)	805	22.698	(34.379)	-	-	-
Amortização	-	-	(168.493)	(168.493)	-	-	-
Transferências	178.807	(17.811)	-	160.996	(316.491)	38.273	(278.218)
Saldo em 31 de dezembro de 2016	2.730.281	(415.293)	(885.899)	1.429.089	467.737	(25.088)	442.649

13. FORNECEDORES E SUPRIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA

	31/12/2016	31/12/2015
Moeda nacional	372.475	483.820
Supridores de energia elétrica	282.017	401.253
Fornecedores de materiais e serviços	90.458	82.567
Moeda estrangeira	45.940	102.510
Supridores de energia elétrica - Itaipu	45.940	102.510
Total	418.415	586.330

Em 31 de dezembro de 2016, a Companhia apresentou redução no saldo de supridores de energia devido: (i) menor preço médio da tarifa de compra de energia, devido ao aumento do volume de energia de cotas, cujos preços são significativamente menores que o preço médio dos demais contratos, impactando o mix de contratação; (ii) queda de aproximadamente 32% na tarifa de Itaipu, além da variação cambial, visto que seu faturamento ocorre em dólar.

14. EMPRÉSTIMOS / FINANCIAMENTOS E INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS

	31/12/2016	31/12/2015	01/01/2015	Condições Gerais	Vencimento	Garantias
		Reapresentado	Reapresentado			
Moeda Nacional	607.693	581.858	469.954			
BNDES	515.625	466.796	326.148			
Finame SE 2011	2.914	3.616	4.341	5,5% a.a.	Início 15/02/2013 até 15/01/2021	
Finem CAPEX 2011/2012	70.784	97.903	125.519	de TJLP a TJLP + 3,03% a.a.	Início 15/06/2013 até 15/12/2019	Instrumento de Cessão Fiduciária de Direitos Creditórios
Finem CAPEX 2013/2014	219.041	256.318	196.588	de TJLP a TJLP + 3,08% a.a.	Início 15/01/2016 até 15/12/2023	
Finem CAPEX 2015/2016	224.322	110.000	-	de TJLP a TJLP + 2,36% e SELIC + 2,44%	Início 15/07/2017 até 15/06/2024	
Custos com emissão - BNDES	(1.436)	(1.041)	(300)			
Eletrobrás - Luz para Todos ⁽¹⁾	44.401	58.144	72.087	RGR + 5,0% a.a. ⁽²⁾	Início: 30/11/2006 até 31/12/2022	
Caixa Econômica Federal - Luz para Todos ⁽¹⁾	5.743	-	-	6% a.a.	Início: 15/05/2016 até 15/04/2026	
Finep - 2º Ciclo	6.993	13.987	20.980	4,25% a.a.	Início: 15/04/2011 até 15/12/2017	Carta de Fiança
Finep - 3º Ciclo	3.563	4.751	5.939	5,0% a.a.	Início: 15/01/2014 até 15/12/2019	
Finep - 4º Ciclo	12.571	15.529	17.993	5,0% a.a.	Início: 15/03/2015 até 15/03/2021	
Finep - 5º Ciclo	7.589	7.802	7.804	TJLP + 0,5% a.a.	Início: 15/10/2016 até 15/10/2022	
Arrendamento mercantil	11.208	14.849	19.003	de 10% a 18% a.a.	A partir de 2013 ⁽³⁾	N/A
Moeda Estrangeira	1.241.486	1.578.601	820.881			
BEI - Banco Europeu de Investimento 2013	369.607	509.419	347.278	US\$ + 3,4020% a.a.	31/10/2025	Carta de Fiança
BEI - Banco Europeu de Investimento 2016	202.546	-	-	Libor 6M + 0,862% ⁽⁴⁾	01/07/2027	
4131 Bank Of Tokyo 2014	145.147	176.186	118.562	Libor 3mL + 0,8457% ⁽⁴⁾	20/06/2018	
4131 Citibank	215.256	258.543	176.008	Libor 3mL + 0,7782% ⁽⁴⁾	09/01/2018	N/A
4131 HSBC	-	263.187	179.332	Libor 3mL + 0,8500% ⁽⁴⁾	15/06/2016	
4131 Mizuho	194.783	235.228	-	Libor 3mL + 1,00% ⁽⁴⁾	16/03/2018	
4131 Bank Of Tokyo 2015	114.933	136.998	-	Libor 3mL + 0,6900% ⁽⁴⁾	16/03/2018	
Custos com emissão - Moeda Estrangeira	(786)	(960)	(299)			
Total	1.849.179	2.160.459	1.290.835			
Circulante	435.267	422.288	65.459			
Não circulante	1.413.912	1.738.171	1.225.376			
Instrumentos Financeiros Derivativos						
Swap Empréstimo BEI - Banco Europeu de Investimento 2013	(111.299)	(222.272)	(61.331)	CDI - 0,30% a.a.	31/10/2025	N/A
Swap Empréstimo BEI - Banco Europeu de Investimento 2016	(13.143)	-	-	76,5% do CDI a.a.	01/07/2027	
Swap Cré. Bancário via Lei nº 4.131 Bank of Tokyo 2014	(4.388)	(33.591)	(18.211)	100,5% do CDI a.a.	20/06/2018	
Swap Cré. Bancário via Lei nº 4.131 Citibank	(26.385)	(69.915)	(24.834)	103,0% do CDI a.a.	09/01/2018	
Swap Cré. Bancário via Lei nº 4.131 HSBC	-	(112.267)	(28.404)	104,9% do CDI a.a.	15/06/2016	
Swap Cré. Bancário via Lei nº 4.131 Mizuho	(6.404)	(46.818)	-	93,16% do CDI a.a.	16/03/2018	
Swap Cré. Bancário via Lei nº 4.131 Bank of Tokyo 2015	(1.394)	(23.439)	-	94,0% do CDI a.a.	16/03/2018	
Total	(163.013)	(508.302)	(132.780)			
Circulante	(19.017)	(134.494)	-			
Não circulante	(143.996)	(373.808)	(132.780)			
Endividamento Financeiro Líquido dos Efeitos dos Instrumentos Derivativos	1.686.166	1.652.157	1.158.055			
Circulante	416.250	287.794	65.459			
Não circulante	1.269.916	1.364.363	1.092.596			

(1) O projeto Luz para Todos está relacionado a dez contratos de financiamento.

(2) Reserva Global de Reversão - RGR é indexada à variação da UFIR, que tem se mantido constante.

(3) Os prazos de amortização do arrendamento mercantil estão considerados no parágrafo abaixo.

(4) Taxa Libor de 3 meses.

(5) Taxa Libor de 6 meses.

Em 31 de dezembro de 2016, o endividamento financeiro líquido do efeito dos Instrumentos Financeiros Derivativos é de R\$ 1.686.166 (R\$ 1.652.157 em 2015), sendo: (i) R\$ 416.250 (R\$ 287.794 em 2015) registrado no curto prazo; (ii) R\$ 1.269.916 (R\$ 1.364.157 em 2015) registrado no longo prazo, com vencimentos que ocorrerão da seguinte forma: R\$ 505.278 em 2018, R\$ 149.361 em 2019, R\$ 122.700 em 2020, R\$ 116.658 em 2021 e R\$ 375.919 após 2021.

No primeiro trimestre de 2016 foi liberado o montante parcial de R\$ 20.000, e em dezembro foi realizada uma segunda liberação, de R\$ 84.800, referente ao contrato de financiamento firmado em 2015 junto ao BNDES, destinado à implantação do Plano de Investimentos 2015-2016 com prazo de financiamento de 8,5 anos e carência de 19 meses. O montante total liberado desde a assinatura do contrato foi de R\$ 214.800.

Em março de 2016 houve a liberação dos recursos financeiros do contrato junto à Caixa Econômica Federal, agente financiador do Programa Luz para Todos do estado de São Paulo. Esta liberação, no valor de R\$ 6.138, corresponde a 70% do valor do contrato.

Em 15 de junho de 2016 foi realizada a liquidação do contrato de empréstimo e do instrumento derivativo referente à dívida via Lei nº 4.131 junto ao banco HSBC no valor líquido de R\$ 150.000, composto pela liquidação do empréstimo no montante de R\$ 231.942, compensado pelo recebimento do montante de R\$ 81.942 referente ao instrumento financeiro derivativo.

Adicionalmente, em 1º de julho de 2016, depois de cumpridas todas as condições precedentes previstas no contrato de financiamento assinado em dezembro de 2015 com o Banco Europeu de Investimento (BEI), a Companhia obteve o desembolso da primeira parcela no montante de R\$

180.150. Essa operação possui prazo de vencimento de 11 anos, pagamento de juros semestrais e 3 (três) anos de carência para pagamento do principal. Na mesma data, foi contratada uma operação de “Swap” com o mesmo fluxo de liquidação do financiamento, que tem como objetivo eliminar o risco de variação cambial da captação em moeda estrangeira, resultando, assim, em uma operação denominada em moeda nacional atrelada à variação dos Certificados de Depósitos Bancários (CDI) com um custo final de 76,5% do CDI.

Para a exposição relativa à captação de todos os recursos em moeda estrangeira, a Companhia possui instrumentos derivativos de proteção econômica e financeira contra a variação cambial: Swap de moeda, sem nenhum componente de alavancagem (vide nota 30 – Instrumentos Financeiros).

Condições Restritivas Financeiras (covenants):

A Companhia possui contratos de empréstimos e financiamentos que contém cláusulas relacionadas à *covenants* não financeiros, tais como a alteração de controle acionário e inadimplimento, e *covenants* financeiros, que estabelecem os seguintes indicadores: Endividamento Líquido/EBITDA (limite menor ou igual a 3,0), Dívida Líquida/PL (limite menor ou igual a 2,5) e EBITDA/ Despesa Financeira (limite maior ou igual a 2,0).

