



## RESULTADOS E DESEMPENHO EM JUNHO DE 2016

Resultados Econômico-Financeiros (R\$ milhões) <sup>(1)</sup>	30/06/2016	30/06/2015 **	Variação	Variação %
Receita Bruta	4.046,6	4.742,3	-695,7	-14,7%
Receita Líquida	2.290,8	2.901,4	-610,6	-21,0%
Margem Operacional Líquida	665,7	745,1	-79,3	-10,6%
EBITDA	323,1	428,1	-105,0	-24,5%
Margem EBITDA	14,1%	14,8%	-0,7 p.p.	-4,7%
Lucro Líquido	103,5	182,8	-79,3	-43,4%
Dívida Líquida	1.731,8	1.991,3	-259,5	-13,0%
Investimentos	149,0	141,0	8,0	5,7%

Outros Resultados	jun/16	jun/15	Variação	Variação %
Volume de fornecimento (GWh)	5.984,4	6.400,8	-416,4	-6,5%
Consumo de energia na área de concessão (GWh)	7.928,2	8.209,4	-281,2	-3,4%
Clientes (milhares)	2.528,4	2.472,0	56,4	2,3%
DEC anualizado (horas)	8,92	7,97	0,95	11,9%
FEC anualizado (interrupções)	4,79	4,81	-0,02	-0,4%
Perdas de Distribuição (%) <sup>(2)</sup>	7,94%	6,72%	1,2p.p.	18,2%
Rating corporativo (Standard & Poor's)	brAA-	brAAA	-	-

<sup>(1)</sup> Em milhões de Reais, exceto onde indicada outra unidade de medida.

<sup>(2)</sup> Este indicador não contempla o valor das perdas nas Demais Instalações de Transmissão (DITs), que passou a ser contabilizado desde setembro/12 pela CCEE como perdas das distribuidoras. Caso incluído este efeito, o índice de perdas em junho/16 da Elektro seria de 9,77% – ver item 12.2. – Perdas de Distribuição.

\*\* Após reavaliação de determinados temas e objetivando a melhor apresentação de seu desempenho operacional e financeiro, a Elektro procedeu, conforme as orientações do CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, com a realização de reclassificações de forma retrospectiva de alguns números de 2015. Vide detalhes na Nota Explicativa nº 2.

## DESTAQUES

- Pelo segundo ano consecutivo, a Elektro foi considerada a **Melhor Empresa para Trabalhar da América Latina** pelo *Great Place to Work*.
- Em 22 de junho, a Elektro foi eleita pela 10ª vez como **Melhor Distribuidora de Energia Elétrica da Região Sudeste** do País. E, na mesma ocasião, também foi eleita pela 11ª vez a **Melhor em Gestão Operacional**.
- Liberação da primeira parcela do financiamento junto ao **Banco Europeu de Investimento (BEI)**, com o crédito dos recursos em 1º de julho no valor de R\$ 180,2 milhões, a um custo final de 76,5% do CDI.

---

## SUMÁRIO

<b>1. A ELEKTRO E O MERCADO DE CAPITAIS</b> .....	<b>3</b>
<b>2. RELAÇÕES COM INVESTIDORES</b> .....	<b>3</b>
<b>3. AMBIENTE ECONÔMICO</b> .....	<b>3</b>
<b>4. CENÁRIO DO SETOR ELÉTRICO E AMBIENTE REGULATÓRIO</b> .....	<b>4</b>
4.1. Revisão Tarifária Extraordinária .....	4
4.2. Quarto Ciclo de Revisão Tarifária.....	4
4.3. Decreto nº 8.221/14 .....	5
4.4. Conta de Desenvolvimento Energético.....	5
4.5. Bandeiras Tarifárias.....	6
4.6. Sobrecontratação de energia.....	6
<b>5. DESEMPENHO COMERCIAL</b> .....	<b>7</b>
5.1. Fornecimento de Energia e Uso do Sistema de Distribuição.....	7
5.2. Segmentação do Fornecimento de Energia.....	10
5.3. Contratos de Compra de Energia .....	10
<b>6. RESULTADOS</b> .....	<b>11</b>
6.1. Dividendos e Juros sobre Capital Próprio .....	12
<b>7. ESTRUTURA DE CAPITAL</b> .....	<b>13</b>
7.1. <i>Covenants</i> Financeiros.....	14
<b>8. CLASSIFICAÇÃO DE RISCO</b> .....	<b>15</b>
<b>9. POLÍTICA DE UTILIZAÇÃO DE INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS</b> .....	<b>15</b>
<b>10.FLUXO DE CAIXA</b> .....	<b>16</b>
<b>11.INVESTIMENTOS E MODERNIZAÇÃO</b> .....	<b>17</b>
<b>12.DESEMPENHO OPERACIONAL</b> .....	<b>18</b>
12.1.DEC e FEC .....	18
12.2.Perda de Distribuição .....	18
<b>13.RECONHECIMENTOS</b> .....	<b>19</b>

## 1. A ELEKTRO E O MERCADO DE CAPITAIS

A Elektro Eletricidade e Serviços S.A. (“Elektro” ou “Companhia”) é uma sociedade anônima de capital aberto, registrada na Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) e listada na BM&FBovespa S.A. – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros sob os códigos EKTR3 (ações ordinárias) e EKTR4 (ações preferenciais). Do total de ações emitidas e em circulação, 0,32% são negociadas no mercado.

Em 30 de junho de 2016, o capital social da Elektro era de R\$ 952,5 milhões, divididos em 91,9 milhões de ações ordinárias e 101,9 milhões de ações preferenciais, conforme tabela a seguir:

COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA EM 30/06/2016						
Acionista	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais		Total de Ações	
	Qtde.	Part (%)	Qtde.	Part (%)	Qtde.	Part (%)
Iberdrola Brasil S.A.	91.855.825	99,97%	101.279.596	99,41%	193.135.421	99,68%
Acionistas Minoritários	25.147	0,03%	598.697	0,59%	623.844	0,32%
<b>Total</b>	<b>91.880.972</b>	<b>100,00%</b>	<b>101.878.293</b>	<b>100,00%</b>	<b>193.759.265</b>	<b>100,00%</b>
<i>Participação sobre o total de Ações</i>		<b>47,42%</b>		<b>52,58%</b>		<b>100,00%</b>

A política atualmente praticada pela Elektro para distribuição de dividendos e juros sobre capital próprio aos seus acionistas é de 100% do lucro (disponível<sup>1</sup>) do exercício, considerando que em 2012 a Companhia atingiu o limite de constituição das Reservas, de acordo com o disposto no Art. 193 § 1º da Lei 6.404/76.

## 2. RELAÇÕES COM INVESTIDORES

A Elektro mantém um canal de comunicação com o mercado pelo *website* [ri.elektro.com.br](http://ri.elektro.com.br), pelo endereço eletrônico [ri@elektro.com.br](mailto:ri@elektro.com.br) ou pelo telefone (19) 2122-1487.

## 3. AMBIENTE ECONÔMICO

O primeiro semestre de 2016 foi marcado pelo cenário econômico desafiador, com importantes mudanças no cenário político interno. Com a autorização do Senado Federal Brasileiro da abertura de processo de impeachment e consequente afastamento da Presidente Dilma Rousseff, o então vice-presidente Michel Temer assumiu como presidente interino a partir de 13 de maio.

Até junho de 2016, a taxa básica de juros (SELIC) ficou mantida em 14,25% pelo Comitê de Política Monetária (Copom) e o Conselho Monetário Nacional (CMN) também manteve a Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), principal indexador de empréstimos do BNDES, em 7,5% ao ano (fixada até setembro de 2016).

O Índice Geral de Preços ao Mercado (IGP-M) registrou 5,91% a.a. nos primeiros seis meses de 2016, incremento de 1,58 p.p., quando comparado com o mesmo período de 2015. Com relação ao Índice Geral de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), o indicador apresentou inflação de 4,42% a.a., redução de 1,75 ponto percentual sobre o período de janeiro a junho de 2015, após desaceleração de itens como alimentação, bebidas e energia elétrica, parcialmente compensados pela elevação nos preços dos medicamentos.

