

Balancos patrimoniais
em 31 de dezembro de 2015 e de 2014
(em milhares de reais)

Ativo	Notas	31/12/2015	31/12/2014
Circulante		2.899.505	2.044.225
Caixa e equivalentes de caixa	6	785.146	578.648
Consumidores, parcelamentos de débitos e supridores	7	1.138.256	740.544
Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	8	625.146	503.016
Tributos a compensar	9	81.257	40.579
Subsídios Tarifários	10	232.535	125.113
Outros créditos		37.165	56.325
Não circulante		3.994.556	3.757.767
Parcelamentos de débitos e supridores	7	15.862	28.024
Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	8	323.059	284.019
Tributos a compensar	9	84.060	80.770
Depósitos judiciais	11	111.260	102.081
Tributos diferidos	27	707.771	764.915
Outros créditos		48.631	52.630
Ativo indenizável (concessão)	12.1	907.123	700.242
Ativo intangível	12.2	1.783.296	1.727.147
Imobilizado		13.494	17.939
Total do ativo		6.894.061	5.801.992

As notas explicativas são parte integrante destas Demonstrações Financeiras

Balancos patrimoniais
em 31 de dezembro de 2015 e de 2014
(em milhares de reais)

Passivo e patrimônio líquido	Notas	31/12/2015	31/12/2014
Circulante		2.213.407	1.052.387
Fornecedores e supridores de energia elétrica	13	586.330	488.071
Empréstimos e financiamentos	14	287.794	65.459
Debêntures	15	259.061	65.294
Valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros	8	271.483	171.745
Tributos a recolher	16	222.941	124.072
Encargos do consumidor	10	335.364	7.307
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	17	98.279	3.365
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	18	60.813	54.330
Obrigações P&D e eficiência energética	19	40.085	26.352
Outros passivos		51.257	46.392
Não circulante		2.718.209	2.529.346
Empréstimos e financiamentos	14	1.364.363	1.092.596
Debêntures	15	817.478	972.502
Valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros	8	263.822	215.571
Obrigações P&D e eficiência energética	19	17.382	15.346
Provisão para ações judiciais e regulatórias	21	239.719	219.088
Outros passivos		15.445	14.243
Patrimônio líquido		1.962.445	2.220.259
Capital social	22	952.492	952.492
Reservas de capital		765.882	765.882
Reservas de lucros		171.422	171.422
Dividendos adicionais propostos		72.649	330.463
Total do passivo e patrimônio líquido		6.894.061	5.801.992

As notas explicativas são parte integrante destas Demonstrações Financeiras.

Demonstração de resultados
para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e de 2014
(em milhares de reais, exceto lucro por ação)

	Notas	Acumulado 2015	Acumulado 2014 Reapresentado
Receitas operacionais líquidas	23	5.578.743	4.774.522
Custo do serviço de energia elétrica e operação		(4.300.340)	(3.589.077)
Energia comprada para revenda	24	(3.722.094)	(3.012.488)
Custos operacionais	25	(416.041)	(424.755)
Depreciação		(4.105)	(3.083)
Amortização de ativo intangível	12.2	(158.100)	(148.751)
Custo de construção		(368.371)	(295.195)
Lucro operacional bruto		910.032	890.250
Despesas operacionais		(240.800)	(137.596)
Despesas com vendas	25	(22.206)	(16.522)
Despesas gerais e administrativas	25	(78.993)	(73.572)
Outras despesas operacionais líquidas	25	(139.601)	(47.502)
Resultado do serviço		669.232	752.654
Resultado financeiro líquido	26	(150.107)	(116.728)
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social		519.125	635.926
Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos	27	(147.946)	(196.896)
Lucro líquido do exercício		371.179	439.030
Lucro básico e diluído por ação (expresso em reais):			
Preferencial		2,00197	2,36793
Ordinária		1,81998	2,15267

As notas explicativas são parte integrante destas Demonstrações Financeiras.

**Demonstração dos resultados abrangentes
para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e de 2014
(em milhares de reais)**

	Notas	Acumulado 2015	Acumulado 2014
Lucro líquido do exercício		371.179	439.030
Outros resultados abrangentes do exercício		1.605	1.588
Ganhos e perdas atuariais imediatamente reconhecidas	20.1	43.224	(40.994)
Efeito do limite do ativo de benefício definido	20.1	(40.792)	43.401
Tributo diferido sobre ajustes atuariais	27	(827)	(819)
Resultado abrangente do exercício		372.784	440.618

As notas explicativas são parte integrante destas Demonstrações Financeiras.

**Demonstração das mutações do patrimônio líquido
para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e de 2014**

(em milhares de reais)

	Capital social	Reserva de capital	Reservas de lucro/legal	Dividendos adicionais propostos	Lucros acumulados	Outros resultados abrangentes	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2013	952.492	765.882	171.422	162.959	-	-	2.052.755
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	439.030	-	439.030
Outros resultados abrangentes:							
Ganhos e perdas atuariais líquidos	-	-	-	-	-	1.588	1.588
Reclassificação requerida parágrafo 122 do CPC 33 (R1)	-	-	-	-	1.588	(1.588)	-
Dividendos propostos e pagos	-	-	-	(162.959)	-	-	(162.959)
Dividendos intermediários pagos	-	-	-	-	(12.687)	-	(12.687)
Juros sobre capital próprio	-	-	-	-	(94.108)	-	(94.108)
Dividendos mínimos obrigatórios	-	-	-	-	(3.360)	-	(3.360)
Dividendos adicionais propostos	-	-	-	330.463	(330.463)	-	-
Saldos em 31 de dezembro de 2014	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 requerida parágrafo 122 do CPC 33 (R1)	-	-	-	-	1.605	(1.605)	-
Dividendos propostos e pagos	-	-	-	(330.463)	-	-	(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	952.492	765.882	171.422	72.649	-	-	1.962.445

As notas explicativas são parte integrante destas Demonstrações Financeiras.

Demonstração dos fluxos de caixa
para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e de 2014
(em milhares de reais)

	Notas	2015	2014
Atividades operacionais			
Lucro líquido do exercício		371.179	439.030
Itens do lucro líquido que não afetam caixa		686.511	539.257
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	7	73.767	38.013
Juros e variações monetárias e cambiais		351.807	215.614
Depreciações e amortizações		162.205	151.834
Perda / (ganho) na baixa de ativos intangíveis e financeiros indenizáveis		18.602	14.199
Plano de pensão	20.1	2.432	2.407
Provisão para ações judiciais e regulatórias	21	44.543	24.817
Tributos diferidos	27	56.317	62.731
Marcação a mercado - ativo financeiro	12.1	(74.004)	(11.706)
Programa de P&D e eficiência energética		45.289	41.128
Pagamentos baseados em ações		5.553	220
Variações no ativo e passivo operacional		(400.389)	(847.411)
Contas a receber		(459.317)	(151.933)
Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	8	(161.170)	(787.035)
Tributos a compensar	9	(43.968)	(10.861)
Contas a receber CDE - Decreto nº 8.221/2014		-	11.363
Outros créditos		(102.198)	(123.693)
Juros pagos (empréstimos, debêntures e arrendamento mercantil)		(236.507)	(153.532)
Fornecedores e supridores de energia elétrica e encargos do consumidor		426.316	23.521
Valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros		147.989	387.316
Tributos a recolher		(68.191)	174.877
Imposto de renda e contribuição social pagos		149.719	(181.307)
Pagamento de ações judiciais e regulatórias	21	(23.912)	(8.462)
Programa de P&D e eficiência energética		(35.152)	(41.842)
Outros passivos		6.002	14.177
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais		657.301	130.876
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento		(360.566)	(274.686)
Adições ao ativo intangível, ativo indenizável e o imobilizado	12.1 e 12.2	(368.373)	(295.196)
Valor pago na baixa do ativo intangível, ativo indenizável e imobilizado		2.527	15.540
Caução de fundos e depósitos vinculados		5.280	4.970
Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento		(90.237)	254.828
Dividendos e juros sobre capital próprio pagos	17	(518.344)	(255.638)
Amortização de empréstimos, debêntures e arrendamento mercantil (principal)		(96.447)	(96.937)
Captação de empréstimos		524.554	607.403
Variação de caixa e equivalentes de caixa		206.498	111.018
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	6	578.648	467.630
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	6	785.146	578.648
Variação de caixa e equivalentes de caixa		206.498	111.018

As notas explicativas são parte integrante destas Demonstrações Financeiras.

**Demonstração do valor adicionado
para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e de 2014
(em milhares de reais)**

	Notas	2015	2014
			Reapresentado
Receitas		9.539.544	6.449.477
Vendas de energia e serviços	23	8.666.008	5.772.302
Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	23	562.441	399.719
Receita de construção	23	368.371	295.195
Provisão para créditos de liquidação duvidosa líquida		(63.278)	(21.106)
Outras receitas		6.002	3.367
Insumos adquiridos de terceiros		(4.802.658)	(3.887.687)
Energia comprada bruta	24	(4.094.043)	(3.283.490)
Materiais	25	(35.781)	(36.991)
Serviço de terceiros	25	(155.661)	(147.901)
Custo de construção		(368.371)	(295.195)
Outros custos operacionais		(148.802)	(124.110)
Valor adicionado bruto		4.736.886	2.561.790
Depreciação e amortização		(162.205)	(151.834)
Valor adicionado líquido		4.574.681	2.409.956
Receitas financeiras e variações monetárias e cambiais	26	245.219	138.828
Valor adicionado a distribuir		4.819.900	2.548.784
Distribuição do valor adicionado		4.819.900	2.548.784
Pessoal		251.391	228.010
Impostos, taxas e contribuições		2.069.826	1.560.316
Federais		604.685	602.244
Estaduais		1.464.593	957.776
Municipais		548	296
Encargos setoriais e outros		1.732.974	77.672
Despesas financeiras e variações monetárias e cambiais		392.925	243.756
Juros sobre o capital próprio		115.610	94.108
Dividendos distribuídos		184.525	16.047
Dividendos propostos		72.649	328.875

As notas explicativas são parte integrante destas Demonstrações Financeiras.

ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A.
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015
(em milhares de reais, exceto se indicado de outra forma)

1. A COMPANHIA, SUAS OPERAÇÕES E A CONCESSÃO

A Elektro Eletricidade e Serviços S.A. ("Elektro" ou "Companhia"), com sede no município de Campinas, em São Paulo, é uma concessionária de serviço público de distribuição de energia elétrica, e 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 concessionária 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 concessionária 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 concessionária (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 19 de fevereiro de 2016, para divulgação na mesma data.

2. APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

As Demonstrações Financeiras foram preparadas e estão sendo 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 as normas internacionais de relatório financeiro *International Financial Reporting Standards* (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

As normas e procedimentos emitidos e revisados que entraram em vigor a partir de 1º de janeiro de 2016 também foram analisados e não trouxeram impactos para estas Demonstrações Financeiras.

Em 2015, 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 nas suas demonstrações do resultado e de valor adicionado, originalmente emitidas em 24 de fevereiro de 2015. Adicionalmente, a Companhia também revisou a alocação de suas despesas operacionais e financeiras pela emissão do novo Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, que entrou em vigência a partir de 1º de janeiro de 2015 e sua aplicabilidade à contabilidade societária.