A Companhia sempre cumpriu e vem se mantendo dentro dos limites estabelecidos para esses *covenants* e não possui itens que façam parte da infraestrutura da concessão, oferecidos como garantias de empréstimos e financiamentos.

15. DEBÊNTURES

	31/12/2016	31/12/2015	Qtde.	Remuneração	Pagamento dos juros	Amortização do principal
5ª Emissão	176.770	290.946				
1ª Série	-	42.175	12.000	CDI + 0,98% a.a.	semestral a partir de 15 de fevereiro de 2012	33,33% em 15/08/2014, 15/08/2015 e 15/08/2016
2ª Série	176.869	248.988	18.000	IPCA + 7,68% a.a.	anual a partir de 15 de agosto de 2012	33,33% em 15/08/2016, 15/08/2017 e 15/08/2018
Custos com emissão	(99)	(217)				
6ª Emissão	707.017	785.593				
1ª Série	114.658	229.333	22.000	CDI + 0,74% a.a.	semestral a partir de 12 de março de 2013	50% em 12/09/2016 e 12/09/2017
2ª Série	137.774	129.428	10.000	IPCA + 5,10% a.a.	anual a partir de 12 de setembro de 2013	50% em 12/09/2018 e 12/09/2019
3ª Série	455.176	427.598	33.000	IPCA + 5,50% a.a.	anual a partir de 12 de setembro de 2013	33,33% em 14/09/2020, 13/09/2021 e 12/09/2022
Custos com emissão	(591)	(766)				
Total	883.787	1.076.539				
Circulante	213.980	259.061				
Não circulante	669.807	817.478				

Em agosto de 2016, a Companhia liquidou o montante de R\$ 42.965 referente aos títulos da 1ª série da 5ª emissão juntamente com o pagamento de juros acumulados. Também ocorreu a amortização parcial dos títulos referentes à 2ª série da 5ª emissão juntamente com pagamento de juros acumulados no montante total de R\$ 104.553.

Adicionalmente, em setembro de 2016 foi liquidado o montante de R\$ 125.900, referente aos títulos da 1ª série da 6ª emissão juntamente com o pagamento de juros acumulados. Em acréscimo, ocorreram os pagamentos de juros acumulados das 2ª e 3ª séries da 6ª emissão no montante total de R\$ 31.102.

Assim, em 31 de dezembro de 2016, a Companhia possui o montante de R\$ 883.787 (R\$ 1.076.539 em 2015) referente à 5ª e 6ª emissão de debêntures, sendo R\$ 213.980 registrados no curto prazo e R\$ 669.807 registrados no longo prazo, cujos vencimentos ocorrerão da seguinte forma: R\$ 154.379 em 2018, R\$ 67.755 em 2019, R\$ 149.189 em 2020, R\$ 149.189 em 2021 e R\$ 149.295 após 2021.

As características gerais das debêntures da Companhia estão apresentadas abaixo:

Características	5ª Emissão	6ª Emissão
Tipo	simples, nominativas escriturais, não conversíveis em ação	simples, nominativas escriturais, não conversíveis em ação
Espécie	quirografária, sem garantia	quirografária, sem garantia
Séries	duas	três
Valor original	R\$ 300.000	R\$ 650.000
Valor nominal	R\$ 10 por ação	R\$ 10 por ação

Não há cláusula de repactuação para nenhuma das emissões de debêntures.

Condições Restritivas Financeiras (*covenants*):

A Companhia possui debêntures que contém cláusulas relacionadas à *covenants* não financeiros, tais como a alteração de controle acionário e inadimplemento, e *covenants* financeiros, que estabelecem os seguintes indicadores financeiros: Endividamento Líquido/ EBITDA (limite menor ou igual a 3,0) e EBITDA/ Despesa Financeira (limite maior ou igual a 2,0).

A Companhia sempre cumpriu e vem se mantendo dentro dos limites estabelecidos para esses *covenants* e não possui itens que façam parte da infraestrutura da concessão oferecidos como garantias de debêntures.

16. TRIBUTOS A RECOLHER

	31/12/2016	31/12/2015
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	123.382	172.903
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	28.373	39.406
Programa de integração social - PIS	6.116	8.511
Outros impostos	1.796	2.121
Total	159.667	222.941

O ICMS é computado sobre o consumo de energia elétrica de cada unidade consumidora e a alíquota nominal varia entre 12%, 18% e 25% a depender da classe de consumo prevista na legislação.

O PIS e a COFINS estão computados à alíquota nominal combinada de 9,25%, calculados sob a receita operacional deduzidos os créditos pertinentes e 4,65% sob as receitas financeiras, ambas reconhecidas pelo regime de competência.

17. DIVIDENDOS E JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO A PAGAR

Em 31 de dezembro de 2016, a Companhia possui o montante de R\$ 117.879 (R\$ 98.279 em 2015) referente a dividendos e juros sobre capital próprio a pagar.

Existem valores de dividendos a pagar para acionistas minoritários que ainda não apresentaram seus dados cadastrais atualizados.

18. OBRIGAÇÕES E ENCARGOS SOBRE FOLHA DE PAGAMENTO

	31/12/2016	31/12/2015
Férias e 13º salário a pagar	22.911	21.179
INSS empregador	11.194	10.732
Participação nos lucros e resultados	24.132	21.365
FGTS	3.833	3.658
Retenções do empregado	3.733	3.508
Outros	572	371
Total	66.375	60.813

19. OBRIGAÇÕES DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO (P&D) E PROGRAMA DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

O contrato de concessão estabelece a obrigação da Companhia de aplicar 1% da receita operacional líquida em Programas de Eficiência Energética e de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), sendo que parte deve ser recolhida ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e, também ao Ministério de Minas e Energia (MME).

A partir de 03 de maio de 2016, por meio da lei nº 13.280, foi definido que 80% do percentual destinado ao Programa de Eficiência Energética será aplicado pelas próprias concessionárias conforme regulamentos estabelecidos pela ANEEL, e os demais 20% serão destinados ao Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel).

Distribuição do recurso	Percentual de distribuição da ROL	31/12/2016	31/12/2015
Programa de Eficiência Energética	0,50%	33.187	34.411
Pesquisa e Desenvolvimento	0,20%	33.605	21.929
FNDCT	0,20%	181	748
MME	0,10%	228	379
Total		67.201	57.467
Circulante		47.438	40.085
Não circulante		19.763	17.382

20. BENEFÍCIOS A EMPREGADOS

As obrigações por contribuições aos planos de contribuição definida são reconhecidas no resultado como despesas com pessoal quando os serviços relacionados são prestados pelos empregados.

A obrigação líquida da Companhia para os planos de benefício definido é calculada com base na estimativa do valor do benefício futuro que os empregados receberão como retorno pelos serviços prestados no período atual e em períodos anteriores. Esse valor é descontado ao seu valor presente e é apresentado líquido do valor justo de quaisquer ativos do plano. Caso os benefícios de um plano sejam incrementados, a porção do benefício incrementado relacionada a serviços passados prestados pelos empregados é reconhecida imediatamente no resultado.

20.1. Planos de Pensão

A Elektro Redes, através da Fundação CESP, mantém planos de suplementação de aposentadoria e pensão para seus empregados reconhecidos pelo regime de competência de acordo com o CPC 33 (R1) – Benefícios a empregados, que têm as seguintes características:

PSAP/CESP B: Benefício Suplementar Proporcional Saldado – BSPS, que corresponde aos benefícios assegurados aos empregados vinculados ao plano vigente até 31 de dezembro de 1997, ou seja, antes da implantação do plano misto, calculado proporcionalmente até aquela data. Este plano está fechado para novas adesões.

PSAP/CESP B1: Plano de Suplementação de Aposentadorias e Pensão Elektro – PSAP Elektro, iniciado em 1º de janeiro de 1998, sendo um plano misto, cuja meta de benefício é a integralidade do salário na aposentadoria, sendo 70% do salário real de contribuição como Benefício Definido e 30% como Contribuição Definida.

Quando o Plano PSAP/CESP B1 foi criado, a transferência do Plano PSAP/CESP B para PSAP/CESP B1 foi ofertada aos participantes. Aqueles que migraram adquiriram o direito de receber o benefício saldado (BSPS) proporcional ao tempo que contribuíram para o plano anterior, podendo destinar este recurso como contribuição ao novo plano ou aguardar a elegibilidade ao benefício, sem a acumulação de nenhum outro benefício adicional no futuro.

Na avaliação atuarial dos planos previdenciários, foi adotado o método do crédito unitário projetado. O objetivo deste método é diluir o custo do benefício de cada empregado ao longo do período no qual se estima que este empregado esteja a serviço da Companhia, para então determinar o custo para cada ano de serviço.

O plano apresenta *superávit* atuarial de R\$ 135.848 em 31 de dezembro de 2016. No entanto, para que haja o reconhecimento contábil do *superávit* atuarial, é necessário que este seja superior a 25% das reservas matemáticas do plano, de modo a assegurar o equilíbrio financeiro em função da volatilidade de suas obrigações. Somente a partir deste limite o *superávit* poderá vir a ser utilizado pela patrocinadora para abater contribuições futuras ou ser reembolsado à patrocinadora. Para a Elektro Redes, esta relação estava em 14% em 31 de dezembro de 2016, não permitindo, portanto, o reconhecimento contábil de nenhum *superávit* atuarial.