A moeda brasileira fechou o mês de junho de 2016 em R\$ 3,2098/US\$, com valorização de 17,80% frente ao dólar norte-americano de 31 de dezembro de 2015, cotado a R\$ 3,9048/US\$ e desvalorização de 3,46% frente a moeda de 30 de junho de 2015, cotada a R\$ 3,1026/US\$.

<sup>1</sup> Lucro Líquido ajustado pela reclassificação do plano de pensão. Os valores ajustados contra resultados abrangentes, conforme parágrafo 120 C do CPC 33 (R1), são reconhecidos diretamente em lucros ou prejuízos acumulados e apresentados na Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido.

Para o comércio exterior brasileiro, segundo apuração do MDIC (Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio), o saldo acumulado da Balança Comercial em junho de 2016 foi um superávit de US\$ 23,6 bilhões, superando o déficit de US\$ 2,3 bilhões do mesmo período de 2015. O resultado é o maior saldo para o primeiro semestre em 28 anos, decorrente principalmente da desvalorização da moeda local e baixa atividade econômica. Durante os meses de janeiro a junho de 2016, as exportações somaram US\$ 90,2 bilhões, enquanto as importações somaram US\$ 66,6 bilhões.

De acordo com os últimos dados divulgados pelo IBGE, no primeiro trimestre de 2016, o PIB do País recuou 0,3% quando comparado ao último trimestre de 2015, resultado, principalmente, da queda da produção industrial e retração do investimento em setores como construção civil, infraestrutura, automobilístico e linha branca.

Os indicadores econômicos que mais influenciam os resultados da Elektro apresentaram a seguinte evolução:

Indicadores	Variação Acumulada		
	30/06/2016	30/06/2015	Variação
Taxa de Câmbio R\$/US\$ (*)	3,2098	3,1026	0,1072
Valorização / (desvalorização) cambial - Real em relação ao Dólar	17,80%	-16,81%	34,61 p.p.
IGP-M (Índice Geral de Preços do Mercado)	5,91%	4,33%	1,58 p.p.
IPCA (Índice de Preços ao Consumidor Amplo)	4,42%	6,17%	-1,75 p.p.
CDI (Certificado de Depósitos Interbancários)	6,72%	5,92%	0,8 p.p.
TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo)	3,68%	2,83%	0,85 p.p.

(\*) Cotação no encerramento do período.

#### 4. CENÁRIO DO SETOR ELÉTRICO E AMBIENTE REGULATÓRIO

##### 4.1. 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, dos preços realizados 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), ocorridos em meados de 2014 até janeiro de 2015, 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, por meio da Resolução nº 1.858 da ANEEL de 27 de fevereiro de 2015, com índice médio de aumento de 24,25% para seus consumidores.

##### 4.2. 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; Custo de Capital – WACC; Fator X; Outras Receitas e Receitas Irrecuperáveis, a qual resultou em uma elevação média nas tarifas de 4,20%.

Conforme modelo regulatório vigente, o resultado do Quarto Ciclo de Revisão Tarifária contemplou o repasse ao consumidor dos ganhos de eficiência obtidos no ciclo tarifário anterior. Isto representa uma redução na margem operacional da Distribuidora, no início de cada novo ciclo tarifário, que é compensado ao longo dos anos subsequentes, considerando novos ganhos de mercado e eficiências a serem obtidas pela Companhia.

Em 27 de agosto de 2016 ocorrerá o próximo Reajuste Tarifário da Elektro, quando a ANEEL ajustará os valores das tarifas a serem cobradas dos clientes.

#### **4.3. Decreto nº 8.221/14**

As Distribuidoras de energia elétrica enfrentaram ao longo dos anos de 2013 e 2014 uma significativa pressão sobre os seus resultados e dispêndios de caixa em decorrência da forte elevação dos custos de energia ocasionados pela: (i) elevação de preços no mercado de curto prazo devido a redução da oferta de contratos de energia a partir da não renovação de algumas concessões de usinas geradoras e; (ii) condições hidroenergéticas desfavoráveis à época, o que culminou no despacho das usinas térmicas com preços bem mais elevados. Diante deste cenário, o Governo Federal, dentre outras medidas, permitiu o repasse às Distribuidoras de recursos a partir do fundo da CDE para neutralizar esses efeitos.

Sendo os recursos provenientes do fundo da CDE insuficientes para neutralizar a exposição das distribuidoras, foi publicado em abril de 2014 o Decreto nº 8.221, que criou a Conta no Ambiente de Contratação Regulada – CONTA-ACR, a fim de normatizar o procedimento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para contratação de empréstimos junto a bancos e consequente repasse às empresas Distribuidoras. Essa operação não exigiu das distribuidoras qualquer garantia direta ou indireta para firmar os contratos de empréstimo.

Para que a CCEE pudesse iniciar a liquidação dos seus compromissos junto aos bancos, todas as distribuidoras iniciaram o repasse desses encargos nas tarifas a partir do mês de seu Reajuste ou Revisão Tarifária de 2015, com término em fevereiro de 2020. Anualmente, a ANEEL homologa os valores das parcelas mensais, que devem vigorar para os 12 meses subsequentes, para repasse à CCEE, que são definidos por critério específico de rateio e não possuem nenhuma vinculação com o valor de reembolso recebido à época (que totalizou R\$ 1,12 bilhão entre 2014 e 2015), por meio da operação de empréstimo captado pela CCEE, sendo garantida a neutralidade tarifária para a Distribuidora. Em 2015, por meio das Resoluções Homologatórias nº 1.863 e nº 2.004, a ANEEL homologou para a Elektro um incremento mensal na tarifa equivalente a R\$ 26,0 milhões, referente ao período de agosto de 2015 a julho de 2016, e um incremento de R\$ 27,5 milhões para o período de agosto de 2016 a julho de 2017, respectivamente. Assim, para o período de setembro a dezembro de 2015, a Companhia efetuou o pagamento de R\$ 104,0 milhões, e ao longo do primeiro semestre de 2016 liquidou o montante de R\$ 156,0 milhões, totalizando uma amortização de R\$ 260,0 milhões.

#### **4.4. Conta de Desenvolvimento Energético**

A CDE é uma conta cuja arrecadação é utilizada para promover a competitividade da energia elétrica produzida por fontes alternativas e para a universalização da energia elétrica no país. Conforme estabelecido na Lei nº 12.783/13 e Decreto nº 7.891/13, a CDE deve também suportar os subsídios tarifários destinados a cobrir descontos concedidos na tarifa pelas Distribuidoras de Energia Elétrica a determinadas classes de clientes, além de outros custos. O mecanismo de recomposição do fundo é realizado por meio de cotas mensais homologadas pela ANEEL e recolhidas às Centrais Elétricas Brasileiras - Eletrobrás e o ressarcimento às distribuidoras para os subsídios tarifários ocorre através de repasses operacionalizados pelas Eletrobrás, sendo que este encargo é repassado aos consumidores por meio das tarifas, tendo efeito nulo no resultado.

Como a Elektro não vinha recebendo da Eletrobrás a integralidade dos repasses dos valores de subsídios, e em contrapartida vinha recolhendo integralmente 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, evitando um descasamento de caixa no primeiro semestre de 2016 no montante de R\$ 97,1 milhões (R\$ 211,4 milhões em 31 de dezembro de 2015). Em 2016, após obter recibos de quitação junto à Eletrobrás, a Companhia efetuou a compensação contábil dos valores correspondentes ao período de agosto de 2015 a janeiro de 2016 no montante de R\$ 230,7 milhões. Para os períodos subsequentes, a Elektro aguarda o recebimento dos recibos de quitação para realizar as devidas compensações.

Em julho de 2015, a Associação Brasileira de Consumidores de Energia (ABRACE), questionou em Juízo o pagamento de alguns itens que compõem a CDE, bem como 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 foi retroativa a 3 de julho de 2015, a fim de dar cumprimento à ordem judicial.