As mudanças efetuadas não alteram o total dos ativos, o patrimônio líquido e o lucro líquido. Para fins de comparabilidade, estão apresentadas a seguir:

Conciliação da Demonstração de resultados		31/12/2014		
		Divulgado	Reclassificações	Reclassificado
Receitas operacionais líquidas	(a)	4.762.815	(11.707)	4.774.522
Custo do serviço de energia elétrica e operação		(3.558.953)	(30.124)	(3.589.077)
Custos operacionais	(b)	(394.631)	(30.124)	(424.755)
Custo de construção		(295.195)	-	(295.195)
Lucro operacional bruto		908.667	(18.417)	890.250
Despesas operacionais		(158.521)	20.925	(137.596)
Outras despesas operacionais líquidas	(b)	(68.427)	20.925	(47.502)
Resultado do serviço		750.146	2.508	752.654
Resultado financeiro líquido	(a)/(b)	(114.220)	(2.508)	(116.728)
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social		635.926	-	635.926
Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos		(196.896)	-	(196.896)
Lucro líquido do período		439.030	-	439.030

Conciliação da Demonstração do valor adicionado		31/12/2014		
		Divulgado	Reclassificações	Reclassificado
Receitas		6.449.477	-	6.449.477
Insumos adquiridos de terceiros		(3.878.489)	(9.198)	(3.887.687)
Serviço de terceiros	(b)	(117.777)	(30.124)	(147.901)
Outros custos operacionais	(b)	(145.036)	20.926	(124.110)
Valor adicionado bruto		2.570.988	(9.198)	2.561.790
Depreciação e amortização		(151.834)	-	(151.834)
Valor adicionado líquido		2.419.154	(9.198)	2.409.956
Receitas financeiras e variações monetárias e cambiais		138.828	-	138.828
Valor adicionado a distribuir		2.557.982	(9.198)	2.548.784
Distribuição do valor adicionado		2.557.982	(9.198)	2.548.784
Despesas financeiras e variações monetárias e cambiais	(b)	252.954	(9.198)	243.756

- (a) Após revisão de suas práticas contábeis, a Companhia concluiu que o ajuste a valor justo do ativo financeiro indenizável da concessão, no montante de R\$ 11.707, originalmente apresentado na rubrica de receita financeira, no resultado financeiro, poderia ser mais adequadamente classificado no grupo de receitas operacionais, juntamente com as demais receitas relacionadas com a sua atividade fim. Esta alocação reflete de forma mais acurada o modelo de negócio de distribuição de energia elétrica e propicia uma melhor apresentação quanto ao desempenho, pois:
- Investir em infraestrutura é a atividade precípua do negócio de distribuição de energia elétrica, cujo modelo de gestão está suportado em construir, manter e operar essa infraestrutura;
 - O retorno sobre o investimento em infraestrutura no negócio de distribuição é determinado pelo valor justo dessa infraestrutura, seja a parcela amortizável durante o horizonte do contrato (ativo intangível), seja a parcela indenizável ao seu final (ativo financeiro), mais a taxa de retorno "WACC". Um único ativo físico (a infraestrutura) é o genuíno proporcionador de retorno às concessionárias;
 - Dessa forma, as receitas tarifárias representam tanto o retorno do ativo intangível quanto uma parte do retorno do ativo financeiro, pelo fato de ambos integrarem a base regulatória de remuneração. E as receitas tarifárias estão totalmente registradas como parte da "Receita Operacional Líquida";
 - Tratar as variações do valor justo como receita financeira distorce a análise do desempenho econômico-financeiro dos investimentos empregados nas atividades de distribuição de energia elétrica, principalmente para indicadores de performance.
 - A nova classificação adotada está corroborada pelo parágrafo 23 do OCPC 05 – Contrato de Concessão.

- (b) Reclassificação dos gastos com telefonia, *software* e viagens no montante de R\$ 30.124 do grupo de “Outras Despesas Operacionais” para “Serviços de Terceiros” dentro de “Custos Operacionais”, e reclassificação de Penalidades Regulatórias no montante de R\$ 9.198 de “Despesa Financeira” para “Despesa Operacional”.

3. ALTERAÇÕES E ATUALIZAÇÕES NA LEGISLAÇÃO REGULATÓRIA

3.1 Quarto Ciclo de Revisão Tarifária

O Contrato de Concessão estabelece que a Elektro deve passar pelo processo de Revisão Tarifária a cada quatro anos. A revisão tarifária tem como objetivo preservar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, assegurando uma tarifa justa para os consumidores, estimulando o aumento da eficiência e a qualidade do serviço prestado pela Distribuidora, além de preservar a atratividade financeira para os investidores.

A metodologia definitiva para o 4º Ciclo de Revisões Tarifárias possibilitou a elevação do WACC (líquido de impostos) de 7,50% (no 3º Ciclo de Revisões Tarifárias) para 8,09%.

A Quarta Revisão Tarifária da Elektro foi concluída no dia 27 de agosto de 2015, homologada pela Resolução nº 1.944 da ANEEL de 25 de agosto de 2015, utilizando as metodologias recentemente aprovadas pela ANEEL: Custos Operacionais; Perdas Técnicas e Não Técnicas de Energia; Base de Remuneração Regulatória (BRR); Custo de Capital – WACC; Fator X; Outras Receitas e Receitas Irrecuperáveis, a qual resultou em uma elevação média nas tarifas de 4,20%.

3.2 Revisão Tarifária Extraordinária

Conforme previsto no Contrato de Concessão, a Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) deve ser aplicada para garantir o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras de energia. Diante da elevação dos custos com a compra de energia de Itaipu, do preço realizado no 14º Leilão de Energia Existente e no 18º Leilão de Ajuste e do aumento da cota anual do encargo da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), a Elektro solicitou ao regulador uma RTE, de forma a não ocasionar um descompasso expressivo em seu caixa. A RTE da Elektro foi aprovada em 2 de março de 2015, com índice médio de aumento de 24,25% para seus consumidores.

3.3 Decretos nº 7.891/13, nº 7.945/13, nº 8.203/14 e nº 8.221/14

Em 2013, o Governo Federal dentre outras medidas, emitiu os Decretos nº 7.891 e nº 7.945, que incluíram a possibilidade de repasses de recursos da CDE para neutralizar a exposição das concessionárias de distribuição no mercado de curto prazo e cobrir o custo adicional decorrente do despacho de usinas termelétricas.

Em março de 2014 foi publicado o Decreto nº 8.203, que alterou o Decreto nº 7.891/13. O novo decreto possibilitou a utilização dos recursos da CDE para neutralizar também a exposição involuntária decorrente da compra frustrada no leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes realizado em dezembro de 2013. O repasse destes recursos referiu-se apenas à competência de janeiro de 2014 e o montante repassado para a Companhia, conforme Despacho ANEEL nº 515/14, foi de R\$ 100.161.

Ainda atuando de forma a reduzir os impactos informados anteriormente, em 1º de abril de 2014 foi publicado o Decreto nº 8.221/14 que criou a Conta no Ambiente de Contratação Regulada – CONTA-ACR com o objetivo de cobrir, total ou parcialmente, as despesas de exposição involuntária no mercado de curto prazo e despacho de térmicas vinculadas ao Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), na modalidade por disponibilidade. Além disso, esse Decreto normatizou o procedimento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para contratação de empréstimos junto a bancos, a fim de obter os fundos necessários para viabilizar os pagamentos às empresas distribuidoras pelo incremento de custos de energia aos quais estiveram expostas devido aos fatores anteriormente mencionados. Subsequentemente, em 16 de abril de 2014, a ANEEL emitiu a Resolução nº 612/14 e, em 22 de abril de 2014, o Despacho nº 1.256/14, detalhando o funcionamento da CONTA-ACR e homologou os valores repassados pela CCEE às empresas distribuidoras, relativamente à competência de fevereiro de 2014.

Em 25 de abril e 15 de agosto de 2014 foram assinados Contratos de Financiamento da Operação ACR – Ambiente de Contratação Regulada pela CCEE, junto a diversas instituições financeiras,

repassados às distribuidoras que incorreram nos custos adicionais descritos acima. Os custos cobertos por essas operações foram parcialmente suficientes e compreenderam o período de fevereiro a outubro de 2014, no montante de R\$ 963.174, recebido até dezembro de 2014.

Em março de 2015, foi celebrado pela CCEE um novo contrato para a terceira parcela do empréstimo, para cobertura dos custos de novembro e dezembro de 2014. Ainda em março de 2015, através do Despacho ANEEL nº 773/15, a Companhia recebeu o montante de R\$ 54.491 para cobertura dos custos incorridos no período de novembro e dezembro de 2014.

A CCEE vem liquidando esse compromisso financeiro com o recebimento das parcelas vinculadas ao pagamento das obrigações de cada distribuidora junto à CCEE. Essas parcelas são estabelecidas pela ANEEL para pagamento mensal de cada empresa distribuidora de energia e não possuem nenhuma vinculação com o valor de reembolso recebido por meio da operação de empréstimo captado pela CCEE. Adicionalmente, a Companhia não disponibilizou nenhuma garantia direta ou indireta para esses contratos.

Em 2015, todas as distribuidoras iniciaram o repasse nas tarifas a partir do mês de seu Reajuste ou Revisão Tarifária, para que a CCEE possa liquidar seu compromisso junto aos bancos. Desta forma, através da Resolução Normativa nº 1.863/15, a ANEEL homologou para a Elektro um incremento na tarifa equivalente a R\$ 26.002 por mês que será repassado à CCEE no período de agosto de 2015 até fevereiro de 2020. Este valor será atualizado para os exercícios posteriores. Até dezembro de 2015, a Companhia realizou pagamentos no montante de R\$ 104.007.

Em julho de 2015, a Associação Brasileira Consumidores de Energia (ABRACE) questionou em Juízo o pagamento de alguns itens que compõem a CDE e a sua forma de rateio proporcional ao consumo dos clientes, obtendo uma liminar que permitiu a isenção parcial do pagamento desse encargo para os seus associados. Após a abertura da Audiência Pública nº 057/15, a diretoria da ANEEL em reunião realizada em 25 de setembro de 2015 fixou as novas tarifas para os associados da ABRACE, e as publicou por intermédio da Resolução Homologatória nº 1.967/15 cuja aplicação deveria ser retroativa a 3 de julho de 2015, a fim de dar cumprimento à ordem judicial.

Como esse impacto na arrecadação prevista para o encargo não recebeu a correspondente diminuição na cota de aportes para a CDE de cada distribuidora, e para evitar um desequilíbrio financeiro para o setor de distribuição, a ABRADDE ingressou em Juízo e obteve no dia 12 de dezembro de 2015 a permissão para deduzir do saldo a pagar de CDE o montante de R\$ 2.495 que deixou de ser faturado devido à liminar da ABRACE.

Para a diferença entre o valor original da cota de CDE e o faturado pela empresa até a data de 11 de dezembro de 2015 foi constituído um valor a receber de parcela A, que será contemplada no próximo Reajuste Tarifário de 2016, conforme cláusula prevista no contrato de concessão.

3.4 Contas a Receber Eletrobrás

Conforme Lei nº 12.783/13 e Decreto nº 7.891/13, a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) deve suportar os subsídios tarifários destinados a cobrir descontos concedidos na tarifa pelas Distribuidoras de Energia Elétrica a determinadas classes de clientes, de forma a manter o equilíbrio econômico-financeiro de seus contratos de concessão. O mecanismo de ressarcimento concedido às distribuidoras ocorre através de repasses operacionalizados pelas Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobrás).

Como a Elektro não vinha recebendo da Eletrobrás a integralidade dos repasses dos valores de subsídios, e em contrapartida vinha recolhendo normalmente sua cota mensal à CDE, em 6 de agosto de 2015 a Companhia ingressou em Juízo e obteve ordem liminar permitindo que fossem deduzidos dos pagamentos devidos à CDE os valores não repassados pela Eletrobrás e já vencidos, o que gerou um benefício de caixa em 2015 no montante de R\$ 211.376.