Conciliação dos valores reconhecidos no balanço	31/12/2016	31/12/2015
Valor justo dos ativos do plano	1.282.314	1.141.219
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	1.146.466	870.054
<i>Superávit</i> para planos cobertos	135.848	271.165
Limite de ativo de benefício definido	(135.848)	(271.165)
Ativo atuarial líquido	-	-

Os valores reconhecidos no resultado nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e 2015 e no resultado abrangente são os seguintes:

Componentes da despesa do plano	31/12/2016	31/12/2015
Valores reconhecidos no demonstrativo de resultados do exercício		
Custo do serviço corrente	3.243	5.615
Juros sobre as obrigações atuariais	(408)	(362)
Contribuição da patrocinadora	(3.023)	(2.821)
Despesa reconhecida	(188)	2.432
Valores reconhecidos em Outros Resultados Abrangentes		
(Ganhos) / Perdas atuariais imediatamente reconhecidas	168.235	(43.224)
Efeito do limite de ativo de benefício definido	(168.047)	40.792
Reclassificação imediata para lucros acumulados	(188)	2.432
Custo total reconhecido em Outros Resultados Abrangentes	-	-
Valor acumulado de perdas atuariais reconhecido	179.944	11.709

As movimentações no valor presente da obrigação com benefícios definidos são:

Reconciliação do valor das obrigações atuariais	31/12/2016	31/12/2015
Valor das obrigações ao início do período	870.054	894.232
Custo do serviço corrente	3.243	5.615
Juros sobre a obrigação atuarial	101.325	103.240
Contribuições de participantes	3.573	3.463
(Ganhos) / Perdas atuariais - experiência	61.670	22.080
(Ganhos) / Perdas atuariais - hipóteses financeiras	170.306	(104.558)
Benefícios pagos no ano	(63.705)	(54.018)
Valor das obrigações ao final do período	1.146.466	870.054

As movimentações do valor justo dos ativos do plano são as seguintes:

Reconciliação do valor justo dos ativos	31/12/2016	31/12/2015
Valor justo dos ativos ao início do período	1.141.219	1.100.106
Rendimento esperado no período	134.463	128.101
Ganho/(Perda) atuarial	63.741	(39.254)
Contribuições de patrocinadora	3.023	2.821
Contribuições de participantes	3.573	3.463
Benefícios pagos no ano	(63.705)	(54.018)
Valor justo dos ativos ao final do período	1.282.314	1.141.219

As principais premissas econômicas adotadas para os cálculos atuariais referentes aos exercícios de 2016 e 2015 são:

Premissas econômico-financeiras e demográficas	31/12/2016	31/12/2015
Taxa de desconto nominal para obrigação atuarial	11,03%	12,07%
Taxa de rendimento nominal esperada sobre ativos do plano	11,03%	12,07%
Índice estimado de aumento nominal dos salários	7,63%	7,63%
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios	5,00%	4,50%
Taxa estimada de inflação no longo prazo	5,00%	4,50%
Taxa de desconto real para obrigação atuarial	5,74%	7,24%
Taxa de rendimento real esperada sobre ativos do plano	5,74%	7,24%
Tábua biométrica de mortalidade geral	AT 2000 (1996 US Annuity 2000)	AT 2000 (1996 US Annuity 2000)
Tábua biométrica de entrada em invalidez	Light Fraca Experiência	Light Fraca Experiência
Taxa bruta de rotatividade esperada	Fundação CESP 2012	Fundação CESP 2012
Probabilidade de ingresso em aposentadoria	100% na primeira elegibilidade	100% na primeira elegibilidade

As taxas esperadas de retorno dos investimentos de longo prazo foram determinadas a partir das expectativas de rentabilidade de longo prazo e ponderadas para cada categoria de ativos dos planos de benefício, como renda fixa, variável e imóveis.

Rendimento esperado de longo prazo	31/12/2016	31/12/2015
Modalidade de investimento	Meta de alocação de ativos	Meta de alocação de ativos
Renda fixa	84,51%	79,21%
Renda variável	7,87%	10,83%
Investimentos imobiliários	5,21%	5,28%
Outros	2,41%	4,68%
Total	100,00%	100,00%

As taxas para desconto da obrigação atuarial são determinadas com base nas taxas de retorno oferecidas pelos títulos do Governo (NTN-B, indexadas ao IPCA), pois apresentam condições de mercado consistentes com as obrigações avaliadas.

Conforme requerido pelo CPC 33 (R1) Benefícios a empregados, segue adiante o demonstrativo dos desvios decorrentes do comportamento esperado e efetivo do ativo e passivo atuarial:

Ajustes da experiência de ganhos e perdas	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2012
Valor justo dos ativos do plano	1.282.314	1.141.219	1.100.106	1.026.552	1.109.871
Valor presente da obrigação de benefícios definidos	1.146.466	870.054	894.232	803.985	1.076.309
Superávit (Déficit) do plano	135.848	271.165	205.874	222.567	33.562
Rendimento esperado dos ativos	134.463	128.101	120.618	92.878	95.245
Rendimento efetivo dos ativos	198.204	88.847	120.766	(46.504)	216.607
Ajuste de experiência dos ativos do plano (montante)	63.741	(39.254)	148	(139.382)	121.362
Ajuste de experiência dos ativos do plano (%)	47%	-31%	0%	-150%	127%
Valor presente esperado dos passivos do plano	914.490	952.532	853.090	1.145.621	814.668
Valor presente efetivo dos passivos do plano	1.146.466	870.054	894.232	803.985	1.076.309
Ajuste de experiência dos passivos do plano (montante)	(231.976)	82.478	(41.142)	341.636	(261.641)
Ajuste de experiência dos passivos do plano (%)	-20%	9%	-5%	42%	-24%

Ao longo do ano a Companhia efetuou contribuições aos planos de Benefício Definido e Contribuição Definida mantidos junto à Fundação CESP que totalizaram em 31 de dezembro de 2016 R\$ 3.994 (R\$ 3.730 em 2015).

Hipóteses atuariais significativas	Hipótese	Análise de sensibilidade	Efeito no VPO (*)
Taxa de desconto	11,03%	1% aumento	(122.740)
Taxa de desconto	11,03%	1% redução	150.372
Aumento de salário	7,63%	0,5% aumento	15.768
Aumento de salário	7,63%	0,5% redução	(13.974)
Mortalidade	AT 2000 (1996 US Annuity 2000)	Aumento de 1 ano na expectativa de vida do participante	14.121

(*) Valor Presente das Obrigações

A Elektro Redes também é instituidora de um plano gerador de benefícios livres (PGBL), disponibilizado aos seus empregados não optantes pelo PSAP/Elektro (acima descrito), sob a denominação de Plano A e Plano Modular Empresarial Coletivo (Plano B), ambos planos de contribuição definida.

As contribuições são feitas pelos participantes e pela Elektro Redes, que também é responsável pelo pagamento das despesas administrativas deste plano. Os custos incorridos pela Companhia em 31 de dezembro 2016 foram de R\$ 576 (R\$ 560 em 2015), registrados na conta de despesa com pessoal.

21. PROVISÕES E CONTINGÊNCIAS PASSIVAS

As provisões são reconhecidas para obrigações presentes (legais ou presumidas) resultantes de eventos passados, e que seja provável a saída de um recurso econômico para sua liquidação. As provisões são registradas tendo como base as melhores estimativas do risco envolvido.

A Companhia, com base nas opiniões da Administração e de seus assessores legais, registrou provisões para riscos cíveis e ambientais, fiscais, trabalhistas, regulatórios, desapropriações e servidões, cuja probabilidade de perda foi classificada como provável. A avaliação da probabilidade de perda por parte dos consultores legais da Companhia inclui avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia de leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e a sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados externos.

21.1. Provisão para ações judiciais e regulatórias com avaliação de risco provável

As provisões apresentam os seguintes saldos e movimentações:

	Item	31/12/2015	Constituição	Atualização	Reversão	Liquidação	31/12/2016
Cíveis e ambientais	(i)	141.809	24.256	1.293	(118.167)	(13.259)	35.932
Tributárias	(ii)	35.351	119	3.691	(60)	(22)	39.079
Trabalhistas	(iii)	32.529	16.819	7.313	(4.106)	(10.813)	41.742
Desapropriações e servidões	(iv)	9.305	445	1.443	(26)	(39)	11.128
Regulatórias	(v)	20.725	6.776	3.022	(9.903)	(2.234)	18.386
Total das provisões		239.719	48.415	16.762	(132.262)	(26.367)	146.267

As provisões efetuadas pela Companhia são principalmente para a cobertura de eventuais perdas. A descrição da natureza e/ou informações sobre as principais ações estão descritas a seguir:

(i) Cíveis e ambientais

As ações cíveis tem carácter indenizatório envolvendo objetos de naturezas diversas como: questionamento de clientes a respeito do faturamento regular ou de procedimento irregular, contratos administrativos e multa contratual, indenização por acidentes com a rede de energia elétrica e acidentes com veículos, bem como questões relativas à normas específicas do setor.

Em 2016 ocorreu uma movimentação nas contingências cíveis relacionada com o processo de uso da faixa de domínio, onde até 2016 a Companhia possuía provisões para suportar ações de cobrança movidas por concessionárias de rodovias estaduais e outras partes envolvidas visando impedir a Companhia de atuar livremente para a instalação de infraestrutura de distribuição de energia em faixas intermediárias e laterais das rodovias. Diante deste cenário, a Elektro Redes adotou medidas judiciais competentes em face do Departamento de Estradas e Rodagem do Estado de São Paulo (DER) e respectivas concessionárias. Nas ações em que o tema é discutido, há decisões favoráveis e desfavoráveis julgadas em diferentes instâncias, conforme as expectativas dos assessores jurídicos.

Ao longo de 2016 com a evolução da jurisprudência sobre o tema, especialmente, o julgamento da ADIn nº 2.418 pelo STF, cujo acórdão foi publicado em outubro; e julgamentos favoráveis no mérito, pelo Tribunal de Justiça de São Paulo, em dezembro, de recursos reconhecendo a ilegalidade da cobrança pelo uso da faixa de domínio ocorridos, bem como diante das perspectivas de êxito possível determinadas pelos assessores jurídicos do caso, a Companhia efetuou a reversão da provisão constituída para essa finalidade no montante corrigido de R\$ 119.150.