Como o impacto na arrecadação do encargo não recebeu a correspondente diminuição na cota de aportes de cada distribuidora para a CDE e, para evitar um desequilíbrio financeiro para o setor de distribuição, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) ingressou em Juízo e obteve no dia 12 de dezembro de 2015 a permissão para deduzir do saldo a pagar de CDE os montantes mensais que deixaram de ser faturados devido à liminar da ABRACE. No primeiro semestre de 2016, a Companhia deduziu o montante total de R\$ 14,3 milhões.

#### **4.5. 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 mensalmente pela ANEEL através de despachos, tendo entrado o sistema em vigor a partir de janeiro de 2015.

Este sistema tem como finalidade indicar ao consumidor 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. Por meio da Resolução Homologatória nº 2.016, de 26 de janeiro de 2016, e decorrente da Audiência Pública nº 081/15, a ANEEL estabeleceu uma nova faixa de Bandeira Tarifária, resultando em quatro faixas: vermelha – patamar 2, cujo acréscimo na tarifa de energia é de R\$45/MWh, vermelha – patamar 1, com acréscimo de R\$30/MWh, amarela, com acréscimo de R\$15/MWh e verde, sem acréscimo na tarifa de energia.

Ao longo de 2015 vigorou a bandeira vermelha nos montantes de R\$ 30/MWh para janeiro e fevereiro e R\$55/MWh a partir de março. Já em 2016, foi aplicada em janeiro a bandeira vermelha no valor de R\$ 45/MWh, em fevereiro a bandeira vermelha – patamar 1 no valor de R\$ 30/MWh, e em março a bandeira amarela no valor de R\$ 15/MWh. A partir de abril de 2016, devido às condições hídricas mais favoráveis para a geração de energia, passou a vigorar a bandeira verde, na qual não há acréscimos no MWh distribuído, e que se manteve até junho de 2016.

Em fevereiro de 2015, foi criada através do Decreto nº 8.401, a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (CCRBT), cuja função é administrar os recursos provenientes da aplicação das Bandeiras Tarifárias, apura as variações entre o total faturado e a cobertura tarifária de cada agente de distribuição e realizar uma redistribuição entre todos os agentes dos efeitos desta arrecadação. No primeiro semestre de 2016, o montante de Bandeiras Tarifárias, recebido através do faturamento das contas de energia pela Elektro, foi de R\$ 118,7 milhões (R\$ 270,9 milhões em 30 de junho de 2015).

O mecanismo das Bandeiras Tarifárias, de maneira complementar à Revisão Tarifária Extraordinária, tem como objetivo preservar o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras. As variações de custos remanescentes, não cobertos pelo mecanismo das Bandeiras, são registradas na CVA para inclusão no próximo processo de Reajuste Tarifário, tendo a neutralidade assegurada no resultado da Companhia.

#### **4.6. Sobrecontratação de energia**

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

A ANEEL, no final de 2014, com o objetivo de equalizar os custos da energia comprada pelas empresas distribuidoras de energia, propôs uma realocação das cotas de energia proveniente das geradoras que possuem um preço médio menor e que tiveram seus contratos de concessão prorrogados nos termos da Lei nº 12.783/2013, alterando, a partir de janeiro de 2015, os montantes contratados de cada distribuidora. Entretanto, o montante recebido pela Elektro foi maior do que a necessidade de compra da Companhia, fato este que contribuiu significativamente para um excesso de energia contratada.

Com o intuito de evitar um desequilíbrio econômico-financeiro para as empresas do setor de distribuição, a ANEEL, através da Resolução Normativa nº 706 de 1º de abril de 2016, informou que o efeito desta realocação de cotas será considerado como involuntário, ou seja, terá a respectiva cobertura tarifária.

Concomitante à questão das cotas, o impacto da queda no consumo de energia em decorrência do cenário econômico desfavorável também contribuiu para que as empresas apresentem um cenário de exposição. Este tema tem sido tratado pelas distribuidoras através de sua associação (ABRADEE) no âmbito do Ministério de Minas e Energia - MME e ANEEL, para endereçamento apropriado de forma a mitigar possíveis impactos para o setor.

Outro aspecto relacionado ao tema são os baixos preços praticados no mercado livre de compra de energia comparativamente às tarifas praticadas no mercado regulado, o que gerou um aumento na migração de clientes para o ambiente livre. Originalmente, a parcela de energia correspondente aos consumidores que migraram na condição de clientes especiais (clientes com demanda contratada entre 0,5 e 3 MW) não podia ser deduzida do total de energia contratada pelas distribuidoras, o que contribuiu para o cenário atual.

Em 21 de junho de 2016, como resultado parcial da Resolução Normativa nº 726/2016, a ANEEL alterou a regulamentação vigente, permitindo a dedução da energia contratada relativa ao consumo dos clientes especiais que migrarem para o mercado livre nos contratos que forem firmados após a decisão em questão.

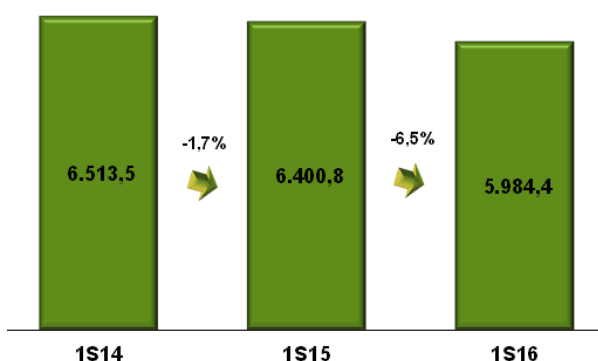
O reconhecimento da sobrecontratação involuntária dos montantes que não puderam ser deduzidos deverá ser tratado individualmente por cada distribuidora com a ANEEL, que irá avaliar cada caso. Essas alterações representam um avanço nas discussões das distribuidoras junto ao regulador, que tem atuado em busca de um tratamento adequado quanto à mitigação dos impactos nas distribuidoras.

A Companhia tem até o encerramento do ano de 2016 para concluir e endereçar todos os pontos relacionados à sobrecontratação, visando assegurar que haja cobertura tarifária integral para estes eventos.

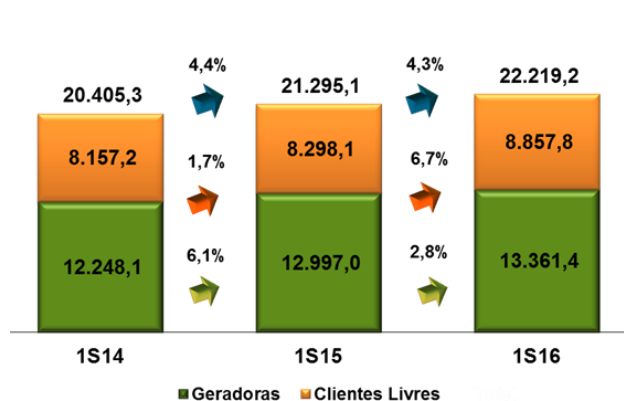
## 5. DESEMPENHO COMERCIAL

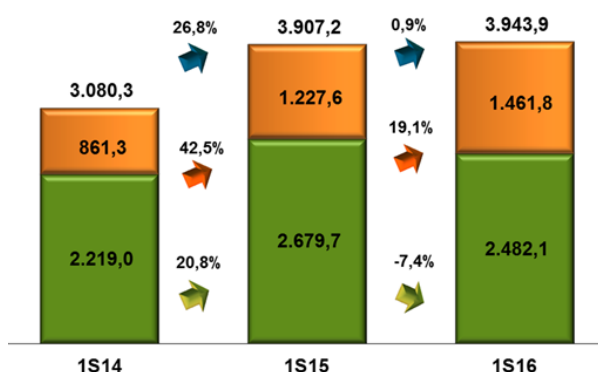
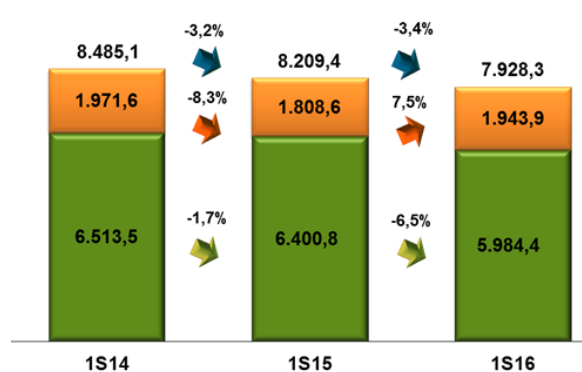
### 5.1. Fornecimento de Energia e Uso do Sistema de Distribuição