3.5 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 pela ANEEL, a cada mês, em despacho, tendo entrado em vigor em janeiro de 2015.

Este sistema tem como finalidade indicar se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de energia elétrica, para cobrir os custos adicionais de geração térmica, os

custos com compra de energia no mercado de curto prazo, Encargo de Serviços de Sistema - ESS e risco hidrológico. Nos meses de janeiro e fevereiro os valores acrescidos pelas bandeiras amarelas e vermelhas foram inicialmente definidos em R\$15/MWh e R\$30/MWh, e a partir de 2 de março foram atualizados para R\$25/MWh e R\$55/MWh, respectivamente. Em 28 de agosto de 2015, foi aprovado pela ANEEL através da Audiência Pública nº 053/15, a redução do valor de bandeira vermelha de R\$ 55/MWh para R\$ 45/MWh a ser aplicada a partir de 1º de setembro de 2015.

Em fevereiro de 2015, foi criada através do Decreto nº 8.401, a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (CCRBT), cuja função é centralizar o recolhimento dos recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias e apurar qual a diferença entre este total faturado e a cobertura tarifária de cada agente de distribuição. De posse dessas informações, é feito um rateio para equalizar entre todos os agentes o efeito desta arrecadação. Em 2015, após rateio da CCRBT o montante a ser recebido antecipadamente pela Elektro era de R\$ 538.957 via aplicação das Bandeiras Tarifárias, sendo R\$ 557.001 recebidos através do faturamento das contas de energia parcialmente compensados pelo pagamento à CCRBT no montante de R\$ 18.044.

O mecanismo das Bandeiras Tarifárias, de maneira complementar a Revisão Tarifária Extraordinária, tem como objetivo preservar o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras. As variações de custos remanescentes são registradas na CVA para inclusão no próximo processo de Reajuste Tarifário.

4. PRÁTICAS CONTÁBEIS GERAIS

a. Estimativas

A preparação das Demonstrações Financeiras requer o uso de certas estimativas contábeis e, mais do que isso, torna necessário um exercício de julgamento por parte da administração da Companhia no processo de aplicação das políticas contábeis. As áreas nas quais premissas e estimativas são significativas para as Demonstrações Financeiras, segundo avaliação da Elektro, são: registro de receita não faturada e respectivas contas a receber; custo de energia; vida útil do ativo imobilizado, vida útil da infraestrutura utilizada para cálculo da depreciação regulatória a ser inserida na tarifa e também como base para amortização do intangível; provisão para crédito de liquidação duvidosa; avaliação de ativos e passivos financeiros ao valor justo e análise de sensibilidade; provisão para ações judiciais e regulatórias; premissas atuariais do plano de pensão; e provisão do plano de incentivo baseado em ações.

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 das Demonstrações Financeiras, estão descritas a seguir.

b. Instrumentos Financeiros

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

b.1) 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).

Mantidos para negociação: São 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).

b.2) Passivos financeiros

Os passivos financeiros são classificados como “Passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado”, empréstimos e financiamentos ou itens objeto 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.

Após o reconhecimento inicial pelo valor justo, líquido dos custos da transação, quando sujeitos a juros, os empréstimos e financiamentos são mensurados subsequentemente pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa efetiva de juros.

c. 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.

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

A Companhia revisa o valor contábil de seus ativos tangíveis e intangíveis para determinar se há alguma indicação de que tais ativos sofreram alguma perda por redução ao valor recuperável. Se houver tal indicação, o montante recuperável do ativo é estimado e se alguma perda for mensurada, será imediatamente reconhecida no resultado. A Companhia verificou que não há qualquer indicador de desvalorização que requeira qualquer provisionamento.

5. NOVOS PRONUNCIAMENTOS CONTÁBEIS

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

IFRS 9 Instrumentos Financeiros (Vigência a partir de 01/01/2018)	Tem o objetivo, em última instância, de substituir a 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 01/01/2017)	O principal objetivo é fornecer princípios claros para o reconhecimento de receita e simplificar o processo de elaboração das demonstrações contábeis.
Alteração IAS 16 e IAS 38 Métodos aceitáveis de depreciação e amortização (Vigência a partir de 01/01/2016)	Método de depreciação e amortização deve ser baseado nos benefícios econômicos consumidos por meio do uso do ativo.
Alteração IAS 1 (Vigência a partir de 01/01/2016)	Tem o objetivo de enfatizar que a informação contábil-financeira deve ser objetiva e de fácil compreensão.
IFRS 7 Contratos de Serviços (Vigência a partir de 01/01/2016)	Contratos de serviços (parágrafo B30 e 42C) atendem a definição de envolvimento contínuo em ativo financeiro transferido para fins de divulgação.
IAS 19 Benefícios a Empregados (Vigência a partir de 01/01/2016)	Estabelece que, se o valor das contribuições por empregados ou terceiros for independente da qualidade de anos de serviço, permite-se que uma entidade reconheça essas contribuições como redução no custo de serviço no período em que o serviço é prestado, ao invés de alocar as contribuições aos períodos de serviço.
IFRS 5 Reclassificação de ativo não circulante mantido para venda e mantido para distribuição aos sócios/acionistas (Vigência a partir de 01/01/2016)	Esclarece as circunstâncias em que uma entidade reclassifica ativos mantidos para venda para ativos mantidos para distribuição aos sócios/acionistas (e vice-versa) e os casos em que os ativos mantidos para distribuição aos sócios/acionistas não atendem mais o critério para manterem esta classificação.

A Companhia não espera impactos relevantes quando essas normas entrarem em vigor.

6. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

Os ativos registrados nesta categoria, no montante de R\$ 785.146 em 31 de dezembro de 2015 (R\$ 578.648 em 2014) referem-se a títulos de renda fixa (Certificado de Depósito Bancário - CDB e debêntures), com taxas pós-fixadas, indexados à variação diária dos Certificados de Depósitos

Interbancários (CDI). Em 31 de dezembro de 2015 a rentabilidade média estava em 101,14% do CDI (101,57% em 2014). Essas aplicações apresentam alta liquidez e podem ser resgatadas a qualquer momento sem risco significativo de perda de valor.

A Elektro 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

	31/12/2015				31/12/2014			
	A Vencer	até 90 dias Vencidos	(+) 90 dias Vencidos	Total	A Vencer	até 90 dias Vencidos	(+) 90 dias Vencidos	Total
Fornecimento	364.305	255.770	87.726	707.801	225.599	152.265	26.778	404.642
Outras contas a receber	493.358	17.031	16.309	526.698	381.512	5.193	19.657	406.362
Receita não faturada	390.719	-	-	390.719	318.588	-	-	318.588
Parcelamentos de débitos	81.747	10.967	10.958	103.672	46.049	5.193	19.657	70.899
Supridores	19.004	-	-	19.004	19.004	-	-	19.004
Outros	1.888	6.064	5.351	13.303	(2.129)	-	-	(2.129)
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	(14.333)	(16.012)	(50.036)	(80.381)	(10.588)	-	(31.848)	(42.436)
Total	843.330	256.789	53.999	1.154.118	596.523	157.458	14.587	768.568
Circulante	827.468	256.789	53.999	1.138.256	568.499	157.458	14.587	740.544
Não circulante	15.862	-	-	15.862	28.024	-	-	28.024

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 estão registrados no ativo não circulante. De acordo com o parecer emitido por seus assessores jurídicos, a Companhia não espera incorrer em perdas na realização desses valores.

Até dezembro de 2014 a administração da Companhia constituía provisão para créditos de liquidação duvidosa pelo valor integral da fatura a partir do 91º dia de atraso. A partir de janeiro de 2015, a Companhia adotou uma nova política para cálculo da provisão cuja metodologia é mais aderente à curva de pagamento dos seus clientes uma vez que 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:

	31/12/2013	Adições	Reversão da Provisão	Baixas de Incobráveis	31/12/2014	Adições	Reversão da Provisão	Baixas de Incobráveis	31/12/2015
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	42.719	45.958	(7.945)	(38.296)	42.436	86.671	(12.904)	(35.822)	80.381

O aumento das Provisões para Crédito de Liquidação Duvidosa reflete o efeito da elevação das tarifas, combinado a uma conjuntura econômica adversa, que vem afetando o poder aquisitivo e a capacidade de pagamento dos clientes, cujos impactos tem sido suavizados pelas assertivas ações de cobrança conduzidas pela Companhia. Quando comparado com a receita bruta de faturamento observa-se uma ligeira evolução que passou de 0,72%⁽¹⁾ em 2014 para 0,90%⁽¹⁾ em 2015.

⁽¹⁾ Índice calculado com base no impacto da provisão no resultado pela receita bruta de faturamento.

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

Valores a receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros	Item	Valores em amortização	Valores em constituição	Saldo em 31/12/2015	Valores em amortização	Valores em constituição	Saldo em 31/12/2014
CVA - Parcela A a receber		311.492	343.941	655.433	194.082	198.756	392.838
Aquisição de Energia	8.1	236.361	-	236.361	176.575	164.430	341.005
Custo da Energia de Itaipu	8.1	-	232.137	232.137	-	-	-
Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA		-	-	-	2.830	-	2.830
Transporte Rede Básica		17.266	10.331	27.597	6.619	25.184	31.803
Transporte de Energia - Itaipu		820	3.765	4.585	30	920	950
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		57.045	97.708	154.753	8.028	8.222	16.250
Outros Itens Financeiros a receber		82.895	209.877	292.772	106.063	288.134	394.197
Quota Parte de Energia Nuclear		4.731	-	4.731	10.606	7.521	18.127
Neutralidade da Parcela A	8.2	4.195	52.272	56.467	-	-	-
Sobrecontratação de Energia	8.3	73.507	157.605	231.112	91.808	280.613	372.421
CUSD/DIT		462	-	462	93	-	93
Perdas na DIT		-	-	-	3.556	-	3.556
Total Valores a receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros		394.387	553.818	948.205	300.145	486.890	787.035
Ativo Circulante				625.146			503.016
Ativo Não Circulante				323.059			284.019

Valores a devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros	Item	Valores em amortização	Valores em constituição	Saldo em 31/12/2015	Valores em amortização	Valores em constituição	Saldo em 31/12/2014
CVA - Parcela A a devolver		104.713	351.957	456.670	36.995	161.268	198.263
Aquisição de Energia	8.1	-	316.315	316.315	-	-	-
Custo da Energia de Itaipu	8.1	-	-	-	-	34.890	34.890
Progr. de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA		1.654	-	1.654	-	-	-
Encargos de Serviços de Sistema - ESS e CONER	8.1	103.059	35.642	138.701	36.995	126.378	163.373
Outros Itens Financeiros a devolver		169	78.466	78.635	66.382	122.671	189.053
Neutralidade da Parcela A	8.2	-	-	-	4.689	2.815	7.504
Diferimento de reposição na revisão tarifária periódica		-	-	-	61.636	-	61.636
Energia Livre	8.4	-	12.537	12.537	-	11.251	11.251
TUSD-G	8.5	-	35.347	35.347	-	35.347	35.347
Baixa Renda	8.6	-	-	-	-	73.258	73.258
DIC/FIC		169	-	169	57	-	57
OBE - Receita Ultrap.Demanda e Exced. Reativo	8.7	-	30.582	30.582	-	-	-
Total Valores a devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros		104.882	430.423	535.305	103.377	283.939	387.316
Passivo Circulante				271.483			171.745
Passivo Não Circulante				263.822			215.571

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

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 nos Reajustes Tarifários. Estes valores garantem a neutralidade tarifária da Parcela A.