As ações ambientais referem-se a questionamentos de multas sofridas pela Companhia com baixo valor e em decorrência do curso normal de suas atividades.

(ii) Tributárias

Referem-se às discussões relativas às exigências fiscais nos âmbitos federal, estadual e municipal. Dentre o total provisionado, destaca-se o Mandado de Segurança impetrado em 5 de dezembro de 2007 à EPC - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda. sucedida pela Companhia, para não pagar PIS e COFINS sobre a receita de juros sobre capital próprio. O processo aguarda julgamento de recurso em virtude de decisão de 2ª instância que lhe foi desfavorável. O valor provisionado em 31 de dezembro de 2016 é de R\$ 37.166 (R\$ 33.773 em 2015).

(iii) Trabalhistas

Referem-se principalmente à ações movidas por ex-empregados da Elektro Redes envolvendo diferenças salariais, horas-extras, periculosidade, adicional de transferência e outras, e também ações movidas por ex-empregados de empresas contratadas (responsabilidade subsidiária ou solidária) envolvendo cobrança de parcelas indenizatórias e outras não pagas pelos seus respectivos contratantes.

(iv) Desapropriações e servidões

Essas ações decorrem de divergências entre o valor de avaliação da Elektro Redes e o pleiteado pelo proprietário de imóvel. Referem-se ao pagamento por desapropriações e/ou quando a documentação do proprietário não apresenta condições de registro (inventários em andamento, propriedades sem matrículas, etc.), bem como as obrigações de pagamento da CESP, transferidas para a Elektro Redes no processo de privatização da Companhia.

(v) Regulatórias

Referem-se a provisões administrativas diretamente relacionadas com indicadores de desempenho da ANEEL e penalidades referentes à contratação do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST).

21.2. Contingências passivas com avaliação de risco possível

Segue demonstrativo dos processos cujo risco de perda é possível e, portanto, não possuem provisões registradas em 31 de dezembro de 2016:

	31/12/2016	31/12/2015
Tributárias ⁽ⁱ⁾	2.015.715	504.265
Cíveis e ambientais ⁽ⁱⁱ⁾	170.562	35.040
Previdenciárias ⁽ⁱⁱⁱ⁾	92.658	89.105
Trabalhistas	19.048	17.302
Desapropriação e servidão de passagem	7.838	6.790
Total	2.305.821	652.502

(i) Destacam-se: créditos de ICMS supostamente tomados de forma indevida; diferença na metodologia de cálculo do ICMS nos municípios de Ubatuba, Itanhaém, Dracena e Ouro Verde; ausência de pagamento de ICMS, sob as alegações fazendárias de que teria havido suposto transporte indevido de valores entre os Livros de Registro de Entrada e de Saídas e o Livro Registro de Apuração do ICMS; suposto creditamento indevido de ICMS sobre bens destinados ao ativo imobilizado; suposto descumprimento de obrigações acessórias; suposto creditamento indevido por meio de escrituração de notas fiscais que geraram estorno de débitos; validação da opção de aplicação de parcela do imposto de renda no FINAM; retenção de IRRF sobre valores pagos a título de JCP; compensação de saldo negativo de IRPJ; ISS sobre compartilhamento de infraestrutura e atividades-meio; taxas de uso do solo e auto de infração lavrado pela Receita Federal relativo ao imposto de renda sobre ágio.

(ii) Refere-se a ações de cobrança pelo uso da faixa de domínio, movidas por concessionárias de rodovias (vide nota 21.1).

(iii) Refere-se principalmente ao recebimento de notificações e autos de infração, lavrados em 29 de dezembro de 2006, pelo INSS, exigindo contribuições de períodos entre 1998 e 2006 sobre diversas verbas trabalhistas, em especial participações nos lucros e resultados.

Em dezembro de 2016 a Companhia recebeu um auto de infração no valor de R\$ 1.200.000, lavrado pela Receita Federal do Brasil relativo ao imposto de renda decorrente do ganho de capital originado a partir da operação societária com a aquisição do controle societário da Elektro Redes pelo atual acionista ocorrida em 2011. A Elektro Redes apresentou sua impugnação, a qual se

encontra pendente de julgamento em primeira instância administrativa. A probabilidade de êxito, na opinião dos advogados responsáveis pelo caso, é classificada como possível.

Adicionalmente, em março de 2007 o Ministério Público do Trabalho ajuizou em face da Elektro Redes Ação Civil Pública que visa proibir a Companhia de terceirizar suas atividades fim. O Procurador alegou que trabalhadores que prestam serviços em tais atividades devem ser contratados diretamente pela Elektro Redes e não por empresas contratadas. Já houve decisão de primeira instância desfavorável à Elektro Redes, a qual apelou ao TRT, que confirmou a decisão. Foi apresentado recurso ao TST, todavia este Superior Tribunal manteve a decisão das instâncias anteriores. A Elektro Redes interpôs recurso ao STF sobre a questão e, considerando que o Supremo Tribunal reconhece a repercussão geral da matéria, na opinião dos advogados responsáveis pelo caso e pelos razoáveis argumentos para reversão da decisão, o atual prognóstico de perda do caso permanece possível.

22. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

22.1. Capital social

O capital social subscrito e integralizado da Companhia em 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015, no montante de R\$ 952.492, tem a seguinte composição acionária:

Acionista	Ordinárias	Preferenciais	Total	Participação
Elektro Holding S.A.	91.855.825	101.279.596	193.135.421	99,68%
Acionistas minoritários	25.147	598.697	623.844	0,32%
Total	91.880.972	101.878.293	193.759.265	100,00%

22.2. Reservas de capital

O valor registrado de R\$ 765.882 (R\$ 765.882 em 2015) é composto principalmente por: (i) ágio incorporado da Iberdrola Energia do Brasil, no valor de R\$ 689.440; e (ii) acervo líquido incorporado da EPC, no valor de R\$ 25.903.

22.3. Reserva de lucros

É composta pela reserva legal constituída pela destinação de 5% do valor do lucro líquido do exercício. Em 31 de dezembro de 2016 a reserva de lucros, somada às demais reservas, superaram 30% do capital social.

22.4. Distribuição de dividendos e juros sobre capital próprio

Em 20 de abril de 2016 a Assembleia Geral Ordinária dos acionistas da Elektro Redes aprovou a distribuição de dividendos no montante de R\$ 72.649, referente ao exercício de 2015, conforme proposta deliberada pelo Conselho de Administração em 19 de fevereiro de 2016. Os dividendos foram pagos em uma única parcela, em 2 de maio de 2016.

Em 13 de julho de 2016, foi aprovada pelo Conselho de Administração a distribuição aos acionistas de dividendos intermediários para o exercício de 2016 no montante de R\$ 104.398, cujo pagamento aconteceu em três parcelas iguais, liquidadas em 31 de agosto, 31 de outubro e 29 de dezembro de 2016. A tabela a seguir demonstra os valores pagos por ação:

Ações em Circulação		Dividendos Intermediários	
Tipo	Quantidade	R\$ mil	R\$ por ação
Preferenciais	101.878.293	57.365	0,563073824
Ordinárias	91.880.972	47.033	0,511890536
Total	193.759.265	104.398	

Em 14 de outubro de 2016, foi aprovada em reunião do Conselho de Administração a distribuição aos acionistas de juros sobre o capital próprio para o exercício social de 2016 no montante de R\$ 138.667, o qual será pago conforme disponibilidade de caixa, precedido de aviso aos acionistas publicado para essa finalidade. A tabela a seguir demonstra os valores a serem pagos por ação:

Ações em Circulação		Juros sobre Capital Próprio	
Tipo	Quantidade	R\$ mil	R\$ por ação
Preferenciais	101.878.293	76.196	0,747909384
Ordinárias	91.880.972	62.471	0,679917622
Total	193.759.265	138.667	

Ao final do exercício de 2016 a Administração da Companhia propôs a distribuição de dividendos no montante de R\$ 108.498 com base no lucro líquido apurado para o exercício findo em 31 de dezembro de 2016, deduzido os dividendos intermediários e juros sobre capital próprio. A proposta foi aprovada em Reunião do Conselho de Administração em 17 de fevereiro de 2017 e será submetida à aprovação em Assembleia Geral Ordinária dos acionistas a ser convocada oportunamente. A tabela a seguir demonstra os valores propostos por ação:

Ações em Circulação		Dividendos propostos	
Tipo	Quantidade	R\$ mil	R\$ por ação
Preferenciais	101.878.293	59.618	0,585192048
Ordinárias	91.880.972	48.880	0,531992771
Total	193.759.265	108.498	

Conforme seu Estatuto Social, as ações ordinárias e preferenciais, sem valor nominal, têm direito a dividendos mínimos obrigatórios de 25% do lucro líquido ajustado, nos termos da Lei nº 6.404/76.

As ações preferenciais não possuem direito a voto, mas têm prioridade no reembolso do capital e direito a receber dividendos no mínimo 10% superiores aos atribuídos às ações ordinárias, conforme artigo 5º do Estatuto Social da Companhia.

22.5. Lucro por ação – básico e diluído

O cálculo do lucro básico e diluído por ação para exercício de 2016 e 2015 foi baseado no lucro líquido do período e o número médio ponderado de ações ordinárias e preferenciais em circulação durante os períodos apresentados, conforme demonstrado:

Numerador	31/12/2016	31/12/2015
Lucro líquido do exercício disponível aos acionistas	351.688	371.179
Denominador		
Média ponderada do número de ações ordinárias	91.881	91.881
Média ponderada do número de ações preferenciais	101.878	101.878
Remuneração adicional das ações preferenciais (10%)	1,10	1,10
Média ponderada do número de ações preferenciais ajustadas	112.066	112.066
Denominador para lucros básicos por ação ordinária	203.947	203.947
Lucro básico e diluído por ação ordinária	1,7244	1,8200
10% - Ações preferenciais	0,1724	0,1820
Lucro básico e diluído por ação preferencial	1,8968	2,0020

Não houve outras transações envolvendo ações ordinárias ou direitos conversíveis em ações ordinárias entre a data-base e a data de conclusão destas Demonstrações Financeiras.