Volume de Fornecimento de Energia a Clientes Finais (GWh) <sup>(\*)</sup>



Soma das Demandas de Uso do Sistema de Distribuição por Clientes Livres e Geradoras (MW) <sup>(\*)</sup>



**Receita de Fornecimento de Energia e de Uso do Sistema (R\$ milhões)**

**Consumo Total de Energia Elétrica na Área de Concessão (GWh) (\*)**


■ Fornecimento de Energia   ■ Uso do Sistema de Distribuição

Fornecimento de Energia a Clientes Finais	GWh (*)		
	30/06/2016	30/06/2015	Var. %
Residencial	2.202,8	2.200,2	0,1%
Industrial	1.384,6	1.752,3	-21,0%
Comercial	1.295,4	1.327,3	-2,4%
Rural	459,6	477,4	-3,7%
Poder Público	164,1	162,5	1,0%
Iluminação Pública	239,3	234,1	2,2%
Serviços Públicos	238,6	246,9	-3,4%
<b>Total de Fornecimento de Energia a Clientes Finais</b>	<b>5.984,4</b>	<b>6.400,8</b>	<b>-6,5%</b>

Consumo Total de Energia Elétrica na Área de Concessão (Finais + Livres)	30/06/2016	30/06/2015	Var. %
	7.928,3	8.209,4	-3,4%

Uso do Sistema de Distribuição por Clientes Livres e Geradoras	MW (*)		
	30/06/2016	30/06/2015	Var. %
<b>Soma das Demandas de Uso do Sistema de Distribuição (1)</b>	<b>22.219,2</b>	<b>21.295,1</b>	<b>4,3%</b>

Receita de Fornecimento de Energia a Clientes Finais	R\$ milhões		
	30/06/2016	30/06/2015**	Var. %
Residencial	1.028,6	991,3	3,8%
Industrial	593,8	724,3	-18,0%
Comercial	588,0	578,9	1,6%
Rural	126,2	130,4	-3,2%
Poder Público	65,6	65,9	-0,4%
Iluminação Pública	62,9	63,8	-1,4%
Serviços Públicos	97,0	95,0	2,2%
Receita não Faturada (2)	(80,1)	30,3	-364,7%
<b>Total de Receita de Fornecimento de Energia a Clientes Finais</b>	<b>2.482,1</b>	<b>2.679,7</b>	<b>-7,4%</b>

Uso do Sistema de Distribuição	R\$ milhões		
	30/06/2016	30/06/2015**	Var. %
<b>Soma das Demandas de Uso do Sistema de Distribuição (1)</b>	<b>1.461,8</b>	<b>1.227,6</b>	<b>19,1%</b>

Receita de Fornecimento de Energia + Uso do Sistema de Distribuição (R\$ milhões)	30/06/2016	30/06/2015**	Var. %
	3.943,9	3.907,2	0,9%

(1) A Soma das Demandas de Uso do Sistema de Distribuição está apresentada como demanda faturada.

(2) Receita de fornecimento de energia elétrica entregue e não faturada ao consumidor após a medição mensal e até o último dia do mês, calculada com base na carga de energia distribuída referente ao período apurado. Resultados negativos representam redução na carga de energia, em relação a Dezembro do ano anterior.

\* Informações não revisadas pelos auditores independentes.

\*\* Após reavaliação de determinados temas e objetivando a melhor apresentação de seu desempenho operacional e financeiro, a Elektro procedeu, conforme as orientações do CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, com a realização de ajustes e reclassificações de forma retrospectiva de alguns números de 2015. Vide detalhes na Nota Explicativa nº 2.

No primeiro semestre a Elektro forneceu 5.984 GWh de energia elétrica a clientes finais, representando uma redução no consumo de 6,5% quando comparado ao mesmo período do ano anterior (6.401 GWh). Se analisarmos a área de concessão, considerando os clientes livres e cativos, a redução é suavizada para 3,4%. O atual cenário econômico tem contribuído para a redução do consumo de energia elétrica no País.

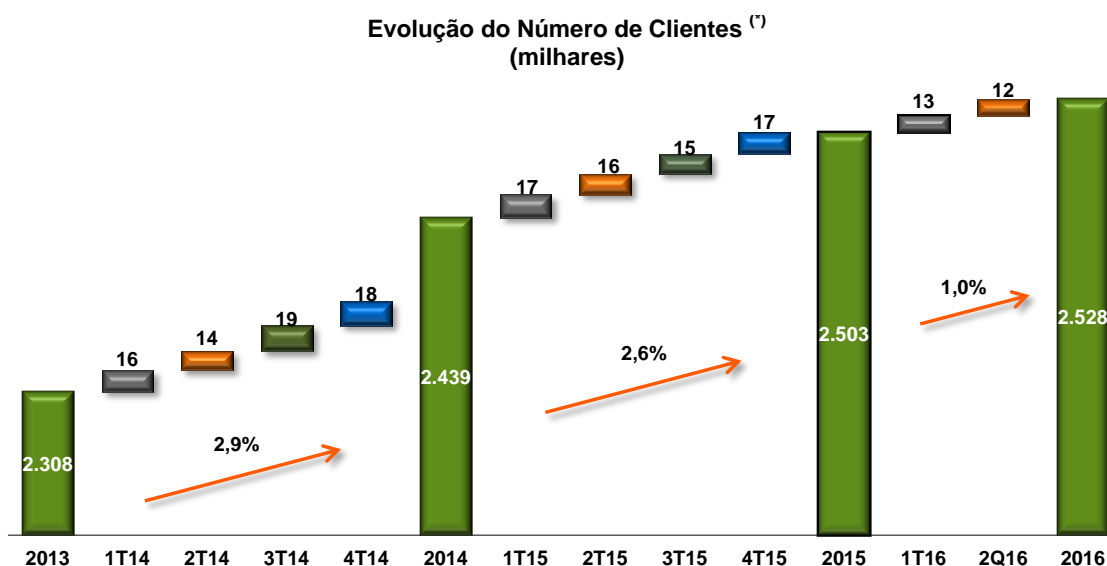
A classe com a maior redução de consumo foi a industrial, com 21,0% de queda no acumulado até junho de 2016, consequência do cenário de retração econômica. Se considerarmos o consumo de clientes industriais cativos e livres, essa redução é atenuada para 8,1%, inferior à queda da Produção Industrial de 9,8% (no acumulado até maio de 2016), segundo dados do IBGE. A migração de clientes cativos ao mercado livre foi intensificada pela redução dos preços no Ambiente de Contratação Livre (ACL), que acompanhou a tendência de preços do mercado à vista de energia.

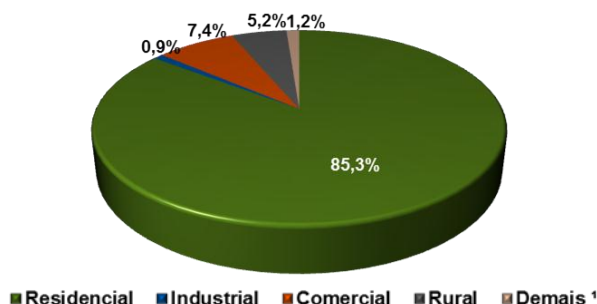
O fraco desempenho da economia e as baixas temperaturas verificadas até o mês de junho deste ano (em média 1,2°C inferior ao ano anterior) resultou na desaceleração do crescimento da classe residencial, que apresentou ligeiro crescimento no consumo acumulado até junho de 0,1%, quando comparado ao mesmo período de 2015.