Por meio da Resolução Homologatória nº 1.944, de 25 de agosto de 2015, a ANEEL definiu os valores de CVA correspondentes ao período de 27 de agosto de 2014 a 26 de agosto de 2015. Tais montantes estão líquidos dos recebimentos ocorridos dentro do exercício representados no quadro acima na coluna “valores em amortização”, sendo seu saldo em 31 de dezembro de 2015: (i) R\$ 236.361 (R\$ 176.575 em 2014) referente à CVA de aquisição de energia já deduzido do recebimento de bandeira tarifária referente aos meses de janeiro a maio de 2015; e (ii) R\$ 103.059 (R\$ 36.995 em 2014) registrados como CVA de ESS e CONER passiva referente à devolução dos valores recebidos via CONER para abater o saldo a pagar das distribuidoras no mercado de curto prazo do período de junho a dezembro de 2014 e dos valores recebidos via bandeira tarifária para cobertura desse item também deduzidos dos pagamentos ocorridos.

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 2015, a Companhia possui os seguintes montantes registrados: (i) R\$ 232.137 (R\$ 34.890 como CVA passiva em 2014) referente ao custo de energia de Itaipu decorrente da alta do dólar em 2015; (ii) R\$ 35.642 (R\$ 128.378 em 2014) a devolver devido aos valores recebidos via CONER; e (iii) R\$

316.315 (R\$ 164.430 como CVA ativa em 2014) decorrente da redução no custo de energia devido ao acréscimo de contratos de cotas em 2015 e dos valores recebidos de bandeiras tarifárias do período de junho a dezembro de 2015.

8.2. 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 diferenças mensais apuradas entre os valores de cada item dos encargos setoriais faturados no período de referência e os respectivos valores contemplados no processo tarifário anterior. O total remanescente das diferenças a receber dos consumidores homologado pela Resolução Homologatória nº 1.944 representa um saldo de R\$ 4.195 (R\$ 4.689 como CVA passiva em 2014).

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. A diferença no faturamento referente à isenção parcial foi compensada através da constituição de neutralidade (vide nota 3.3).

Em 31 de dezembro de 2015, o ativo em constituição é de R\$ 52.272 (passivo de R\$ 2.815 em 2014) decorrente da queda de mercado e deverá ser considerado no próximo processo tarifário.

8.3. Sobrecontratação de Energia

O órgão regulador impõe penalidades aos agentes de distribuição que não apresentarem contratos de energia para 100% do seu mercado e permite uma flexibilidade de superar o montante total da energia elétrica contratada de 5% em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. O repasse dos custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais é permitido desde que esteja dentro dos limites acima.

Diferentemente dos itens de CVA, que considera os custos incorridos no período tarifário, este componente financeiro é calculado com base na exposição ao mercado de curto prazo do ano civil anterior à data do Reajuste Tarifário.

Em 31 de dezembro de 2015, o montante a receber em amortização de sobrecontratação de energia e submercados é de R\$ 73.507 (R\$ 91.808 em 2014). O saldo em constituição de R\$ 157.605 (R\$ 280.613 em 2014), refere-se aos custos adicionais com exposição involuntária no mercado de curto prazo e diferenças de preços entre submercados no ano de 2015 parcialmente compensados pelo recebimento de bandeiras tarifárias do período de janeiro a dezembro de 2015.

8.4. 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 e que impedia o faturamento dos adicionais tarifários relacionados à Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE) ocorrida após o Programa de Racionamento de 2001/02 naquelas localidades, o período de cobrança foi postergado, tendo início apenas após a recuperação integral das perdas de racionamento pela Elektro. O montante atualizado deste passivo é de R\$ 12.537 (R\$ 11.251 em 2014), e deverá ser homologado nos próximos processos tarifários.

8.5. 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. A Duke Energy, geradora proprietária da usina de Rosana na área de concessão da Elektro 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 2015, a Elektro mantém contas a receber registrado na rubrica de outros créditos e um saldo a devolver aos consumidores via modicidade tarifária, a partir de quando essa ação judicial se encerrar, no montante de R\$ 35.347.

8.6. Devolução Baixa Renda

Com base nas resoluções normativas vigentes à época, a Elektro registrou ao longo dos anos 2002 a 2004 um passivo financeiro relacionado à subvenção econômica da subclasse Baixa Renda decorrente de diferenças apuradas entre o subsídio cruzado recebido via cobertura tarifária e os descontos efetivamente concedidos aos beneficiários da tarifa de fornecimento de energia elétrica.

Desde a constituição deste passivo financeiro, a Elektro passou por três Revisões Tarifárias periódicas (RTP), respectivamente em 2007, 2011 e 2015, além dos reajustes anuais, nos quais não houve a captura via tarifa das diferenças apuradas. Desta forma, em dezembro de 2015, com base e amparo legais, a exigibilidade do passivo encontra-se prescrita e de acordo com o CPC 38 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração, o qual define expiração legal de prazo como critério para proceder à baixa contábil, a Companhia realizou o desreconhecimento do montante de R\$ 81.772.

8.7. OBE – Receita Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativo

Refere-se à reversão de receita obtida através do faturamento de penalidades por ultrapassagem dos limites contratados para demanda e excedente de reativo que até o 3º Ciclo era contabilizado como redutor do ativo intangível e financeiro. Durante o 4º Ciclo esses montantes constituirão um fundo que será amortizado ao longo do Ciclo seguinte. Em 31 de dezembro de 2015 foi registrado um saldo de R\$ 30.582 que compreende o período de março a dezembro de 2015.

9. TRIBUTOS A COMPENSAR

	31/12/2015	31/12/2014
ICMS a recuperar	120.254	96.076
Imposto de renda e contribuição social sobre lucro líquido	42.011	25.273
PIS e COFINS a recuperar	3.052	-
Total	165.317	121.349
Ativo circulante	81.257	40.579
Ativo não circulante	84.060	80.770

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.

10. SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS E ENCARGOS DO CONSUMIDOR

Em 2015, além do repasse da bandeira tarifária à 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, para neutralizar os impactos do alto custo de energia do mesmo período às distribuidoras. Tal aumento foi objeto de RTE ocorrida em março de 2015 (vide nota 3.2).

A Elektro não vinha recebendo a integridade de repasse dos valores de subsídios da Eletrobrás, em 6 de agosto de 2015, a Companhia obteve liminar permitindo deduzir do total a pagar de cotas CDE o montante não repassado de subsídio, o que gerou um benefício de caixa em 2015 no montante de R\$ 211.376, contudo, para efeitos de divulgação e dado que tal decisão tem caráter liminar, em 31 de dezembro de 2015, a Companhia mantém registrado no ativo os valores a receber de subsídios no montante de R\$ 232.535 (R\$ 125.113 em 2014) e no passivo do montante total de R\$ 335.364 (R\$ 7.307 em 2014), o valor da obrigação a recolher referente as cotas CDE era de R\$ 333.820 (vide nota 3.4).

11. DEPÓSITOS JUDICIAIS

	31/12/2015	31/12/2014
Incidência da COFINS sobre o faturamento	36.660	34.653
Legado "EPC" - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda. ⁽ⁱ⁾	32.390	29.419
Outros processos de natureza Trabalhista, Cível e Tributária	42.210	38.009
	<u>111.260</u>	<u>102.081</u>

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

O montante de R\$ 36.660 em 31 de dezembro de 2015 (R\$ 34.653 em 2014) 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.

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, conseqüentemente, 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 do ativo intangível em fase de formação. O valor desses encargos capitalizados à infraestrutura foi de R\$ 8.917 em 31 de dezembro de 2015 (R\$ 14.520 em 2014). 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 conseqüente 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 valor justo 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 2015, o ativo financeiro está atualizado pelo valor residual da BRR homologada no 4º Ciclo de Revisão Tarifária.

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. Para mensuração do valor de mercado, considera-se como nível hierárquico 2.

Em 25 de agosto de 2015, a Elektro tomou conhecimento por meio da Resolução Homologatória ANEEL nº 1.944 e Nota Técnica nº 219/2015 – SGT/ANEEL dos valores que seriam considerados na BRR do 4º Ciclo de Revisão Tarifária, a ser aplicado a partir de agosto de 2015. Desta maneira, a Companhia recalculou o valor do ativo financeiro a ser recebido ao final da concessão com base na nova BRR, cuja data de corte definida pela ANEEL foi fevereiro de 2015, devidamente movimentada por adições, atualizações e baixas. O novo valor residual gerou um efeito positivo de R\$ 32.647 nos cálculos iniciais, aumentando o ativo financeiro anteriormente contabilizado e incrementando o resultado operacional do exercício.

Visando sempre a melhor estimativa da indenização ao final da concessão, o valor justo do ativo financeiro apurado a partir da BRR homologada no 4º ciclo é atualizado mensalmente,

considerando a atualização pelo IPCA - IBGE, conforme estabelecido pela ANEEL por meio do Proret – Procedimento de Regulação Tarifária, divulgado em 23 de novembro de 2015. O ativo financeiro indenizável decorrente dos investimentos incrementais ocorridos de março a dezembro de 2015 foi atualizado mensalmente por 81,6% da variação do IGP-M. Este percentual foi calculado com base no histórico do último reajuste da base de remuneração o qual a Companhia entende ser a melhor estimativa para reproduzir a metodologia que define o VNR dos investimentos. Esta metodologia será revisada anualmente.

Em 2015, o valor correspondente à atualização deste ativo financeiro foi registrado no resultado operacional do exercício (vide nota 2).

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 valor justo 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 depreciação 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	Valor justo	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2013	632.050	(71.512)	30.413	590.951
Transferências de ativo intangível	95.394	-	-	95.394
Adições	-	2.191	-	2.191
Ajustes ao valor justo	-	-	11.706	11.706
Saldo em 31 de dezembro de 2014	727.444	(69.321)	42.119	700.242
Transferências de ativo intangível	226.175	(68.197)	-	157.978
Adições	-	(7.373)	-	(7.373)
Ajustes ao valor justo	-	-	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

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. utilizado no 3º Ciclo de Revisão Tarifária. Como esta receita já é contabilizada mensalmente (vide nota 23) e arrecadada pela Companhia, considera-se que o ativo financeiro já se encontra a valores atualizados.

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 para depreciação da infraestrutura.

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 31 de dezembro de 2013	2.213.456	(320.217)	(455.042)	1.438.197	351.709	(81.880)	269.829
Adições	-	2.667	-	2.667	363.133	(72.795)	290.338
Baixas	(29.739)	-	-	(29.739)	-	-	-
Amortização	-	-	(148.751)	(148.751)	-	-	-
Transferências	164.699	-	-	164.699	(260.093)	-	(260.093)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	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

13. FORNECEDORES E SUPRIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA

	31/12/2015	31/12/2014
Moeda nacional	483.820	449.838
Supridores de energia elétrica	401.253	391.594
Fornecedores de materiais e serviços	82.567	58.244
Moeda estrangeira	102.510	38.233
Supridores de energia elétrica - Itaipu	102.510	38.233
Total	586.330	488.071

Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia apresenta maior saldo de supridores de energia elétrica devido ao aumento de aproximadamente 46% na tarifa de compra de energia proveniente de Itaipu além do efeito de variação cambial, visto que seu faturamento ocorre em dólar.

14. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

	31/12/2015	31/12/2014	Condições Gerais	Vencimento	Garantias
Moeda Nacional	581.858	469.954			
BNDES					
Finame SE 2011	3.616	4.341	5,5% a.a.	Início: 15/02/2013 até 15/01/2021	Instrumento de Cessão Fiduciária de Direitos Creditórios
Finem CAPEX 2011/2012	97.903	125.519	de TJLP a TJLP + 3,03% a.a.	Início: 15/06/2013 até 15/12/2019	
Finem 2013/2014	256.318	196.588	de TJLP a TJLP + 3,08% a.a.	Início: 15/01/2016 até 15/12/2023	
Finem 2015/2016	110.000	-	de TJLP a TJLP + 2,36% a.a.	Início: 15/07/2017 até 15/06/2024	
Custos com emissão - BNDES	(1.041)	(300)			
Eletrobras					
Eletrobras - Luz para Todos ⁽¹⁾	58.144	72.087	RGR + 5,0% a.a. ⁽²⁾	Início: 30/11/2006 até 31/12/2022	Carta de Fiança
Finem - 2º Ciclo	13.987	20.980	4,25% a.a.	Início: 15/04/2011 até 15/12/2017	
Finem - 3º Ciclo	4.751	5.939	5,0% a.a.	Início: 15/12/2013 até 15/01/2020	
Finem - 4º Ciclo	15.529	17.993	5,0% a.a.	Início: 15/03/2015 até 15/03/2021	
Finem - 5º Ciclo	7.802	7.804	5,0% a.a.	Início: 15/12/2013 até 15/01/2020	
Arrendamento mercantil	14.849	19.003	de 10% a 18% a.a.	A partir de 2013 ⁽³⁾	
Moeda Estrangeira	1.070.299	688.101			
Banco Europeu de Investimento	506.155	344.320	US\$ + 3,4020% a.a.	31/10/2025	N/A
Swap Empréstimo BEI	(219.008)	(58.373)	CDI - 0,30% a.a.	31/10/2025	
Cédula de Crédito Bancário via Lei nº 4.131 Bank Of Tokyo	173.841	118.243	Libor 3mL + 0,8457% ⁽⁴⁾	20/06/2018	
Swap Céd. Créd Bancário via Lei nº 4.131 Bank of Tokyo	(31.246)	(17.892)	100,5% do CDI a.a.	20/06/2018	
Cédula de Crédito Bancário via Lei nº 4.131 Citibank	257.217	174.942	Libor 3mL + 0,7782% ⁽⁴⁾	09/01/2018	
Swap Céd. Créd Bancário via Lei nº 4.131 Citibank	(68.589)	(23.768)	103,0% do CDI a.a.	09/01/2018	
Cédula de Crédito Bancário via Lei nº 4.131 HSBC	262.428	178.496	Libor 3mL + 0,8500% ⁽⁴⁾	15/06/2016	
Swap Céd. Créd Bancário via Lei nº 4.131 HSBC	(111.508)	(27.568)	104,9% do CDI a.a.	15/06/2016	
Cédula de Crédito Bancário Mizuho	234.436	-	Libor 3mL + 1,00% ⁽⁴⁾	16/03/2018	
Swap Céd. Créd Bancário Mizuho	(46.026)	-	93,16% do CDI a.a.	16/03/2018	
Cédula de Crédito Bancário Tokyo	136.508	-	Libor 3mL + 0,6900% ⁽⁴⁾	16/03/2018	
Swap Céd. Créd Bancário Tokyo	(22.949)	-	94,0% do CDI a.a.	16/03/2018	
Custos com emissão - Moeda Estrangeira	(960)	(299)			
Total	1.652.157	1.158.055			
Circulante	287.794	65.459			
Não circulante	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.

Os vencimentos dos empréstimos, financiamentos e arrendamento mercantil de longo prazo em 31 de dezembro de 2015 ocorrerão da seguinte forma: R\$ 139.814 em 2017, R\$ 361.937 em 2018, R\$ 524.066 em 2019, R\$ 99.373 em 2020 e R\$ 239.173 após 2020.

Ao longo de 2015 foi liberado o montante de R\$ 58.872, referente ao contrato de financiamento junto ao BNDES e Banco do Brasil, firmado em dezembro de 2013 na modalidade FINEM, no montante total de R\$ 348.392, destinado à implantação do Plano de Investimentos 2013-2014, com prazo de financiamento de 10 anos e carência de 2 anos.

Em fevereiro de 2015, a Companhia alongou por 19 meses o prazo de vencimento do financiamento em moeda estrangeira (via Lei nº 4.131), contratado em junho de 2014 junto ao banco Citibank, no montante de R\$ 150.000. O prazo de vencimento inicial que era junho de 2016 passou para janeiro de 2018 e as taxas de juros foram mantidas as mesmas aplicadas no contrato original.

Em março de 2015, utilizando o instrumento financeiro da Lei nº 4.131, de 3 de setembro de 1962, a Companhia contratou duas novas linhas de financiamento no montante total de R\$ 300.470 com o prazo de vencimento de 3 anos, sendo R\$ 187.470 junto ao Banco Mizuho e R\$ 113.000 com o

Banco de Tokyo. Os pagamentos dos juros ocorrerão trimestralmente para ambas as contratações, enquanto os pagamentos do principal acontecerão a partir de março de 2017, sendo anual para o Banco Mizuho e trimestral para o Banco de Tokyo, com custo médio final de 93,6% do CDI.

Objetivando neutralizar qualquer risco cambial derivado dessas operações, foram contratadas operações de *swap* com o mesmo fluxo de liquidação do financiamento, resultando assim, em uma única operação denominada em moeda nacional atrelada à variação dos Certificados de Depósitos Interbancários (CDI).

Em maio de 2015, a Companhia alongou por 24 meses o prazo de vencimento do financiamento em moeda estrangeira (via Lei nº 4.131), contratado em junho de 2014 junto ao Banco de Tokyo, no montante de R\$ 100.000. O prazo de vencimento inicial que era junho de 2016 passou para junho de 2018, com redução da taxa de 103% para 100,5% do CDI.

Em dezembro de 2015 foi liberado o montante parcial de R\$ 110.000, referente ao novo contrato de financiamento junto ao BNDES, firmado em 17 de dezembro de 2015 na modalidade FINEM, no montante total de R\$ 258.232, destinado à implantação do Plano de Investimentos 2015-2016 com prazo de financiamento de 8,5 anos e carência de 19 meses.

Condições Restritivas Financeiras (*covenants*):

A Companhia sempre cumpriu e vem mantendo relação confortável com os limites estabelecidos para seus *covenants* financeiros baseados nos resultados apurados pelos critérios previstos nos contratos de financiamentos firmados com o BNDES e nos financiamentos em moeda estrangeira (via Lei nº 4.131) com os bancos HSBC, Mizuho e Banco de Tokyo.

Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia cumpriu todas as condições restritivas exigidas pelos contratos de financiamento e não possui itens que façam parte da infraestrutura da concessão, oferecidos como garantias de empréstimos e financiamentos.

15. DEBÊNTURES

	31/12/2015	31/12/2014	Qtde.	Remuneração	Pagamento dos juros	Amortização do principal
5ª Emissão	290.946	308.210				
1ª Série	42.175	83.601	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	248.988	224.990	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	(217)	(381)				
6ª Emissão	785.593	729.586				
1ª Série	229.333	227.694	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	129.428	116.835	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	427.598	386.005	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	(766)	(948)				
Total	1.076.539	1.037.796				
Circulante	259.061	65.294				
Não circulante	817.478	972.502				

Em 31 de dezembro de 2015, o saldo total de custos de emissão a apropriar é de R\$ 983 (R\$ 1.329 em 2014), sendo R\$ 299 no curto prazo (R\$ 124 referente à 5ª emissão e R\$ 175 referente à 6ª emissão) e R\$ 684 no longo prazo (R\$ 93 referente à 5ª emissão e R\$ 591 referente à 6ª emissão).

O vencimento do saldo de longo prazo das debêntures em 31 de dezembro de 2015 ocorrerá da seguinte forma: R\$ 108.048 em 2017, R\$ 108.107 em 2018, R\$ 116.909 em 2019, R\$ 63.663 em 2020 e R\$ 420.751 após 2020.

Abaixo características gerais das debêntures da Companhia:

Características	5ª Emissão	6ª Emissão
Tipo	simples, nominativas escriturais, não conversíveis em ação	simples, nominativas escriturais, não conversíveis em ação
Espécie	quirografia, sem garantia	quirografia, 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 sempre cumpriu e vem mantendo uma relação confortável com os limites estabelecidos para seus *covenants* financeiros baseados nos resultados apurados pelos critérios previstos nas escrituras das 5ª e 6ª Emissões de Debêntures.

Em 31 de dezembro de 2015 a Companhia cumpriu todas as condições restritivas exigidas pelas respectivas escrituras de emissão.

A íntegra dos termos e das condições da distribuição pública das 5ª e 6ª Emissões de Debêntures está disponível no *website* da Elektro: www.elektro.com.br.

16. TRIBUTOS A RECOLHER

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.

O PIS e a COFINS estão computados à alíquota nominal 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.

	31/12/2015	31/12/2014
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	172.903	93.807
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	39.406	23.742
Programa de integração social - PIS	8.511	5.155
Outros Impostos	2.121	1.368
Total	222.941	124.072

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. A variação observada em 2015 decorre do aumento da tarifa impulsionado pela entrada do sistema de Bandeiras Tarifárias, RTE ocorrida em março de 2015 e pela Revisão Tarifária ocorrida em agosto de 2015.

17. DIVIDENDOS E JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO A PAGAR

Em 30 de abril de 2015, ocorreu pagamento no montante de R\$ 333.820 referente a dividendos anuais do exercício social de 2014, aprovados em Assembleia Geral Ordinária ocorrida em 9 de abril de 2015.

Em 16 de julho de 2015, foi aprovada pelo Conselho de Administração a distribuição aos acionistas de Dividendos Intermediários para o exercício de 2015 no montante de R\$ 184.525, sendo que o pagamento foi efetuado em três parcelas: 31 de agosto, 30 de outubro e 30 de dezembro de 2015.

Em 27 de outubro de 2015 foi aprovada, em reunião do Conselho de Administração, a distribuição aos acionistas de Juros Sobre Capital Próprio para o exercício social de 2015 no montante de R\$

115.610, dos quais R\$ 17.341, referente ao imposto de renda retido na fonte, pago em 29 de dezembro de 2015, e R\$ 98.269 distribuídos em 28 de janeiro de 2016.

18. OBRIGAÇÕES E ENCARGOS SOBRE FOLHA DE PAGAMENTO

	31/12/2015	31/12/2014
Férias e 13º salário a pagar	21.179	19.345
INSS empregador	10.732	9.683
Participação nos lucros e resultados	21.365	18.401
FGTS	3.658	3.341
Retenções do empregado	3.508	3.126
Outros	371	434
Total	60.813	54.330

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

O contrato de concessão estabelece a obrigação da Companhia 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).

Distribuição do recurso	Percentual de distribuição da ROL	31/12/2015	31/12/2014
Programa de Eficiência Energética	0,50%	34.411	23.810
Pesquisa e Desenvolvimento	0,20%	21.929	16.646
FNDCT	0,20%	748	829
MME	0,10%	379	413
Total		57.467	41.698
Circulante		40.085	26.352
Não circulante		17.382	15.346

20. BENEFÍCIOS A EMPREGADOS

20.1. Planos de Pensão

A Elektro, através da Fundação CESP, mantém planos de suplementação de aposentadoria e pensão para seus 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\$ 271.165 em 31 de dezembro de 2015. O *superávit* atuarial não é reconhecido contabilmente, pois o reconhecimento do ativo atuarial é permitido, dentre outros critérios, somente se a reserva de contingência estiver reconhecida pelo seu percentual máximo, que é de 25% das reservas matemáticas, de modo a assegurar o equilíbrio financeiro do plano em função da volatilidade destas 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, esta relação estava em 3% em 31 de dezembro de 2015, não permitindo, portanto, o reconhecimento contábil de nenhum *superávit* atuarial.