22.6 Gerenciamento de capital

A Companhia monitora seu capital utilizando um índice de alavancagem representado pela dívida líquida dividida pelo patrimônio líquido. Para este propósito, dívida líquida é definida como sendo os empréstimos e financiamentos e obrigações por arrendamentos mercantis financeiros menos caixa e equivalentes de caixa. Em 2016, a Companhia apresentou alavancagem de 45,5%, (49,7% em 2015), mantendo uma composição adequada entre capital próprio e de terceiros, com endividamento a taxas atrativas para financiamento de seus investimentos e manutenção de sua liquidez financeira.

23. RECEITAS OPERACIONAIS LÍQUIDAS

A receita é reconhecida na extensão em que for provável que benefícios econômicos serão gerados para a Companhia, podendo ser confiavelmente mensurados pelo valor justo da contraprestação recebida ou a receber.

A receita operacional é composta pela receita de fornecimento de energia elétrica (faturada ou não faturada), receita de remuneração e atualização do ativo financeiro indenizável, receita de construção e outras receitas relacionadas a demais serviços prestados pela Companhia.

A receita não faturada corresponde à energia elétrica entregue e não faturada ao consumidor, e é calculada em base estimada, até a data do encerramento do exercício.

A Companhia contabiliza as receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria, sob a modalidade de contratação “custo mais margem” (*cost plus*), na qual a concessionária é reembolsada por custos incorridos, acrescido de percentual sobre tais custos. Entretanto, nas concessões de distribuição no Brasil, não há margem nos serviços de construção. Desta forma, a margem de construção foi estabelecida como sendo igual a zero, considerando que os valores desembolsados na atividade de construção são pleiteados, sem a incidência de qualquer margem, na BRR.

O ativo financeiro relacionado à concessão é remunerado pelo custo médio ponderado do capital (WACC) regulatório no valor de 8,09% a.a. (12,26% antes dos impostos), já incluído na tarifa da Companhia a partir de 27 de agosto de 2015, o qual substitui o anterior de 7,50% a.a. (11,36% antes dos impostos) utilizado no ciclo anterior. Esta receita é contabilizada mensalmente e arrecadada pela Companhia.

Em 31 de dezembro 2016 o número de consumidores da Companhia é de 2.548.765 (2.503.098 em 2015), o que representou um fornecimento de energia de 11.370.727Mw/h, (12.537.301Mw/h em 2015).

	31/12/2016	31/12/2015
	R\$	R\$
Receitas operacionais	7.950.256	9.631.839
Fornecimento para consumidores	4.391.947	5.453.680
Residencial	1.814.041	1.968.434
Industrial	1.026.297	1.488.744
Comercial	1.004.366	1.153.054
Rural	235.465	271.995
Poder público	118.472	134.161
Iluminação pública	115.081	133.408
Serviço público	175.929	196.014
Não faturado	(97.704)	107.870
Valores a receber (devolver) de Parcela A e outros itens financeiros ^(a)	(420.539)	597.461
Outras receitas	3.978.848	3.580.698
CCEE ^(b)	325.030	143.431
Receita de uso do sistema de distribuição ^(c)	2.761.675	2.620.431
Remuneração do ativo financeiro (WACC)	104.665	98.752
Receita de construção	410.253	368.371
Ajuste de fluxo de caixa estimado	59.839	74.004
Outras receitas	317.386	275.709
Deduções às receitas operacionais	(3.195.276)	(4.018.077)
Quota para a conta de desenvolvimento energético - CDE	(973.454)	(1.194.017)
Bandeira Tarifária	(132.322)	(538.957)
ICMS sobre fornecimento	(1.325.389)	(1.464.593)
COFINS	(588.540)	(647.546)
PIS	(127.779)	(140.582)
Programa de P&D e eficiência energética	(48.044)	(45.289)
Outros	252	12.907
Total	4.754.980	5.613.762

- (a) Os Valores a receber (devolver) de Parcela A (CVA) e Outros Itens Financeiros passaram a ser reconhecidos a partir do aditamento dos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica, realizado em 10 de dezembro de 2014. Os montantes reconhecidos decorrem das amortizações de valores homologados e por constituições a serem homologadas nos próximos Reajustes Tarifários.
- (b) Refere-se aos montantes de receitas faturadas pelas concessionárias que tiveram excedente de energia, comercializados no âmbito da CCEE.
- (c) Receita proveniente de encargo pelo uso da rede de distribuição (“TUSD”) referente aos consumidores que estão na condição de clientes livres e cativos localizados na área de concessão da Companhia.

24. ENERGIA COMPRADA PARA REVENDA

	31/12/2016		31/12/2015	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Supradores de energia	15.645.780	2.777.270	14.906.199	3.546.446
Itaipu Binacional (**)	3.018.892	588.435	3.024.283	897.790
Contrato de compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	8.009.969	1.663.081	8.685.752	2.180.886
Contrato cotas (COGF e CCEN)	4.048.824	319.440	2.219.336	151.409
Geração Distribuída	267.824	54.540	267.095	48.725
PROINFA	300.271	131.867	320.205	101.879
Uso do transporte de energia	-	19.907	-	20.559
Mercado SPOT	-	-	389.528	145.198
Outros custos de energia	-	558.292	-	582.616
ONS - Uso da rede básica	-	296.321	-	303.128
CTEEP- Encargos de conexão	-	35.856	-	29.866
Encargos de serviços do sistema - ESS	-	130.834	-	200.931
Risco hidrológico	-	95.281	-	48.691
Créditos de PIS e COFINS sobre energia comprada	-	(313.797)	-	(371.949)
Total	15.645.780	3.021.765	14.906.199	3.757.113

(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

(**) Contrato de repasse de energia e tarifa de transporte.

25. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	31/12/2016	31/12/2015
Gastos com pessoal	305.111	291.435
Gastos com serviços de terceiros	138.553	155.661
Gastos com materiais	36.325	35.781
Outras despesas operacionais líquidas	72.370	173.964
Provisão para créditos de liquidação duvidosa líquida	73.189	63.278
Despesas com arrecadação bancária	15.542	18.176
Provisão/Reversão para ações judiciais e regulatórias	(84.304)	24.481
Aluguéis e seguros	11.938	12.575
Perda na desativação e alienação de bens líquida	16.822	18.602
Taxas e contribuições	12.122	9.686
Outras	27.061	27.166
	552.359	656.841
Custo da operação	412.334	416.041
Despesas gerais e administrativas	83.563	78.993
Outras despesas operacionais	33.529	139.601
Despesas com vendas	22.933	22.206
	552.359	656.841

26. RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO

	31/12/2016	31/12/2015
Receitas	226.697	210.200
Aplicações financeiras	118.122	85.778
Encargos sobre conta de energia elétrica em atraso	105.516	78.050
Atualizações monetárias e cambiais de CVA - líquidas	86	40.713
Outras receitas financeiras	16.952	12.731
PIS/COFINS sobre receitas financeiras	(13.979)	(7.072)
Despesas financeiras	(347.140)	(360.307)
Juros sobre debêntures	(79.847)	(86.753)
Atualizações monetárias e cambiais líquidas	(36.835)	(63.009)
Juros sobre empréstimos com terceiros	(189.141)	(164.977)
Outras despesas financeiras	(41.317)	(45.568)
Total	(120.443)	(150.107)

27. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL SOBRE O LUCRO LÍQUIDO

O IRPJ e a CSLL diferidos são calculados sobre as diferenças entre os saldos dos ativos e passivos das Demonstrações Financeiras e as correspondentes bases fiscais utilizadas no cálculo do IRPJ e da CSLL correntes. A probabilidade de recuperação destes saldos é revisada no fim de cada exercício e, quando não for mais provável que bases tributáveis futuras estejam disponíveis e permitam a recuperação total ou parcial destes impostos, o saldo do ativo é reduzido ao montante que se espera recuperar.

27.1. Reconciliação do imposto de renda e contribuição social no resultado

	31/12/2016		31/12/2015	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social	477.769	477.769	519.125	519.125
Alíquota nominal dos tributos	15%	9%	15%	9%
Alíquota adicional sobre o valor excedente a R\$ 240/ano	10%	-	10%	-
	(119.418)	(42.999)	(129.757)	(46.721)
Efeito das (adições) exclusões no cálculo do tributo				
Juros sobre o capital próprio	34.667	12.480	28.902	10.405
Permanentes - despesas indedutíveis e multas	(11.520)	(4.148)	(10.877)	(3.505)
Incentivos fiscais e outros	4.240	617	3.092	515
Imposto de renda e contribuição social no resultado	(92.031)	(34.050)	(108.640)	(39.306)
Imposto de renda e contribuição social correntes	(13.889)	(5.918)	(67.230)	(24.398)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(78.142)	(28.132)	(41.410)	(14.908)
Total	(92.031)	(34.050)	(108.640)	(39.306)

27.2 Tributos diferidos

	Balancos patrimoniais		Demonstrações do resultado e resultado abrangente	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
IR e CS sobre outras diferenças temporárias	43.248	97.870	(54.622)	(2.044)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	33.634	27.329	6.305	12.904
Provisão para ações judiciais e regulatórias	39.690	71.288	(31.598)	8.815
Varição cambial / Provisão ganho/perda <i>hedge</i>	26.188	26.176	12	26.298
Provisão perda na desativação de ativos	-	9.430	(9.430)	(3.323)
Provisão efeito postergação tarifária	-	-	-	(20.016)
Contratos de concessão - marcação a mercado	(59.828)	(39.482)	(20.346)	(25.161)
Outras	3.564	3.129	435	(1.561)
Benefício fiscal do ágio incorporado - Terraço	64.093	73.318	(9.225)	(11.847)
Benefício fiscal do ágio incorporado - Iberdrola	494.983	537.410	(42.427)	(42.427)
Subtotal - impacto no resultado do exercício	602.324	708.598	(106.274)	(56.318)
IR e CS diferidos sobre ajustes dos CPCs - Resultado abrangente	(764)	(827)	63	(827)
Plano de pensão	(764)	(827)	63	(827)
Total	601.560	707.771	(106.211)	(57.145)

O reconhecimento desses créditos tem como base as projeções de resultados tributáveis futuros da Companhia, as quais foram aprovadas pelo Conselho de Administração em 14 de dezembro de 2016.