A redução do consumo da classe comercial de 2,4% entre janeiro e junho de 2016 foi negativamente impactada pela retração da economia, que vem resultando na queda do volume de vendas no varejo. Segundo dados do IBGE, até abril de 2016, esta redução foi de 6,9%. Outro fator que reduziu o consumo cativo foi à migração de clientes para o mercado livre. Considerando o consumo de clientes comerciais livres, a redução é suavizada para 1,5%, se comparado ao primeiro semestre de 2015.

Com relação a classe rural, o consumo menor em 3,7% quando comparado ao primeiro semestre de 2015, ocorreu devido ao alto índice pluviométrico (especialmente no final de 2015 e início de 2016), reduzindo a necessidade da utilização de sistemas de irrigação.

Em junho de 2016, a Elektro registrou 2.528 mil consumidores cativos, representando incremento de cerca de 25 mil novos clientes durante o ano. No mercado livre foram 163 clientes em relação a 118 consumidores atendidos no mesmo período do ano anterior, crescimento de 38,1%.

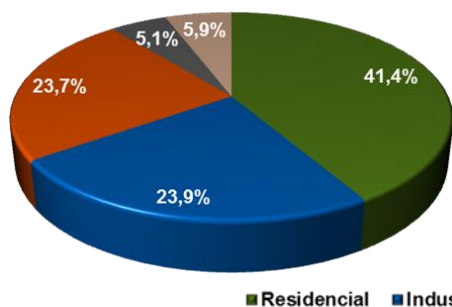
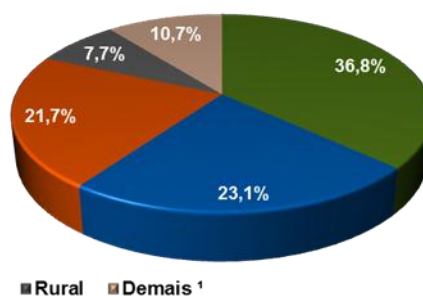


**Segmentação dos Clientes <sup>(\*)</sup>**  
**(Total: 2,5 milhões)**


(\*) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

**5.2. Segmentação do Fornecimento de Energia**

O fornecimento de energia elétrica a clientes finais apresentou a seguinte segmentação de janeiro a junho de 2016:

**Volume de Fornecimento de Energia a Clientes Finais (5.984,4 GWh) <sup>(\*)</sup>**

**Receita de Fornecimento de Energia a Clientes Finais (R\$ 2.482,1 milhões) <sup>(1)</sup>**


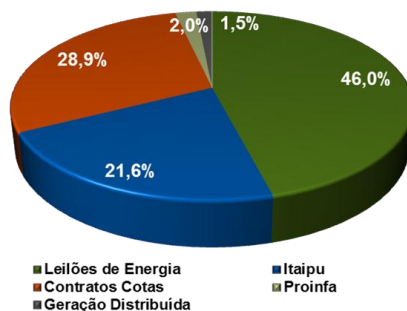
(\*) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

(1) Inclui receita não faturada a clientes finais.

**5.3. Contratos de Compra de Energia**

No primeiro semestre de 2016, o suprimento de energia (em GWh) para a Elektro foi realizado (i) 46,0% por meio de contratos provenientes de Leilões de Energia no Ambiente Regulado, (ii) 21,6% da energia compulsória proveniente de Itaipu, (iii) 28,9% de fontes oriundas de Contratos de Cotas (decorrentes das novas regras estabelecidas pela Lei 12.783/13), (iv) 2,0% de empreendimentos participantes do Programa de Incentivo a Fontes Alternativas (Proinfa) e (v) 1,5% de geração distribuída.

O gráfico a seguir demonstra a composição do volume de compras de energia da Elektro entre janeiro e junho de 2016.

**Contratos de Compra de Energia**  
**(6.947,1 GWh) <sup>(\*)</sup>**


(\*) Informações não revisadas pelos auditores independentes

**6. RESULTADOS**

Demonstração de Resultados	30/06/2016	30/06/2015 ** Reapresentado	30/06/2016 vs 30/06/2015	
			△ R\$	△ %
Venda de Energia Clientes Finais	2.482,1	2.679,7	(197,5)	-7,4%
Receita pelo Uso do Sistema de Distribuição	1.461,8	1.227,6	234,3	19,1%
Receita de construção	161,9	144,5	17,5	12,1%
Valores a Receber/(Devolver) de Parcela A e Outros Itens Financeiros	(403,2)	387,0	(790,1)	-204,2%
Outras Receitas	343,9	303,6	40,2	13,2%
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>4.046,6</b>	<b>4.742,3</b>	<b>(695,7)</b>	<b>-14,7%</b>
Deduções às Receitas Operacionais	(1.637,1)	(1.570,0)	(67,1)	4,3%
Deduções por Bandeiras Tarifárias	(118,7)	(270,9)	152,2	-56,2%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>2.290,8</b>	<b>2.901,4</b>	<b>(610,6)</b>	<b>-21,0%</b>
Energia Comprada para Revenda	(1.463,1)	(2.011,9)	548,7	-27,3%
Custo de Construção	(161,9)	(144,5)	(17,5)	12,1%
<b>Margem Operacional Líquida</b>	<b>665,7</b>	<b>745,1</b>	<b>(79,3)</b>	<b>-10,6%</b>
Gastos e Despesas Operacionais	(428,6)	(398,3)	(30,3)	7,6%
<b>Resultado do Serviço</b>	<b>237,1</b>	<b>346,8</b>	<b>(109,7)</b>	<b>-31,6%</b>
<b>EBITDA *</b>	<b>323,1</b>	<b>428,1</b>	<b>(105,0)</b>	<b>-24,5%</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(70,6)</b>	<b>(60,9)</b>	<b>(9,7)</b>	<b>15,9%</b>
<b>Lucro Líquido</b>	<b>103,5</b>	<b>182,8</b>	<b>(79,3)</b>	<b>-43,4%</b>

\* O EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization) consiste no lucro líquido (R\$ 103,5 milhões em 30 de junho de 2016) ajustado pelo resultado financeiro (R\$ 70,6 milhões), imposto de renda e contribuição social (R\$ 63,1 milhões) e depreciação e amortização de 30 de junho de 2016 (R\$ 85,9 milhões). A administração da Elektro entende o EBITDA como uma medida gerencial de lucratividade, amplamente utilizada por investidores e analistas para avaliar e comparar o desempenho das empresas.

\*\* Após reavaliação de determinados temas e objetivando a melhor apresentação de seu desempenho operacional e financeiro, a Elektro procedeu, conforme as orientações do CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, com a realização de ajustes e reclassificações de forma retrospectiva de alguns números de 2015. Vide detalhes na Nota Explicativa nº 2.

Conforme expresso na Orientação Técnica OCPC 08, o reconhecimento e mensuração subsequente de constituições e amortizações de Ativos e Passivos Regulatórios (variações nos itens de Parcela A em relação às tarifas homologadas) ocorrem sempre na linha de Receita Operacional (Valores a Receber / Devolver de Parcela A), independentemente de sua origem, uma vez que os itens de Parcela A podem ser apresentados tanto como Receita Operacional ou como Custo de Energia, a depender de sua natureza. Como consequência, a análise isolada de variações de receita e custo pode levar a distorções na interpretação do resultado do período. Dessa forma, a Companhia acredita ser mais adequado explicar as variações do resultado pela Margem Operacional Líquida, de modo a evitar estas distorções.