Conciliação dos valores reconhecidos no balanço	31/12/2015	31/12/2014
Valor justo dos ativos do plano	1.141.219	1.100.106
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	870.054	894.232
<i>Superávit</i> para planos cobertos	271.165	205.874
Limite de Ativo de Benefício Definido	(271.165)	(205.874)
Ativo atuarial líquido	-	-

Os valores reconhecidos no resultado nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e de 2014 e no resultado abrangente são os seguintes:

Componentes da despesa do plano	31/12/2015	31/12/2014
Valores reconhecidos no demonstrativo de resultados do exercício		
Custo do serviço corrente	5.615	5.286
Juros sobre as obrigações atuariais	(362)	(309)
Contribuição da patrocinadora	(2.821)	(2.570)
Despesa reconhecida	2.432	2.407
Valores reconhecidos em Outros Resultados Abrangentes		
(Ganhos) / Perdas atuariais imediatamente reconhecidas	(43.224)	40.994
Efeito do limite de Ativo de Benefício Definido	40.792	(43.401)
Reclassificação imediata para lucros acumulados	2.432	2.407
Custo total reconhecido em Outros Resultados Abrangentes	-	-
Valor acumulado de perdas atuariais reconhecido	11.709	54.933

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

Reconciliação do valor das obrigações atuariais	2015	2014
Valor das obrigações ao início do período	894.232	803.985
Custo do serviço corrente	5.615	5.286
Juros sobre a obrigação atuarial	103.240	93.601
Contribuições de participantes	3.463	3.038
(Ganhos) / Perdas atuariais - experiência	22.080	10.945
(Ganhos) / Perdas atuariais - hipóteses demográficas	-	(878)
(Ganhos) / Perdas atuariais - hipóteses financeiras	(104.558)	31.075
Benefícios pagos no ano	(54.018)	(52.820)
Valor das obrigações ao final do período	870.054	894.232

As movimentações no valor justo dos ativos do plano são as seguintes:

Reconciliação do valor justo dos ativos	2015	2014
Valor justo dos ativos ao início do período	1.100.106	1.026.552
Rendimento esperado no período	128.101	120.618
Ganho/(Perda) atuarial	(39.254)	148
Contribuições de patrocinadora	2.821	2.570
Contribuições de participantes	3.463	3.038
Benefícios pagos no ano	(54.018)	(52.820)
Valor justo dos ativos ao final do período	1.141.219	1.100.106

As principais premissas econômicas adotadas para os cálculos atuariais referentes aos exercícios de 2015 e 2014:

Premissas econômico-financeiras e demográficas	2015	2014
Taxa de desconto nominal para obrigação atuarial	12,07%	11,90%
Taxa de rendimento nominal esperada sobre ativos do plano	12,07%	11,90%
Índice estimado de aumento nominal dos salários	7,63%	8,56%
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios	4,50%	5,40%
Taxa estimada de inflação no longo prazo	4,50%	5,40%
Taxa de desconto real para obrigação atuarial	7,24%	6,17%
Taxa de rendimento real esperada sobre ativos do plano	7,24%	6,17%
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	Light Média
Taxa bruta de rotatividade esperada	Experiência Fundação CESP 2013	Experiência Fundação CESP 2013
Probabilidade de ingresso em aposentadoria	100% na primeira eleg.	100% na primeira eleg.

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 benefícios, como renda fixa, variável e imóveis.

Rendimento esperado de longo prazo	2015	2014
Modalidade de investimento	Meta de alocação de ativos	Meta de alocação de ativos
Renda fixa	79,21%	75,98%
Renda variável	10,83%	15,40%
Investimentos imobiliários	5,28%	5,61%
Outros	4,68%	3,01%
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 consistentes com as obrigações avaliadas.

Conforme requerido pela norma, segue adiante o demonstrativo dos desvios decorrentes do comportamento esperado e efetivo do ativo e passivo atuarial:

Ajustes da experiência de ganhos e perdas	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2011
Valor justo dos ativos do plano	1.141.219	1.100.106	1.026.552	Reapresentado 1.109.871	928.324
Valor presente da obrigação de benefícios definidos	870.054	894.232	803.985	1.076.309	764.730
Superávit (Déficit) do plano	271.165	205.874	222.567	33.562	163.594
Rendimento esperado dos ativos	128.101	120.618	92.878	95.245	102.987
Rendimento efetivo dos ativos	88.847	120.766	(46.504)	216.607	90.227
Ajuste de experiência dos ativos do plano (montante)	(39.254)	148	(139.382)	121.362	(12.760)
Ajuste de experiência dos ativos do plano (%)	-31%	0%	-150%	127%	-12%
Valor presente esperado dos passivos do plano	952.532	853.090	1.145.621	814.668	732.650
Valor presente efetivo dos passivos do plano	870.054	894.232	803.985	1.076.309	764.730
Ajuste de experiência dos passivos do plano (montante)	82.478	(41.142)	341.636	(261.641)	(32.080)
Ajuste de experiência dos passivos do plano (%)	9%	-5%	42%	-24%	-4%

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2015, a Companhia efetuou contribuições aos planos de Benefício Definido e Contribuição Definida mantidos junto à Fundação CESP no montante de R\$ 3.730 (R\$ 3.230 em 2014).

Hipóteses atuariais significativas	Hipótese	Análise de sensibilidade	Efeito no VPO
Taxa de desconto	12,07%	1% aumento	(83.141)
Taxa de desconto	12,07%	1% redução	100.276
Aumento de salário	7,63%	0,5% aumento	9.041
Aumento de salário	7,63%	0,5% redução	(8.196)
Mortalidade	AT 2000 (1996 US Annuity 2000)	Aumento de 1 ano na expectativa de vida do participante	8.276

O resultado no valor presente das obrigações atuariais foi preparado modificando-se a taxa de desconto e a mortalidade.

A Elektro 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, que também é responsável pelo pagamento das despesas administrativas deste plano. Os custos incorridos pela Companhia em 31 de dezembro de 2015 foram de R\$ 560 (R\$ 510 em 2014), tendo sido registradas à conta de despesa com pessoal.

21. PROVISÕES E CONTINGÊNCIAS PASSIVAS

As provisões são reconhecidas para obrigações presentes (legais ou presumidas) resultantes de eventos passados, para as quais seja possível estimar os valores de forma confiável e cuja liquidação seja provável. A Companhia, com base nas opiniões da Administração e de seus assessores legais, registrou provisões para riscos fiscais, trabalhistas, cíveis e regulatórios, cuja probabilidade de perda foi classificada como provável.

Provisão para ações judiciais e regulatórias

As provisões apresentam os seguintes saldos e movimentações:

	31/12/2014	Ingresso	Atualização	Reversão	Liquidação	31/12/2015
Cíveis e ambientais	124.033	22.817	13.669	(7.553)	(11.157)	141.809
Tributárias	31.925	124	3.454	(135)	(17)	35.351
Trabalhistas	27.788	13.286	4.596	(4.001)	(9.140)	32.529
Desapropriações e servidões	11.742	408	1.590	(4.380)	(55)	9.305
Regulatórias	23.600	5.835	464	(5.631)	(3.543)	20.725
Total das provisões	219.088	42.470	23.773	(21.700)	(23.912)	239.719

As provisões efetuadas pela Companhia são principalmente para a cobertura de eventuais perdas referentes a ações indenizatórias cíveis envolvendo objetos de naturezas diversas; causas trabalhistas envolvendo ações movidas por ex-empregados da Elektro (ou de suas contratadas) referentes a diferenças salariais, horas extras e outros; tributárias, envolvendo discussões relativas à exigências fiscais nos âmbitos federal, estadual e municipal; e regulatórias, que estão diretamente relacionadas com indicadores de desempenho da ANEEL e penalidades referentes à contratação do uso do sistema de transmissão (MUST). As desapropriações e servidões estão relacionadas a reclamações de proprietários e ex-proprietários de terrenos utilizados pela Elektro quanto aos valores das indenizações.

Provisões cíveis - Uso da faixa de domínio de rodovias

A Elektro mantém provisão no montante de R\$ 106.963 em 31 de dezembro de 2015 (R\$ 92.673 em 2014) para suportar ações de cobrança movidas por concessionárias de rodovias estaduais. A Companhia é impedida de atuar livremente para a instalação de infraestrutura de distribuição de energia em faixas intermediárias e laterais das rodovias, razão pela qual ajuizou duas ações contra Departamento de Estradas e Rodagem do Estado de São Paulo (DER) e concessionárias

de rodovias estaduais. Decisões desfavoráveis foram julgadas em diferentes instâncias, motivo pelo qual os assessores jurídicos da Companhia não alteraram o prognóstico de perda da causa.

Provisões Tributárias

Em 5 de dezembro de 2007, a EPC - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda. ("EPC") - sucedida pela Companhia, impetrou Mandado de Segurança 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 2015 é de R\$ 33.773 (R\$ 30.586 em 2014).

Outras provisões tributárias envolvem discussões relativas à exigência de tributos federais, estaduais e municipais.

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 2015:

	31/12/2015	31/12/2014
Tributárias ⁽ⁱ⁾	504.265	444.148
Previdenciárias ⁽ⁱⁱ⁾	89.105	84.726
Cíveis e ambientais	35.040	26.559
Trabalhistas	17.302	14.863
Desapropriação e servidão de passagem	6.790	5.949
	<u>652.502</u>	<u>576.245</u>

- (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; e taxas de uso do solo.
- (ii) 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.

Adicionalmente, em março de 2007, o Ministério Público do Trabalho ajuizou Ação Civil Pública em face da Elektro 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 e não por empresas contratadas. Já houve decisão de primeira instância desfavorável à Elektro, 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 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

Capital social

O capital social subscrito e integralizado da Companhia em 31 de dezembro de 2015 e 2014, no montante de R\$ 952.492, tem a seguinte composição acionária:

Acionista	Quantidade de Ações			Participação
	Ordinárias	Preferenciais	Total	
Iberdrola Brasil S.A.	91.855.825	101.279.596	193.135.421	99,68%
Acionistas minoritários	25.147	598.697	623.844	0,32%
Total	<u>91.880.972</u>	<u>101.878.293</u>	<u>193.759.265</u>	<u>100,00%</u>

22.1. Reservas de capital

O valor registrado de R\$ 765.882 (R\$ 765.882 em 2014) 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.

22.2. 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 2015 a reserva de lucros, somada às demais reservas, superaram 30% do capital social.

Distribuição de dividendos e juros sobre capital próprio

Em 9 de abril de 2015 a Assembleia Geral Ordinária dos acionistas da Elektro aprovou a distribuição de dividendos no montante de R\$ 333.823, referente ao exercício de 2014 (já deduzidos os pagamentos efetuados de dividendos intermediários e juros sobre o capital próprio). O pagamento dos dividendos ocorreu no dia 30 de abril de 2015.

Em Reunião do Conselho de Administração realizada em 16 de julho de 2015, foi aprovada a distribuição aos acionistas de dividendos intermediários no valor de R\$ 184.525, com base no lucro líquido do primeiro semestre de 2015. O pagamento dos dividendos intermediários foi efetuado em três parcelas dentro do exercício de 2015. 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	101.394	0,995244540
Ordinárias	91.880.972	83.131	0,904767764
Total	193.759.265	184.525	

Em 27 de outubro de 2015 o Conselho de Administração aprovou a distribuição de juros sobre o capital próprio, no montante de R\$ 115.610. A tabela a seguir demonstra os valores pagos por ação:

Ações em Circulação		JCP	
Tipo	Quantidade	R\$ mil	R\$ por ação
Preferenciais	101.878.293	63.526	0,623547374
Ordinárias	91.880.972	52.084	0,566861249
Total	193.759.265	115.610	

Ao final do exercício de 2015 a Administração da Companhia propôs a distribuição de dividendos no montante de R\$ 72.649 com base no lucro líquido apurado para o exercício findo em 31 de dezembro de 2015, deduzido os dividendos intermediários e juros sobre capital próprio. A proposta foi aprovada em Reunião do Conselho de Administração em 19 de fevereiro de 2016 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	39.920	0,391836518
Ordinárias	91.880.972	32.729	0,356215016
Total	193.759.265	72.649	

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.