O benefício fiscal do ágio incorporado está registrado conforme determinado pela ANEEL e Instruções nº 319/99 e nº 349/01 da CVM, sendo que os registros contábeis mantidos para fins societários e fiscais encontram-se em contas específicas de benefício fiscal do ágio incorporado e provisão, com as correspondentes amortização e reversão. No caso do ágio referente à incorporação da Terraço ocorrida em 1998, a realização desse valor dar-se-á mediante percentuais oficializados em 23 de dezembro de 2003 pela ANEEL, através do Ofício nº 2.182/2003, definidos com base no prazo da concessão e na expectativa de recuperação indicada pelas projeções de resultados tributáveis apresentadas pela Companhia ao órgão regulador

naquela época. O benefício fiscal do ágio referente à incorporação da Iberdrola Energia do Brasil Ltda. vem sendo realizado linearmente até o final da concessão, também baseado em premissas de resultado futuro que foram apresentadas e anuídas pela ANEEL.

A expectativa de amortização dos créditos fiscais diferidos e dos benefícios fiscais dos ágios incorporados registrados em 31 de dezembro de 2016 é como segue: R\$ 54.943 em 2017, R\$ 54.736 em 2018, R\$ 53.619 em 2019 e R\$ 438.262 de 2020 a 2028.

Os valores efetivos do imposto de renda e da contribuição social sobre o lucro líquido a pagar e a recuperação dos respectivos saldos diferidos decorrem da apuração de resultados tributáveis, da expectativa de realização das diferenças temporárias e outras variáveis. Portanto, essa expectativa não deve ser considerada como um indicativo de projeção de lucros futuros da Companhia. Adicionalmente, essas projeções estão baseadas em uma série de premissas que podem apresentar variações em relação aos valores reais.

28. PARTES RELACIONADAS

28.1. Partes relacionadas

A Companhia tem como controlador direto a Elektro Holding S.A., até 31 de agosto de 2016, denominada como Iberdrola Brasil S.A., e como controlador final a Iberdrola S.A.. Foram considerados como partes relacionadas o acionista controlador e entidades sob o controle comum.

As transações e saldos existentes entre a Companhia e suas partes relacionadas, estão apresentadas a seguir:

	(Ativo) / Passivo		Receitas / (Despesas)			
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	Duração	Indexador
COMPRA DE ENERGIA						
Energética Águas da Pedra S.A. ^(a)	1.668	1.143	(13.314)	(12.152)	Dez/2040	IPCA
Baguari I Geração de Energia Elétrica S.A. ^(a)	355	243	(2.833)	(2.586)	Dez/2039	IPCA
Goiás Sul Ger. de Energ. Elétric. S.A. - Goiandira ^(a)	125	86	(997)	(910)	Dez/2039	IPCA
Goiás Sul Ger. de Energ. Elétric. S.A. - Nova Aurora ^(a)	93	64	(748)	(683)	Dez/2039	IPCA
Rio PCH I S.A. - Pedra Garrafão ^(a)	65	45	(519)	(474)	Dez/2038	IPCA
Rio PCH I S.A. - Pirapetininga ^(a)	65	45	(519)	(474)	Dez/2038	IPCA
Teles Pires ^(a)	1.566	1.760	(19.609)	(12.727)	Dez/2044	IPCA
UHE Belo Monte ^(a)	6.256	330	(24.827)	(330)	Dez/2044	IPCA
Elektro Comercializadora de Energia Ltda. ^(a)	105	78	(1.167)	(939)	Dez/2017	IGP-M
Total	10.298	3.794	(64.533)	(31.275)		
TRANSMISSÃO						
Aflente Transmissão de Energia S.A. ^(a)	(9)	(9)	(317)	(394)	Até a extinção da concessão da Elektro	IGP-M
SE Narendiba S.A. ^(a)	-	-	(40)	(47)		
	(9)	(9)	(357)	(441)		
SERVIÇOS ADMINISTRATIVOS						
Elektro Comercializadora de Energia Ltda. ^(a)	(2)	(31)	355	356	Nov/2021	IGP-M
Elektro Holding S.A. ^(c)	1.200	1.000	(1.388)	(1.000)	Out/2017	IGP-M
Amara Brasil Ltda. ^(a)	593	546	(4.544)	(5.117)	Ago/2018	IPCA
Energias Renováveis do Brasil S.A. ^(b)	(62)	-	62	-	Nov/2020	IGP-M
Total	1.729	1.515	(5.515)	(5.761)		

- (a) Compra de Energia de Partes Relacionadas, através de leilões regulados para fins de revenda ao consumidor, com preços regulados e aprovados pela ANEEL.
(b) Serviços, compartilhamento de infraestrutura e sublocação de salas, calculados com base na estimativa de custos das atividades desenvolvidas pela Companhia.
(c) Serviços diversos de natureza corporativa.
(d) Serviços de operação logística e transporte de materiais.
(e) Serviços de Transmissão.

28.2. Remuneração da administração

A remuneração total da Administração da Companhia para o exercício de 2016 está abaixo apresentada:

	31/12/2016	31/12/2015
Benefícios de curto prazo ^(a)	9.970	8.783
Outros benefícios de curto prazo e pós - emprego ^(b)	3.024	2.783
Total	12.994	11.566

- (a) Compostos por salários e ordenados;
(b) Compostos por contribuições para a previdência social, benefícios de aposentadoria, seguro de vida pós-emprego e benefícios não monetários, tais quais assistência médica e auxílio alimentação.

Além desses montantes, destacam-se, ainda, benefícios adquiridos por estes administradores referentes ao Plano de Incentivo de Longo Prazo concedido pela Elektro Redes no montante de R\$ 9.935 (R\$ 13.748 em 2015) registrado em “Outros Passivos”, sendo R\$ 7.885 no passivo não circulante e R\$ 2.050 no circulante.

Adicionalmente, a Companhia possui plano de suplementação de aposentadoria mantido junto à Fundação CESP e oferecido aos seus empregados, inclusive administradores (vide nota 20.1). Em 31 de dezembro de 2016, o valor das contribuições referente aos benefícios dos administradores foi de R\$ 394 (R\$ 395 em 2015).

29. SEGUROS

A Companhia mantém as seguintes coberturas de seguros, compatíveis com os riscos das atividades desenvolvidas, que são julgadas suficientes pela Administração para salvaguardar os ativos e negócios da Companhia de eventuais sinistros.

A vigência das apólices de Riscos operacionais e multirrisco (Propriedade) e Responsabilidade civil com terceiros compreende o período de 31 de maio de 2016 a 31 de maio de 2017, e da apólice de Responsabilidade civil de administradores compreende o período de 30 de setembro de 2015 renovada até 31 de maio de 2018.

Riscos	Importância segurada	Cobertura da apólice	Vigência
Riscos operacionais e multirrisco	1.073.396	Danos materiais aos ativos da Companhia, exceto para as linhas de transmissão e distribuição	30/05/2016 a 30/05/2017
Responsabilidade civil terceiros	44.000	Danos materiais, corporais e morais causados a terceiros, incluindo aqueles causados por empregados próprios e contratados	31/05/2016 a 31/05/2017
Responsabilidade civil administradores	26.250	Cobertura padrão praticada pelo mercado segurador	01/10/2015 a 31/05/2018
Terrorismo	354.700	Danos Materiais, Lucros Cessantes, Tumultos, Greves, Lock-Outs e Atos Dolosos.	31/05/2016 a 31/05/2017

30. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GERENCIAMENTO DE RISCOS

Determinação do valor justo: Uma série de políticas e divulgações requerem mensuração de valor justo para ativos e passivos financeiros e não financeiros. Os valores de marcação a mercado são calculados projetando os fluxos futuros das operações utilizando as condições contratadas, descontando esse fluxo por taxas estimadas de mercado e considerando seu *spread* de crédito.

A Companhia utiliza a seguinte hierarquia para determinar e divulgar o valor justo de instrumentos financeiros pela técnica de avaliação:

Nível 1: preços cotados (sem ajustes) nos mercados ativos para ativos e passivos idênticos;

Nível 2: outras técnicas para as quais todos os dados que tenham efeito significativo sobre o valor justo registrado sejam observáveis, direta ou indiretamente;

Nível 3: técnicas que usam dados que tenham efeito significativo no valor justo registrado que não sejam baseados em dados observáveis no mercado.

A seguir encontra-se a descrição dos principais ativos e passivos financeiros da Companhia, seus critérios de avaliação e valorização para fins de registro nas Demonstrações Financeiras, bem como o nível hierárquico para mensuração do valor de mercado apresentado.

Ativo indenizável (concessão): Veja nota 12.1.

Empréstimos e financiamentos: A fim de apresentar uma informação contábil mais consistente e atendendo às orientações do CPC 46 e IFRS 13, os passivos financeiros dos empréstimos e financiamentos obtidos em moeda estrangeira são mensurados e apresentados ao valor justo, por meio de resultado. Assim, as oscilações dos valores justos destas dívidas são reconhecidas no resultado financeiro da Companhia.