A Margem Operacional Líquida registrou R\$ 665,7 milhões nos primeiros seis meses de 2016, com redução de 10,6% em relação ao primeiro semestre de 2015, impactado principalmente por dois fatores:

- Redução de 3,4% do mercado total, decorrente de: (i) desaceleração da produção industrial; (ii) retração do mercado de trabalho e consequente diminuição de renda; e (iii) efeito do reajuste das tarifas sobre o consumo, e
- Compartilhamento com o consumidor de eficiências de custos gerenciáveis (Parcela B), conquistadas na revisão do último ciclo tarifário, ocorrida em agosto de 2015.

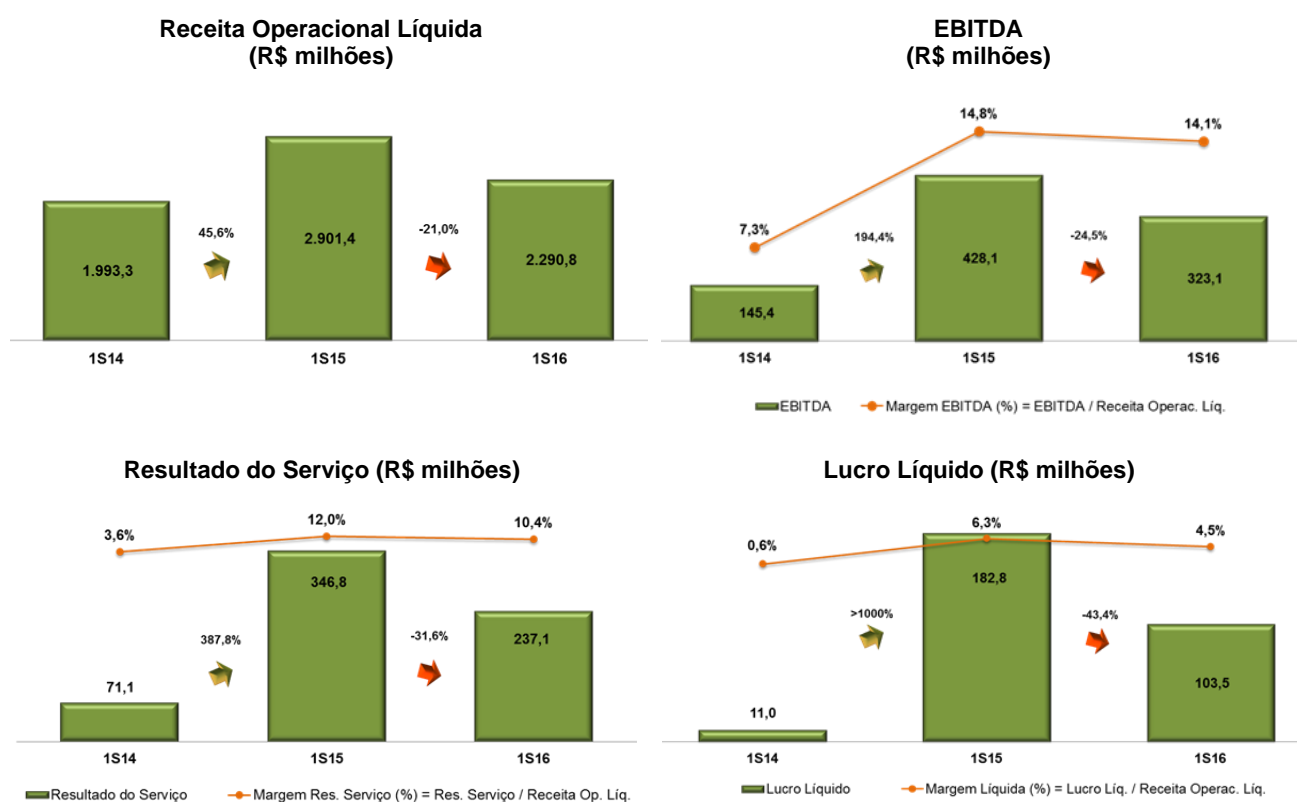
Os Gastos e Despesas Operacionais somaram R\$ 428,6 milhões no primeiro semestre de 2016, frente a R\$ 398,3 milhões no mesmo período de 2015, uma variação de 7,6% no período. Este resultado demonstra a agilidade da companhia para se adequar à atual realidade econômica do setor e continuar sua busca por eficiência, uma vez que seus custos operacionais gerenciáveis cresceram menos que 1%, absorvendo quase que a totalidade da inflação do período.

Outra variação importante nos resultados decorre da marcação a mercado do ativo financeiro indenizável que, desde dezembro de 2015, passou a ser classificado na linha de Receita Operacional (especificamente Outras Receitas). Nos primeiros seis meses de 2016 a Elektro registrou a receita de R\$ 44,7 milhões e, para fins de comparação, o resultado do mesmo período do ano anterior no montante de R\$ 15,8 milhões também foi reclassificado. A variação de R\$ 28,9 milhões entre os períodos deve-se principalmente ao efeito da nova Base de Remuneração Regulatória do 4º Ciclo, homologada em agosto de 2015.

O EBITDA encerrou o período em R\$ 323,1 milhões, com redução de R\$ 105,0 milhões em relação ao mesmo período de 2015 (R\$ 428,1 milhões), devido aos efeitos descritos acima.

Nos meses de janeiro a junho de 2016, a Elektro apresentou Despesa Financeira Líquida de R\$ 70,6 milhões, R\$ 9,7 milhões acima do mesmo período do ano anterior, principalmente devido às (i) despesas com juros sobre empréstimos pela elevação dos indexadores sobre o endividamento da Companhia, (ii) início da cobrança de PIS/COFINS sobre o Receita Financeira a partir de julho de 2015 e (iii) atualização monetária de componente financeiro passivo de ultrapassagem de demanda e excedente reativo, cujos efeitos foram suavizados por (iv) maior receita de aplicações financeiras e (v) maiores encargos sobre conta de energia elétrica em atraso. Durante o ano, a Elektro continuou com sua gestão de caixa prudente, visando assegurar sua liquidez financeira, garantindo a estabilidade do negócio e mantendo o nível adequado de investimentos.

Considerando os fatores acima mencionados, a Elektro registrou Lucro Líquido de R\$ 103,5 milhões no período, R\$ 79,3 milhões abaixo do resultado de junho de 2015 (R\$ 182,8 milhões).



### 6.1. Dividendos e Juros sobre Capital Próprio

Em 28 de janeiro de 2016 foi pago aos acionistas o montante de R\$ 98,3 milhões (líquido de imposto de renda retido na fonte) de Juros sobre Capital Próprio do exercício social de 2015, previamente aprovado em Reunião do Conselho de Administração, realizado em 27 de outubro de 2015.

Em Assembleia Geral Ordinária, de 20 de abril de 2016, foi aprovado o pagamento de dividendos adicionais propostos, referente ao resultado de 2015 no montante total de R\$ 72,6 milhões, conforme proposta deliberada pelo Conselho de Administração em 19 de fevereiro de 2016. Os dividendos foram pagos em uma única parcela, em 2 de maio de 2016.

Em 13 de julho de 2016, foi aprovada pelo Conselho de Administração a distribuição aos acionistas de Dividendos Intermediários para exercício de 2016 no montante de R\$ 104,4 milhões. Este montante será pago conforme disponibilidade de caixa, dentro do exercício social de 2016, precedido de aviso aos acionistas publicado para esta finalidade.

**7. ESTRUTURA DE CAPITAL**

30/06/2016	Curto Prazo	Longo Prazo	Total	
			R\$ milhões	%
<b>Empréstimos com Terceiros, líquidos de instrumentos derivativos (Swap)</b>				
Debêntures	284,9	856,3	1.141,2	43,5%
BNDES Finem / Finame	69,8	390,2	460,0	17,5%
Eletrobrás	13,1	44,1	57,2	2,2%
Finep	12,2	24,4	36,5	1,4%
BEI	45,7	357,4	403,1	15,4%
Moeda Estrangeira (4131)	214,8	442,2	657,0	25,0%
Resultado do Swap	(14,1)	(128,3)	(142,4)	-5,4%
Arrendamento mercantil	3,8	9,2	13,1	0,5%
<b>Total da Dívida</b>	<b>630,3</b>	<b>1.995,4</b>	<b>2.625,7</b>	<b>100,0%</b>
<b>Perfil da Dívida</b>	<b>24%</b>	<b>76%</b>	<b>100%</b>	
Caixa, Aplicações Financeiras e Caução de Fundos <sup>(1)</sup>			<b>(893,9)</b>	
<b>Endividamento Líquido</b>			<b>1.731,8</b>	

<sup>(1)</sup> Considera garantias específicas de dívidas, excluindo garantias caucionadas para compra de energia elétrica, fundo educacional e outros.