A tabela a seguir demonstra o cálculo do lucro por ação básico e diluído:

	2015	2014
Numerador		
Lucro líquido do exercício disponível aos acionistas	371.179	439.030
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	1,8200	2,1527
10% - Ações preferenciais	0,1820	0,2153
Lucro básico e diluído por ação preferencial	2,0020	2,3679

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.

A Companhia possui Plano de Incentivo de Longo Prazo baseado em ações sem efeito dilutivo, uma vez que o plano é baseado nas ações de seu acionista controlador Iberdrola, portanto o lucro por ação básico e diluído é igual em todos os períodos apresentados. Em 31 de dezembro de 2015 existem dois contratos em vigor no montante de R\$ 13.748 (R\$ 11.476 em 2014).

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 outros 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 balanço.

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.

	31/12/2015			31/12/2014		
	Nº de consumidores	MWh (*)	R\$	Nº de consumidores	MWh (*)	R\$
Receitas operacionais	2.503.098	12.537.301	9.596.820	2.439.260	12.917.419	6.478.923
Fornecimento para consumidores	2.503.098	12.537.301	7.731.072	2.439.260	12.917.419	5.106.943
Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	-	-	562.441	-	-	399.719
Outras receitas	-	-	1.303.307	-	-	972.261
CCEE	-	-	143.431	-	-	191.649
Receita de uso do sistema de distribuição	-	-	343.038	-	-	140.085
Remuneração do ativo financeiro (WACC)	-	-	98.752	-	-	72.175
Receita de construção	-	-	368.371	-	-	295.195
Atualização do ativo financeiro	-	-	74.004	-	-	11.707
Outras receitas	-	-	275.711	-	-	261.450
Deduções às receitas operacionais	-	-	(4.018.077)	-	-	(1.704.401)
Quota para a conta de desenvolvimento energético - CDE	-	-	(1.194.017)	-	-	(77.672)
Bandeira Tarifária	-	-	(538.957)	-	-	-
ICMS sobre fornecimento	-	-	(1.464.593)	-	-	(957.776)
COFINS	-	-	(647.546)	-	-	(497.035)
PIS	-	-	(140.582)	-	-	(107.907)
Programa de P&D e eficiência energética	-	-	(45.289)	-	-	(41.127)
Outros	-	-	12.907	-	-	(22.884)
Total	2.503.098	12.537.301	5.578.743	2.439.260	12.917.419	4.774.522

(*) Informações não auditadas pelos auditores independentes.

24. ENERGIA COMPRADA PARA REVENDA

	31/12/2015		31/12/2014	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Supridores de energia	14.906.199	3.511.427	14.968.181	2.927.936
Itaipu Binacional (**)	3.024.283	862.771	3.067.867	418.189
Contrato de compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	8.685.752	2.180.886	8.861.603	2.229.000
(-) Repasse CDE - Cotas	-	-	-	(100.161)
(-) Conta - ACR	-	-	-	(963.174)
Contrato cotas (CCGF e CCEN)	2.219.336	151.409	1.058.227	123.646
Geração Distribuída	267.095	48.725	268.838	43.431
PROINFA	320.205	101.879	313.479	106.120
Uso do transporte de energia	-	20.559	-	19.847
Mercado SPOT	389.528	145.198	1.398.167	1.051.038
Outros custos de energia	-	582.616	-	355.554
ONS - Uso da rede básica	-	303.128	-	251.720
CTEEP- Encargos de conexão	-	29.866	-	26.377
Encargos de serviços do sistema - ESS	-	200.931	-	43.689
Risco hidrológico	-	48.691	-	33.768
Créditos de PIS e COFINS sobre energia comprada	-	(371.949)	-	(271.002)
Total	14.906.199	3.722.094	14.968.181	3.012.488

(*) Informações não auditadas pelos auditores independentes.

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

25. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	31/12/2015	31/12/2014
Gastos com pessoal	291.435	264.791
Gastos com serviços de terceiros	155.661	147.901
Gastos com materiais	35.781	36.991
Outras despesas operacionais líquidas	173.964	112.668
Provisão para créditos de liquidação duvidosa líquida	63.278	21.106
Despesas com arrecadação bancária	18.176	16.406
Provisões para ações judiciais e regulatórias	24.481	13.570
Aluguéis e seguros	12.575	13.515
Perda na desativação e alienação de bens líquida	18.602	14.199
Taxas e contribuições	9.686	12.481
Outras	27.166	21.391
	656.841	562.351
Custo da operação	416.041	424.755
Despesas gerais e administrativas	78.993	73.572
Outras despesas operacionais	139.601	47.502
Despesas com vendas	22.206	16.522
	656.841	562.351

26. RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO

	31/12/2015	31/12/2014
Receitas	245.219	111.531
Aplicações financeiras	85.778	59.378
Encargos sobre conta de energia elétrica em atraso	78.050	45.970
Atualização monetária e cambial de CVA líquidas	75.732	-
Outras receitas financeiras	12.731	6.183
PIS/COFINS sobre receitas financeiras	(7.072)	-
Despesas financeiras	(395.326)	(228.259)
Juros sobre debêntures	(86.753)	(80.698)
Atualizações monetárias e cambiais líquidas	(98.028)	(49.342)
Juros sobre empréstimos com terceiros	(164.977)	(64.238)
Outras despesas financeiras	(45.568)	(33.981)
Total	(150.107)	(116.728)

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.

A Companhia, a partir de janeiro de 2015, está sujeita as implicações introduzidas pela Lei nº 12.973/14 que extinguiu o Regime Tributário de Transição (RTT). As alterações trazidas pela referida legislação não acarretaram impactos nas Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2015.

Reconciliação do imposto de renda e contribuição social no resultado:

	31/12/2015		31/12/2014	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social	519.125	519.125	635.926	635.926
Alíquota nominal dos tributos	15%	9%	15%	9%
Alíquota adicional sobre o valor excedente a R\$ 240/ano	10%	-	10%	-
	(129.757)	(46.721)	(158.958)	(57.233)
Efeito das (adições) exclusões no cálculo do tributo				
Juros sobre o capital próprio	28.902	10.405	23.527	8.470
Permanentes - despesas indedutíveis e multas	(10.877)	(3.505)	(12.566)	(4.231)
Incentivos fiscais e outros	3.092	515	3.670	425
Imposto de renda e contribuição social no resultado	(108.640)	(39.306)	(144.327)	(52.569)
Imposto de renda e contribuição social correntes	(67.230)	(24.398)	(98.201)	(35.963)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(41.410)	(14.908)	(46.126)	(16.606)
Total	(108.640)	(39.306)	(144.327)	(52.569)

Tributos diferidos

	Balancos patrimoniais		Demonstrações do resultado e resultado abrangente	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
IR e CS sobre diferenças temporárias	136.065	113.872	22.193	(14.148)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	27.329	14.425	12.904	(95)
Provisão para ações judiciais e regulatórias	71.288	62.473	8.815	5.683
Variação cambial/Provisão ganho/perda <i>hedge</i>	26.176	(122)	26.298	(120)
Provisão perda na desativação de ativos	9.430	12.753	(3.323)	10.105
Provisão efeito postergação tarifária	-	20.016	(20.016)	(31.211)
Outras	1.842	4.327	(2.485)	1.490
Benefício fiscal do ágio incorporado - Terraço	73.318	85.165	(11.847)	(13.472)
Benefício fiscal do ágio incorporado - Iberdrola	537.410	579.837	(42.427)	(42.427)
IR e CS diferidos sobre ajustes dos CPCs	(39.849)	(14.778)	(24.236)	7.315
Plano de pensão	(827)	(819)	827	819
<i>Leasing</i>	460	362	98	193
Reversão dos ativos e passivos regulatórios	-	-	-	2.185
Marcação a mercado <i>swap</i>	-	-	-	2.564
Reversão fiscal diferimento	-	-	-	5.534
Marcação a mercado do ativo financeiro da concessão	(39.482)	(14.321)	(25.161)	(3.980)
Subtotal	706.944	764.096	(56.317)	(62.732)
IR e CS diferidos sobre ajustes dos CPCs - Resultado abrangente	827	819	(827)	(819)
Plano de pensão	827	819	(827)	(819)
Total	707.771	764.915	(57.144)	(63.551)

O reconhecimento desses créditos tem como base as projeções de resultados tributáveis futuros da Companhia, as quais foram aprovadas pelo Conselho de Administração em 16 de dezembro de 2015.

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 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 ágio referente à incorporação da Iberdrola Energia do Brasil Ltda. será 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 2015 é como segue: R\$ 59.117 em 2016, R\$ 58.868 em 2017, R\$ 58.661 em 2018 e R\$ 531.125 de 2019 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 a Iberdrola Brasil S.A.. Foram considerados como partes relacionadas o acionista controlador, entidades sob o controle comum e coligadas que de alguma forma exerçam influências sobre a Companhia.

As transações da Companhia relativas a operações com partes relacionadas, estão apresentadas a seguir:

	(Ativo)/Passivo		Receitas/(Despesas)			
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	Duração	Indexador
COMPRA DE ENERGIA						
Energética Águas da Pedra S.A. ^(a)	1.143	1.043	(12.152)	(11.290)	Dez/2040	IPCA
Baguari I Geração de Energia Elétrica S.A. ^(a)	243	222	(2.586)	(2.402)	Dez/2039	IPCA
Goiás Sul Ger. de Energ. Elétric. S.A. - Goiandira ^(a)	86	78	(910)	(846)	Dez/2039	IPCA
Goiás Sul Ger. de Energ. Elétric. S.A. - Nova Aurora ^(a)	64	59	(683)	(634)	Dez/2039	IPCA
Rio PCH I S.A. - Pedra Garrafão ^(a)	45	41	(474)	(440)	Dez/2038	IPCA
Rio PCH I S.A. - Pirapetininga ^(a)	45	41	(474)	(440)	Dez/2038	IPCA
Teles Pires ^(a)	1.760	-	(12.727)	-	Dez/2044	IPCA
UHE Belo Monte ^(a)	330	-	(330)	-	Dez/2044	IPCA
Elektro Comercializadora de Energia Ltda. ^(a)	78	82	(939)	(1.033)	Dez/2017	IGP-M
Total	3.794	1.566	(31.275)	(17.085)		
SERVIÇOS ADMINISTRATIVOS						
Elektro Comercializadora de Energia Ltda. ^(a)	(31)	(29)	356	335	Indeterminado	IGP-M
Iberdrola Brasil S.A. ^(c)	1.000	1.120	(1.000)	(1.120)	Out/2016	IGP-M
Amara Brasil Ltda. ^(d)	546	354	(5.117)	(1.932)	Ago/2018	IPCA
Total	1.515	1.445	(5.761)	(2.717)		

(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.