Para contratos vinculados a projetos específicos do setor, obtidos junto aos fundos geridos pela Eletrobras, os valores de mercado são considerados idênticos aos saldos contábeis, uma vez que não existem instrumentos similares disponíveis, com vencimentos e taxas de juros comparáveis. Os empréstimos e financiamentos em moeda nacional foram mensurados e contabilizados pelo custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetivos. Ganhos e perdas são reconhecidos na demonstração do resultado no momento da baixa dos passivos, bem como durante o processo de amortização pelo método da taxa de juros efetivos. O valor contábil é o que melhor representa a posição patrimonial e financeira da Companhia com relação a esses instrumentos, portanto, o valor de mercado para esses passivos é somente informativo. Nível hierárquico 2.

Instrumentos financeiros derivativos: A Companhia possui empréstimo e financiamento em moeda estrangeira, conforme divulgado na nota 14. A exposição relativa à captação de recursos em moeda estrangeira é coberta pela utilização de instrumentos derivativos de proteção econômica e financeira contra a variação cambial: *Swap* de moeda, sem nenhum componente de alavancagem.

Os valores de marcação a mercado são calculados projetando os fluxos futuros das operações (ativo e passivo) utilizando as condições contratadas, descontando esse fluxo por taxas estimadas de mercado e considerando seu *spread* de crédito. Os derivativos a elas vinculados, por sua vez, foram considerados instrumentos de *hedge*. Nível hierárquico 2.

A Companhia não apresenta como prática a contratação de derivativos exóticos, bem como a utilização de instrumentos financeiros derivativos com propósitos especulativos.

Debêntures: Estão avaliadas e registradas pelo método do custo amortizado, seguindo os termos das respectivas escrituras de emissão, representando o valor captado líquido dos respectivos custos da emissão, atualizado pelos juros efetivos da operação e os pagamentos realizados no período. O valor de mercado das debêntures da 5ª e 6ª Emissão, conforme quadro abaixo, é calculado segundo metodologia de fluxo de caixa descontado, com base na taxa de juros da 6ª Emissão de debêntures da Elektro Redes definida no processo de *bookbuilding*, utilizada como melhor estimativa para essas operações. As debêntures foram classificadas como “passivos financeiros não mensurados ao valor justo” e o valor de mercado demonstrado é informativo. Para a 6ª Emissão de Debêntures, como não temos acesso às taxas negociadas, o valor de mercado é o mesmo registrado no processo de *bookbuilding* (valor contábil). Nível hierárquico 2.

Passivos financeiros: Os passivos financeiros da Companhia incluem fornecedores e supridores de energia elétrica, empréstimos e financiamentos, Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT, Empresa de Pesquisa Energética – EPE, debêntures, valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros e outras contas a pagar.

Demais ativos e passivos financeiros: Para equivalentes de caixa foi atribuído nível hierárquico 1 e para os demais ativos e passivos, foi atribuído nível hierárquico 2. Seguem abaixo os valores contábeis e de mercado dos principais instrumentos financeiros da Companhia e sua classificação:

	31/12/2016			
	Valor contábil	Valor justo	Avaliação	Classificação
Ativo				
Caixa e equivalentes de caixa	899.313	899.313	Valor justo	Mantido para negociação
Instrumento financeiro derivativo	163.013	163.013	Valor justo	Instrumento de <i>Hedge</i>
Ativo indenizável (concessão)	1.074.026	1.074.026	Valor justo	Disponível para venda
Total ativo	2.136.352	2.136.352		
Passivo				
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional*	(596.485)	(597.027)	Custo amortizado	Passivos não mensurados a valor justo
Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira	(1.241.486)	(1.241.486)	Valor justo	Objeto de <i>Hedge</i>
Debêntures*	(883.787)	(907.250)	Custo amortizado	Passivos não mensurados a valor justo
Total passivo	(2.721.758)	(2.745.762)		

* Valor de mercado demonstrado é informativo.

A Companhia possui instrumentos financeiros que devido a sua natureza possuem valores contábeis que se aproximam dos valores justos, sendo eles:

Ativos financeiros: (i) Consumidores, parcelamentos de débitos e supridores; e (ii) Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros.

Passivos financeiros: (i) Fornecedores e supridores de energia elétrica; e (ii) Valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros.

Política de utilização de instrumentos financeiros derivativos

De acordo com a política da Elektro Redes, a utilização de derivativos tem como propósito único e específico proteger a Companhia de eventuais exposições a moedas ou taxas de juros. Como atualmente não há risco cambial em suas operações, excetuando-se a contratação do empréstimo e financiamento em moeda estrangeira, como já destacado acima, e a Elektro Redes mantém o equilíbrio das taxas de juros entre ativo (caixa) e passivo (dívida) de forma natural, a utilização deste tipo de instrumento acaba sendo pontual e não com caráter usual (vide nota 14).

Nas atividades da Companhia, é considerado risco relevante apenas a exposição cambial relacionada às variações cambiais derivadas dos pagamentos de energia comprada de Itaipu, que são atrelados ao dólar norte-americano. Essas variações cambiais passaram a ter seus efeitos neutralizados no resultado da Companhia a partir do reconhecimento dos valores a receber de parcela A e outros itens financeiros e sempre foram repassados à tarifa, tendo efeitos temporários sobre o caixa (vide nota 8).

Principais fatores de risco

Seguem os principais fatores de risco que afetam os negócios da Companhia:

Variação das taxas de juros

A Companhia realizou uma análise de sensibilidade em seus instrumentos financeiros, com objetivo de mensurar os impactos decorrentes de mudanças em variáveis de mercado, considerando como cenário mais provável para a realização nos próximos 12 meses a projeção dos indicadores divulgados no Relatório Focus do Banco Central.

O impacto no resultado financeiro líquido foi analisado em três cenários de variação de índices CDI, IGP-M, IPCA e TJLP, sendo: (i) variação dos índices projetados para 2016, de acordo com dados do Relatório Focus, disponibilizado em 30 de dezembro de 2016: 12,00%, 5,08% e 4,80% para CDI, IGP-M e IPCA, respectivamente, e a variação da TJLP de 7,50% divulgada pelo Conselho Monetário Nacional; (ii) elevação dos índices projetados atuais em 25% e (iii) elevação dos índices projetados atuais em 50%.

Instrumentos	Exposição ^(a)	Risco	Cenário Provável	Elevação do índice em 25%	Elevação do índice em 50%
Aplicações Financeiras	889.013	Variação CDI	106.682	133.352	160.022
Empréstimo ^(b)	(1.241.486)	Variação CDI	(148.978)	(186.223)	(223.467)
Instrumentos Financeiros Derivativos (BEI e 4131)	163.013	Variação CDI	19.562	24.452	29.342
Debêntures - 6ª Emissão 1ª Série	(114.658)	Variação CDI	(13.759)	(17.199)	(20.638)
	(304.118)		(36.493)	(45.618)	(54.741)
Ativo Indenizável ^(c)	1.074.026	Variação IGP-M	54.561	68.201	81.841
Debêntures - 5ª Emissão 2ª Série	(176.869)	Variação IPCA	(8.490)	(10.612)	(12.735)
Debêntures - 6ª Emissão 2ª Série	(137.774)	Variação IPCA	(6.613)	(8.266)	(9.920)
Debêntures - 6ª Emissão 3ª Série	(455.176)	Variação IPCA	(21.848)	(27.311)	(32.773)
Financiamentos - Finep 5º Ciclo	(7.589)	Variação TJLP	(569)	(711)	(854)
Financiamentos - BNDES	(517.061)	Variação TJLP	(38.780)	(48.474)	(58.169)
Redução (Aumento)			(58.232)	(72.791)	(87.351)

^(a) Considerado apenas instrumentos financeiros pós fixados.

^(b) A operação foi originalmente contratada em dólares norte-americanos, porém a Companhia possui uma operação de *swap* conjunta com o objetivo de neutralizar o risco derivado da variação cambial. Desta forma, a operação passa a ser indexada apenas ao CDI, motivo pelo qual o mesmo é apresentado nesta análise.

^(c) Após análises frente ao cenário econômico e ao lastro do novo valor de reposição dos bens vinculados da concessão, a Companhia levou em consideração para o cálculo de sensibilidade o custo médio ponderado do capital (WACC) regulatório e a variação do IPCA.

Risco de crédito

As operações que sujeitam a Companhia à concentração de risco de crédito residem, principalmente, nas contas correntes bancárias, aplicações financeiras e contas a receber de clientes, para as quais a Companhia fica exposta ao risco do cliente envolvido ou da instituição financeira (vide detalhes na nota explicativa 6 e 7). Visando gerenciar este risco a Elektro Redes mantém contas correntes bancárias e aplicações financeiras com instituições de grande porte, ponderando as concentrações de acordo com o *rating* das instituições financeiras.

A Companhia reconhece como inadimplência qualquer conta em atraso a partir de um dia após a data do seu vencimento. Em 31 de dezembro de 2016, o saldo do contas a receber vencido apresentou redução de R\$ 8.664 quando comparado com 31 de dezembro de 2015. O índice de inadimplência no encerramento do período foi de 4,8%⁽¹⁾ (4,5% em 2015).