A Elektro encerrou o período de janeiro a junho de 2016 com endividamento líquido de R\$ 1.731,8 milhão (10,7% abaixo da posição encerrada em 31 de dezembro de 2015, quando o endividamento líquido era de R\$ 1.939,2 milhão), resultado do endividamento total de R\$ 2.625,7 milhões e saldo de caixa, aplicações financeiras e caução de fundos de R\$ 893,9 milhões. A dívida de curto prazo corresponde a 24% do endividamento total.

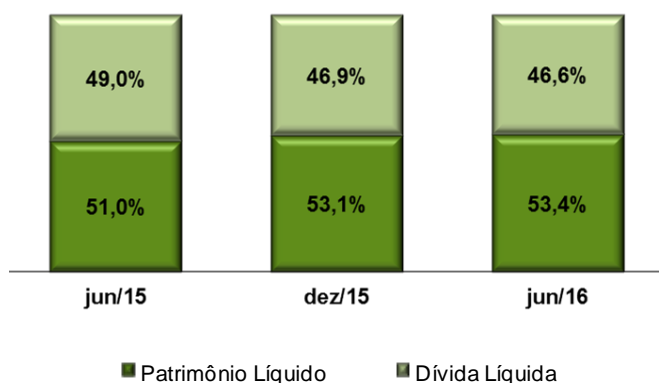
Durante o primeiro semestre de 2016, foi liberado o montante parcial de R\$ 20,0 milhões, referente ao novo contrato de financiamento junto ao BNDES, firmado em 17 de dezembro de 2015 na modalidade FINEM, no montante total de R\$ 258,2 milhões, destinado à implantação do Plano de Investimentos 2015-2016 com prazo de financiamento de 8,5 anos e carência de 19 meses. Ao todo, foram liberados R\$ 130,0 milhões desde a assinatura do contrato.

Em março de 2016 houve a liberação dos recursos financeiros do contrato junto à Caixa Econômica Federal, agente financiador do Programa Luz para Todos da Eletrobras. Esta primeira liberação, no valor de R\$ 6,1 milhões, correspondente a 70% do valor do contrato.

Em junho de 2016, a Companhia apresentou alavancagem de 46,6%, mantendo uma composição adequada entre capital próprio e de terceiros, com endividamento a taxas atrativas para financiamento de seus investimentos e manutenção de sua liquidez financeira.

Depois de cumpridas todas as condições precedentes previstas no contrato de financiamento assinado com o Banco Europeu de Investimento (BEI) em dezembro de 2015, a Elektro obteve o desembolso da primeira parcela no montante de R\$ 180,2 milhões em 1º de julho de 2016. A operação possui prazo de vencimento de 11 anos, com pagamento de juros semestrais e três anos de carência para pagamento do principal. Na mesma data, foi contratada uma operação de "Swap" com o mesmo fluxo de liquidação do financiamento, que tem como objetivo eliminar o risco de variação cambial da captação em moeda estrangeira, resultando, assim, em uma operação denominada em moeda nacional atrelada à variação dos Certificados de Depósitos Bancários (CDI) com um custo final de 76,5% do CDI. A operação não afetou a posição de empréstimos em 30 de junho de 2016, haja vista que o desembolso efetivo e sua respectiva contabilização ocorreram em 1º de julho de 2016.

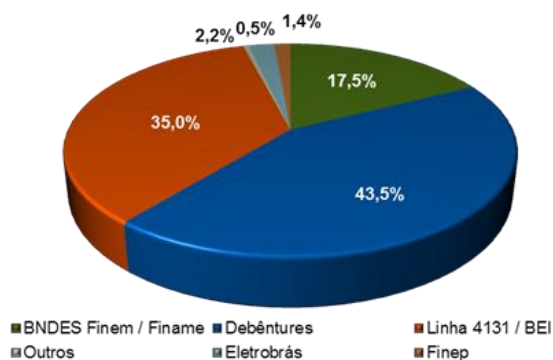
**Estrutura de Capital**  
(Dívida Líquida / (Dívida Líq. + Patrimônio Líquido))



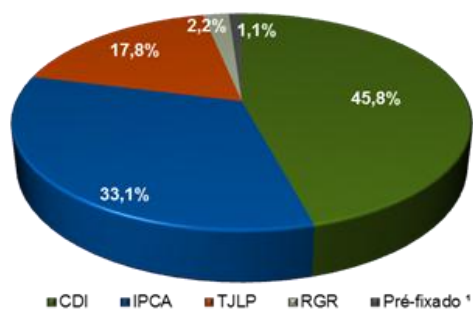
Em 30 de junho de 2016, o endividamento total da Elektro apresentava as seguintes características:

**Modalidade do Financiamento**

(Total: R\$ 2.625,7 milhões)



**Indexação**

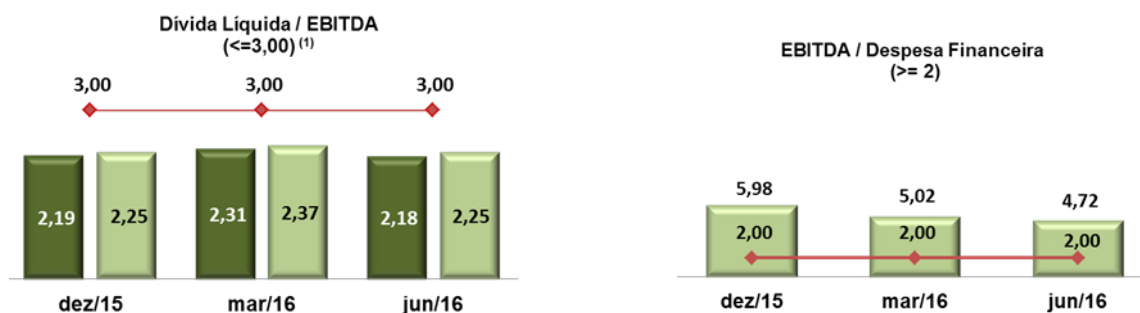


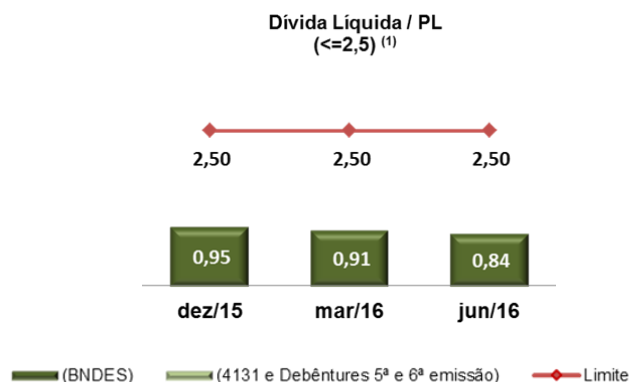
<sup>1</sup> Consideram recursos da FINEP sem indexação.

**7.1. Covenants Financeiros**

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 nos contratos firmados com o BNDES, nas escrituras das 5ª e 6ª Emissões de Debêntures e nos financiamentos em moeda estrangeira (via Lei nº 4131) com os bancos HSBC, Mizuho e Banco de Tokyo.

A evolução dos *covenants* financeiros frente aos limites estabelecidos é demonstrada a seguir:





<sup>(1)</sup> BNDES. Para este contrato, a definição de EBITDA contempla a exclusão dos efeitos de outras Receitas/Despesas Operacionais, tais como ganhos/perdas com planos de pensão e lucro/prejuízo na alienação de imobilizado.