28.2 Remuneração da administração

A remuneração total da Administração da Companhia no exercício findo em 31 de dezembro de 2015, registrada na rubrica de gastos com pessoal, foi de R\$ 11.566 (R\$ 9.552 em 2014), sendo que esse valor está relacionado a remunerações fixa e variável de R\$ 8.783 (R\$ 7.090 em 2014) e encargos sociais e benefícios, inclusive pós-emprego, no valor de R\$ 2.785 (R\$ 2.462 em 2014). Além desses montantes, destacam-se, ainda, benefícios adquiridos por estes administradores referentes ao Plano de Incentivo de Longo Prazo concedido pela Elektro no montante de R\$ 13.748 no exercício findo em 31 de dezembro de 2015 (R\$ 11.476 em 2014), registrado em "Outros Passivos" no passivo não 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).

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 multirisco (Propriedade) e Responsabilidade civil com terceiros compreende o período de 31 de maio de 2015 a 31 de maio de 2016, e da apólice de Responsabilidade civil de administradores compreende o período de 30 de setembro de 2015 a 31 de janeiro de 2017.

Riscos	Importância segurada	Cobertura da apólice
Riscos operacionais e multirisco	1.062.768	Danos materiais aos ativos da Companhia, exceto para as linhas de transmissão e distribuição
Responsabilidade civil terceiros	44.000	Danos materiais, corporais e morais causados a terceiros, incluindo aqueles causados por empregados próprios e contratados
Responsabilidade civil administradores	26.250	Cobertura padrão praticada pelo mercado segurador

30. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GERENCIAMENTO DE RISCOS

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): vide nota 12.1. Nível hierárquico 2.

Empréstimos e financiamentos: Estão avaliados e registrados segundo parâmetros estabelecidos em contrato, sendo que o valor de mercado desses passivos, calculado somente para fins de demonstração, foi projetado com base no fluxo de caixa descontado, utilizando taxas disponíveis no mercado para operações semelhantes na data das Demonstrações Financeiras. Para contratos vinculados a projetos específicos do setor, obtidos junto à Eletrobrás, 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 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 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 mercado são calculados projetando os fluxos futuros das operações (ativo e passivo) utilizando as condições contratadas e descontando esse fluxo por taxas estimadas de

mercado. Os derivativos a elas vinculados, por sua vez, foram considerados instrumentos de *hedge* (*hedge accounting*). 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 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.

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:

	31/12/2015			
	Valor contábil	Valor de mercado	Avaliação	Classificação
Ativo				
Caixa e equivalentes de caixa	785.146	785.146	Valor justo	Mantido para negociação
Consumidores, parcelamentos de débitos e supridores	1.154.118	1.154.118	Custo amortizado	Empréstimos e recebíveis
Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	948.205	948.205	Custo amortizado	Empréstimos e recebíveis
Caução de fundos e depósitos vinculados	14.658	14.658	Custo amortizado	Empréstimos e recebíveis
Ativo indenizável (concessão)	907.123	907.123	Valor justo	Disponível para venda
Total ativo	3.809.250	3.809.250		
Passivo				
Fornecedores e supridores de energia elétrica	(586.330)	(586.330)	Custo amortizado	Passivos não mensurados a valor justo
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional*	(567.009)	(567.157)	Custo amortizado	Passivos não mensurados a valor justo
Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira*	(1.569.625)	(1.569.625)	Valor justo	Objeto de <i>Hedge</i>
Operações de <i>swap</i>	499.326	499.326	Valor justo	Instrumento de <i>Hedge</i>
Debêntures*	(1.076.539)	(1.120.620)	Custo amortizado	Passivos não mensurados a valor justo
Arrendamento mercantil	(14.849)	(14.849)	Custo amortizado	Passivos não mensurados a valor justo
Valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros	(535.305)	(535.305)	Custo amortizado	Passivos não mensurados a valor justo
Total passivo	(3.850.331)	(3.894.560)		

* Valor de mercado demonstrado é informativo.

Política de utilização de instrumentos financeiros derivativos

De acordo com a política da Elektro, 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 em moeda estrangeira, como já destacado acima, e a Elektro 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.

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 financeiro 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).

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

Variação das taxas de juros

A Companhia realizou uma análise 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 31 de dezembro de 2015: 14,70%, 6,50% e 6,11% para CDI, IGP-M e IPCA, respectivamente, e a variação da TJLP de 7,5% divulgada pelo

Conselho Monetário Nacional, (ii) elevação dos índices projetados atuais em 25%, e (iii) elevação dos índices projetados atuais em 50%.

Instrumentos	Exposição	Risco	Cenário Provável	Elevação do índice em 25%	Elevação do índice em 50%
Aplicações Financeiras	775.120	Variação CDI	113.943	142.428	170.914
Debêntures - 5ª Emissão 1ª Série	(42.175)	Variação CDI	(6.200)	(7.750)	(9.300)
Empréstimo ^(a)	(1.070.299)	Variação CDI	(157.475)	(196.843)	(236.212)
Debêntures - 6ª Emissão 1ª Série	(229.333)	Variação CDI	(33.712)	(42.140)	(50.568)
	(566.687)		(83.444)	(104.305)	(125.166)
Ativo Indenizável ^(b)	907.123	Variação IPCA	58.963	73.704	88.444
Debêntures - 5ª Emissão 2ª Série	(248.988)	Variação IPCA	(15.213)	(19.016)	(22.820)
Debêntures - 6ª Emissão 2ª Série	(129.428)	Variação IPCA	(7.908)	(9.885)	(11.862)
Debêntures - 6ª Emissão 3ª Série	(427.598)	Variação IPCA	(26.126)	(32.658)	(39.189)
Financiamentos - Finep 5º Ciclo	(7.802)	Variação TJLP	(585)	(731)	(878)
Financiamentos - BNDES	(464.221)	Variação TJLP	(34.817)	(43.521)	(52.225)
Redução (Aumento)			(109.130)	(136.413)	(163.695)

^(a) 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.

^(b) 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 inadimplência

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 2015, o saldo do contas a receber vencido apresentou aumento de R\$ 172.943 quando comparado com 2014. O índice de inadimplência no encerramento do período foi de 4,6%⁽¹⁾ (4,1% em 31 de dezembro de 2014).

Para intensificar a recuperação da inadimplência, a Companhia atua por meio de: (i) programas de renegociação dos débitos pendentes atrelados a 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) contratação dos serviços de empresas especializadas na cobrança de contas em atraso; e (v) cobrança judicial. Adicionalmente, a Companhia vem desenvolvendo novas tecnologias com o objetivo de fornecer outras formas de pagamento aos clientes, como por exemplo, a disponibilidade de pagamento com cartão de débito e parcelamento com cartão de crédito.

⁽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, poderá a Elektro 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 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.

Risco de mercado

Pelo atual marco regulatório, a contratação de energia pelas distribuidoras ocorre principalmente através de leilões regulados pela ANEEL. Para suprir parte do mercado de 2015 e dos próximos anos, a Elektro participou dos seguintes leilões: (i) 14º Leilão de Energia Existente A-1 ocorrido em 5 de dezembro de 2014, com a aquisição de 27,96 MWmed e início de suprimento a partir de janeiro de 2015; (ii) 18º Leilão de Ajuste, ocorrido em 15 de janeiro de 2015 com a aquisição de 51,3 MWmed, sendo: 4,5 MWmed com período de suprimento de 1º de janeiro a 31 de março de 2015 e 46,7 MWmed com período de suprimento de 1º de janeiro a 30 de junho de 2015; e (iii) 3º Leilão de Fontes Alternativas, ocorrido em 27 de abril de 2015, com aquisição de 0,41 MWmed e início de suprimento a partir de 1º de julho de 2017. Além dos leilões acima descritos, houve ainda alocação de novas cotas de garantia física a partir de 2015 devido ao fim da vigência dos contratos de geração principalmente a partir de julho de 2015.

Com a alocação de novas cotas de garantia física a partir de julho de 2015 e a queda do mercado de energia neste ano, a Elektro, que ao longo do ano apresentou insuficiência contratual, encerrou o ano com sobrecontratação de 0,97%, portanto, dentro do limite para repasse integral às tarifas.

De acordo com o Modelo Regulatório, as distribuidoras devem contratar antecipadamente 100% de suas necessidades totais de energia elétrica por meio de leilões que ocorrem com antecedência de cinco, três e um ano. Caso o montante de energia elétrica contratada encontre-se na faixa compreendida entre 100% e 105% de sua necessidade total, haverá repasse integral às tarifas do custo incorrido com a compra. Contudo, caso o montante de energia elétrica contratada supere em 5% a sua necessidade total (105%), deverá ser assumido pela Companhia o risco de diferença entre o preço de compra e o de venda desse montante excedente no mercado *spot*.

Risco de interrupção no fornecimento de energia elétrica

A Elektro, 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 108 subestações (SE) automatizadas, a automação do comando e supervisão remota de 1.980 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 155 sistemas de recomposição automática ‘*Self Healings*’, que restabelece 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 376.000 consumidores.

Como ações para reduzir o número de unidades consumidoras atingidas, a Elektro mantém consistente programa de manutenção preventiva, atuando em média em 17 mil km de rede por ano, bem como realiza investimentos de melhoria, expansão e modernização de 458 disjuntores e a instalação de 2,9 mil km de redes compactas com cabos protegidos, nos últimos 10 anos.

Risco de racionamento

A Elektro, por ser uma empresa distribuidora, depende diretamente da energia elétrica que lhe é suprida pelas empresas de geração para atender seus consumidores. A matriz energética brasileira é composta principalmente por hidrelétricas, o que implica em uma forte dependência do volume de chuva incidente nos reservatórios e sua capacidade de armazenamento. Devido a baixa afluência ocorrida ao longo de 2014, inclusive no período chuvoso (a ENA – Energia Natural Afluente – de dezembro/14 realizou em 84% da média histórica), os reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste se apresentaram no último ano com um baixo índice de volume armazenado (aproximadamente 19,3% da capacidade). Ao longo de 2015 houve uma recuperação do nível dos reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste para 29,8% da capacidade e em Janeiro de 2016 o nível chegou a 43%. A Companhia espera que seu equilíbrio econômico-financeiro seja

mantido, mesmo em um cenário de eventuais medidas de redução, racionalização de consumo ou fornecimento de energia.

Índices financeiros

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

Índices	Variação % acumulada nos períodos	
	31/12/2015	31/12/2014
Taxa de câmbio R\$/US\$ ⁽¹⁾	3,9048	2,6562
Valorização (desvalorização) do Real frente ao Dólar	-47,01%	-13,39%
IGP-M	10,54%	3,69%
IPCA	10,67%	6,41%
TJLP	6,38%	5,12%
Selic	13,27%	10,91%
CDI	13,24%	10,84%

(1) Cotação em 31 de dezembro de 2015.

DIRETORIA

MARCIO HENRIQUE FERNANDES
DIRETOR PRESIDENTE

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

ANDRÉ AUGUSTO TELLES MOREIRA
DIRETOR EXECUTIVO DE OPERAÇÕES

CRISTIANE DA COSTA FERNANDES
DIRETORA EXECUTIVA DE ASSUNTOS REGULATÓRIOS E INSTITUCIONAIS

JOÃO GILBERTO MAZZON
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

TALITA MENDES MASSON
GERENTE EXECUTIVA DE CONTROLADORIA

WEDSON ROMERO PERES
CONTADOR
CRC 1SP222804/O-9

COMPOSIÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015

PRESIDENTE

FRANCISCO JAVIER VILLALBA SANCHEZ

CONSELHEIROS

EDUARDO CAPELASTEGUI SAIZ

MARIO JOSÉ RUIZ-TAGLE LARRAIN

JUSTO GARZON ORTEGA

JUAN MANUEL EGUIAGARAY UCELAY

ANTONIO ESPINOSA DE LOS MONTEROS HERRERA

VICENTE DONIZETI DOS SANTOS