Para intensificar a recuperação da inadimplência, a Companhia atua por meio de: (i) programas de renegociação dos débitos atrelados a constituição de garantias; (ii) negativação de clientes em empresas de proteção ao crédito; (iii) corte do fornecimento de energia elétrica, em conformidade com a regulamentação vigente; (iv) cobrança presencial realizada pelo agente de faturamento; (v) cobrança judicial; e (vi) protesto de clientes junto aos cartórios. Além disso, todas as ações de cobrança são pautadas por um modelo estatístico que avalia a propensão de um cliente ao não pagamento, permitindo adotar estratégias diferenciadas de acordo com o perfil de cada cliente. Adicionalmente, a Companhia implementou em 2016 novos processos de cobrança e novas tecnologias com o objetivo de fornecer outras formas de pagamento aos clientes, como por exemplo: (i) disponibilidade de pagamento com cartão de débito e parcelamento com cartão de crédito em espaços de atendimento presencial e no momento do corte; (ii) cobrança ativa de contas em atraso pela Central de Relacionamento com Cliente; (iii) realização de feirões de negociação de débito; (iv) aprimoramento dos modelos estatísticos para decisões estratégicas de cobrança, dentre outros. Essas medidas trouxeram a Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa para uma trajetória de queda, em especial a partir do 2º semestre de 2016. A exposição máxima ao risco de crédito dos instrumentos financeiros não derivativos na data de apresentação do relatório é o somatório dos respectivos valores contábeis, deduzidos de quaisquer provisões para perda do valor recuperável.

⁽¹⁾ Índice calculado com base no valor do contas a receber vencido pela receita de fornecimento de energia bruta.

Risco da revisão e do reajuste das tarifas de fornecimento

Alterações na metodologia vigente são amplamente discutidas através do mecanismo de Audiência Pública e contam com contribuições da Companhia, concessionárias e demais agentes do setor.

Em caso de evento imprevisível que venha a afetar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, incluindo alterações na legislação tributária, poderá a Elektro Redes justificar e requerer ao regulador a abertura de uma Revisão Tarifária Extraordinária, ficando a realização desta a critério do regulador. A própria ANEEL também poderá proceder com Revisões Extraordinárias caso haja criação, alteração ou exclusão de encargos e/ou tributos, para repasse dos mesmos às tarifas.

Risco de liquidez

A Companhia possui uma metodologia de cálculo para determinação de um caixa operacional e de um caixa mínimo que têm o objetivo de, respectivamente: (i) garantir liquidez para o cumprimento das obrigações do próximo mês; e (ii) garantir que a Companhia mantenha a liquidez em eventuais momentos de crise. A Companhia gerencia o risco de liquidez mantendo adequadas reservas, linhas de crédito bancárias para captação de recursos para capital de giro e para empréstimos e financiamentos que julgue adequados, através do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, e pela combinação dos perfis de vencimento dos ativos e passivos financeiros. Esses montantes são calculados principalmente com base na previsão da geração de caixa operacional, subtraída dos vencimentos de dívidas de curto prazo, necessidades de capital de giro.

A Companhia monitora o risco de liquidez através do gerenciamento contínuo do fluxo de caixa esperado combinado com os perfis de vencimento de seus passivos financeiros. O valor dos passivos financeiros mensurados pelo fluxo de caixa não descontado e seus correspondentes vencimentos estão demonstrados a seguir:

31/12/2016	Nota Explicativa	Média ponderada das taxa de juros	Menos de 1 ano	De 1 a 2 anos	De 2 a 3 anos	De 3 a 4 anos	Acima de 5 anos	Total ⁽¹⁾
Fornecedores e supridores de energia elétrica	13		418.415	-	-	-	-	418.415
Empréstimos e financiamentos líquidos dos efeitos dos instrumentos derivativos	14	10,37%	548.755	591.040	216.649	180.010	631.398	2.167.852
Debêntures	15	12,31%	302.464	236.123	128.306	201.514	350.742	1.219.149
Obrigações P&D e eficiência energética	19		47.438	19.763	-	-	-	67.201

- (1) Esses valores diferem dos montantes apresentados no balanço patrimonial, pois referem-se aos fluxos de caixa contratuais não descontados, conforme orientações do CPC 40 – Instrumentos Financeiros: Evidenciação.

Risco de mercado

De acordo com o Modelo Regulatório, as distribuidoras devem contratar antecipadamente 100% da energia elétrica necessária para fornecimento aos seus clientes por meio de leilões regulados pela ANEEL. Tais leilões, com apoio da CCEE, ocorrem com antecedência mínima de cinco, três ou um ano. Conforme previsto na regulamentação do setor, em especial no Decreto nº 5.163/2004, se a energia contratada estiver dentro do limite de até 5% acima da necessidade total da distribuidora, haverá repasse integral às tarifas das variações de custo incorrido com a compra de energia excedente. Contudo, quando a distribuidora ultrapassar o referido limite e sendo este ocasionado de forma voluntária, fica exposta à variação entre o preço de compra e o de venda do montante excedente no mercado de curto prazo.

O objetivo das distribuidoras é manter sua contratação dentro dos limites regulamentares e obter o repasse tarifário, o que em situações normais seria inteiramente possível por meio dos mecanismos de gestão originalmente previstos no modelo setorial. Ocorre que uma conjunção de fatores alheios ao controle das distribuidoras, dentre eles o próprio cenário econômico, com consequente queda no consumo de energia, e a intensa migração de clientes na condição de especiais para o mercado livre em busca de preços mais baixos, levou o modelo a uma situação de estresse, com sobrecontratação generalizada em várias delas, sendo que as ferramentas originalmente previstas não eram suficientes para mitigá-la.

Justamente em função do caráter sistêmico desse fenômeno, ao longo do ano de 2016 foram tomadas diversas medidas pelos órgãos competentes, que endereçaram as principais questões, a fim de mitigar os impactos da sobrecontratação (para maiores detalhes vide nota explicativa nº 5.4).

Dessa forma, considerando que:

- i) O contrato de concessão prevê que a manutenção do equilíbrio econômico e financeiro das distribuidoras deve ser garantido através da recomposição tarifária;
- ii) Durante o ano de 2016 a ANEEL emitiu uma série de resoluções e notas técnicas para mitigação da sobrecontratação, a Elektro Redes lançou mão de todos os mecanismos de mitigação da sobrecontratação disponibilizados pela ANEEL.

A Elektro Redes endereçou todo volume de energia sobrecontratado em 2016 e, portanto, não reconheceu qualquer impacto de sobrecontratação voluntária acima do limite de 5% em seu Resultado de 2016.

Risco de interrupção no fornecimento de energia elétrica

A Elektro Redes, com o intuito de minimizar os efeitos provocados por eventual descontinuidade do fornecimento de energia elétrica para seus clientes, atribuídos a eventos não previsíveis, e que atingem sua infraestrutura de sistemas elétricos, atua de forma intensa para reduzir o número de unidades consumidoras afetadas e também diminuir a frequência e o tempo dessas interrupções.

Dentre as ações executadas para diminuir a frequência e o tempo das interrupções, destaca-se a disponibilidade de quatro subestações, três transformadores e dois disjuntores – todos móveis e próprios, que permitem flexibilidade operacional e agilidade no restabelecimento do fornecimento de energia elétrica. Acrescente-se o investimento na digitalização de 123 subestações (SE) automatizadas, a automação do comando e supervisão remota de 2100 equipamentos em redes de distribuição (religadores, reguladores de tensão, bancas de capacitores e sensores de redes), que utilizam comunicação com tecnologia *modem* celular, satélite, rádio e fibra óptica, contribuindo com a redução do deslocamento das equipes para a execução das tarefas na rede de distribuição, bem como a implantação de 164 sistemas de recomposição automática ‘*Self Healings*’, que reestabelecem de forma automática trechos desenergizados para fontes alternativas evitando desligamentos de longa duração e a redução da quantidade de clientes desligados, beneficiando atualmente cerca de 516 mil consumidores.

Como ações para reduzir o número de unidades consumidoras atingidas, a Elektro Redes mantém consistente programa de manutenção preventiva, atuando em média em 16 mil km de rede por ano, bem como realiza investimentos de melhoria, expansão e modernização, como a instalação

de 464 disjuntores e a instalação de 3,2 mil km de redes compactas com cabos protegidos, nos últimos 11 anos.

Índices financeiros

Os principais indexadores dos ativos e passivos financeiros apresentaram as seguintes cotações/variações acumuladas:

Índices	Variação % acumulada nos períodos	
	31/12/2016	31/12/2015
Taxa de câmbio R\$/US\$ ⁽¹⁾	3,2591	3,9048
Valorização (desvalorização) do Real frente ao Dólar	16,54%	-47,01%
IGP-M	7,19%	10,54%
IPCA	6,29%	10,67%
TJLP	7,50%	6,38%
Selic	13,75%	13,27%
CDI	14,00%	13,24%

(1) Cotação em 31 de dezembro de 2016.

DIRETORIA

MARCIO HENRIQUE FERNANDES
DIRETOR PRESIDENTE

SIMONE BORSATO
DIRETORA EXECUTIVA DE CONTROLADORIA, FINANCEIRA E DE RELAÇÕES COM
INVESTIDORES

GIANCARLO VASSÃO DE SOUZA
DIRETOR EXECUTIVO DE OPERAÇÕES

CRISTIANE DA COSTA FERNANDES
DIRETORA EXECUTIVA DE ASSUNTOS REGULATÓRIOS E INSTITUCIONAIS

ANDRÉ AUGUSTO TELLES MOREIRA
DIRETOR EXECUTIVO COMERCIAL E SUPRIMENTO DE ENERGIA

JESSICA DE CAMARGO REAOCH
DIRETORA EXECUTIVA JURÍDICA

FABRICIA LANI DE ABREU
DIRETORA DE RECURSOS HUMANOS E SUSTENTABILIDADE

ROGERIO ASCHERMANN MARTINS
DIRETOR DE TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO E SERVIÇOS CORPORATIVOS

JULIANO PANSANATO DE SOUZA
GERENTE EXECUTIVO DE CONTROLADORIA

WEDSON ROMERO PERES
CONTADOR
CRC 1SP222804/O-9

COMPOSIÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016

PRESIDENTE

ARMANDO MARTÍNEZ MARTÍNEZ

CONSELHEIROS

JUAN MANUEL EGUIAGARAY UCELAY

JOSÉ IZAGUIRRE NAZAR

MARIO JOSÉ RUIZ-TAGLE LARRAIN

VICENTE DONIZETI DOS SANTOS