## 8. CLASSIFICAÇÃO DE RISCO

Em 9 de setembro de 2015, a agência de classificação de riscos Standard & Poor's (S&P) rebaixou o crédito soberano do Brasil, de 'brBBB-' para 'brBB+', que deixou de ser grau de investimento. Em 17 de fevereiro de 2016, a S&P rebaixou pela segunda vez o crédito soberano do país para 'brBB'.

Como consequência direta, em 10 de setembro de 2015 e 17 de fevereiro de 2016, a S&P reavaliou o *rating* de crédito corporativo da Elektro de 'brAAA' para 'brAA+' e depois para 'brAA-'. A 5ª emissão de debêntures simples não conversíveis em ações, no valor de R\$ 300 milhões, emitida em 15 de agosto de 2011, e a 6ª emissão de debêntures simples não conversíveis em ações, no valor de R\$ 650 milhões, emitida em 12 de setembro de 2012, também tiveram seus *ratings* reavaliados para 'brAA-'.

Com esta nota, a Elektro continua apresentando o melhor *rating* possível que uma empresa regulada poderia ter na escala de crédito nacional.

## 9. 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 empresa de eventuais exposições a variações cambiais ou de taxas de juros.

A Elektro mantém contrato de operação de *swap* vinculada ao financiamento obtido junto ao Banco Europeu de Investimento (BEI) em 15 de outubro de 2013, no montante de US\$ 128,9 milhões, cujo desembolso ocorreu em 31 de outubro de 2013. Em junho de 2016, a companhia assinou novo contrato de *swap* vinculado ao primeiro desembolso do novo contrato de financiamento junto o BEI (assinado em dezembro de 2015), cujo desembolso ocorreu em 1º de julho de 2016, no montante de R\$ 180,2 milhões.

Adicionalmente, são mantidos R\$ 142,4 milhões em *swap* vinculados a financiamentos em moeda estrangeira (via Lei nº 4131 e junto ao BEI). Tais *swaps* têm como objetivo eliminar o risco de variação cambial de captação em moeda estrangeira vinculada a uma taxa de juros em dólares norte-americanos, resultando, assim, em uma operação denominada em moeda nacional atrelada à variação dos Certificados de Depósitos Bancários (CDI).

A Companhia também possui pagamentos de compra de energia de Itaipu que são atrelados ao dólar norte-americano, cujas variações cambiais estão contempladas no reajuste tarifário anual aplicável à Companhia e devidamente reconhecidos como Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros.

**10. FLUXO DE CAIXA**

Fluxo de Caixa	Valores em R\$ milhões		△ R\$ milhões
	30/06/2016	30/06/2015 ** Reapresentado	06/2015 x 06/2016
<b>Lucro líquido do período</b>	<b>103,5</b>	<b>182,8</b>	<b>(79,3)</b>
Depreciação e outras amortizações	86,0	81,3	4,7
Juros e variação monetária e cambial	181,2	165,5	15,7
Outros	125,9	92,4	33,5
<b>Despesas (receitas) que não afetam o caixa</b>	<b>393,1</b>	<b>339,1</b>	<b>54,0</b>
<b>Lucro Líquido Ajustado</b>	<b>496,6</b>	<b>521,9</b>	<b>(25,3)</b>
Variação do Capital de Giro Operacional	105,7	(352,4)	458,1
<b>Geração (Consumo) Operacional de Caixa após Imposto de Renda, Contribuição Social e Pagamento de Juros</b>	<b>602,2</b>	<b>169,6</b>	<b>432,6</b>
Adições ao intangível, ao ativo indenizável e imobilizado	(161,9)	(144,5)	(17,4)
Valor recebido (pago) na baixa do ativo intangível, ativo indenizável e imobilizado	5,6	8,4	(2,8)
Caução de fundos e depósitos vinculados	5,8	5,2	0,6
<b>Geração (Consumo) de Caixa nas Atividades de Investimento</b>	<b>(150,6)</b>	<b>(130,8)</b>	<b>(19,8)</b>
Amortização de principal de empréstimos, financiamentos e arrendamento mercantil	(198,1)	(28,0)	(170,1)
Captação de empréstimos e debêntures	26,1	410,6	(384,5)
<b>Geração (Consumo) de Caixa nas Atividades de Financiamento antes do Pagamento de Dividendos</b>	<b>(172,0)</b>	<b>382,6</b>	<b>(554,6)</b>
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio Pagos	(170,9)	(333,8)	162,9
<b>Geração (Consumo) de Caixa nas Atividades de Financiamento após Pagamento de Dividendos</b>	<b>(342,9)</b>	<b>48,8</b>	<b>(391,7)</b>
<b>Geração (Consumo) Líquido de Caixa</b>	<b>108,8</b>	<b>87,6</b>	<b>21,2</b>
Saldo Inicial do Período (excluindo caução de fundos)	785,1	578,6	206,5
<b>Saldo Disponível de Caixa do Período (excluindo caução de fundos)</b>	<b>893,9</b>	<b>666,3</b>	<b>227,6</b>

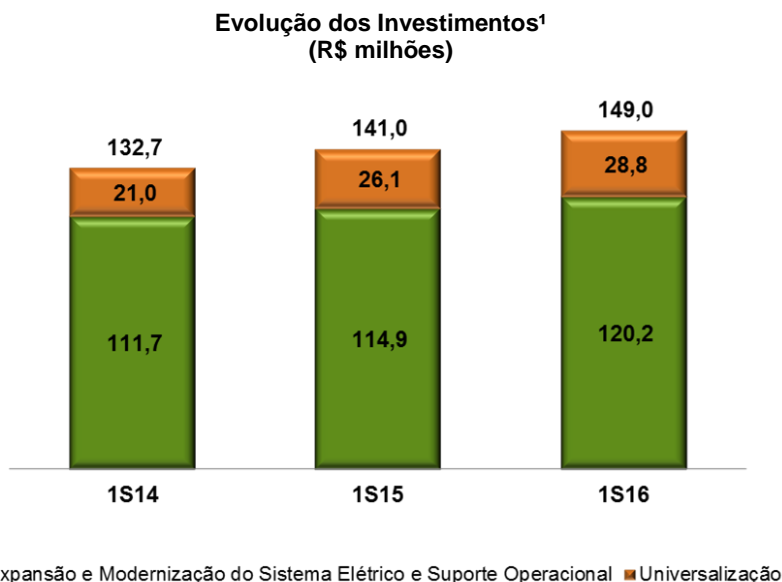
A Geração de Caixa Operacional líquida de impostos e juros somou R\$ 602,2 milhões no primeiro semestre de 2016 (R\$ 432,6 milhões acima do resultado registrado até junho de 2015), motivada principalmente por: (i) menor custo médio de energia praticado em relação às tarifas homologadas no último reajuste tarifário, (ii) recebimentos de Bandeira Tarifária acima das necessidades de cobertura tarifária e (iii) redução do encargo de CDE-USO em relação aos valores homologados na tarifa. Ressalta-se que esse incremento tem efeito neutro no resultado da Companhia e será repassado ao consumidor no próximo reajuste tarifário.

A Geração Líquida de Caixa da Companhia de R\$ 108,8 milhões no primeiro semestre de 2016 (R\$ 21,2 milhões acima da geração do mesmo período de 2015) também foi composta, basicamente, pelos seguintes fatores:

- Maior consumo de Caixa nas Atividades de Investimentos, no montante de R\$ 19,8 milhões, principalmente devido ao maior volume de investimentos no período;
- Menor geração de Caixa nas Atividades de Financiamento (R\$ 554,6 milhões), uma vez que no mesmo período de 2015, a Elektro obteve (a) R\$ 300,5 milhões por meio de instrumento financeiro da Lei nº 4.131, de 3 de setembro de 1962, em linhas de financiamento de longo prazo denominadas em moeda estrangeira, (b) liberação de R\$ 54,1 milhões de financiamento junto ao BNDES e (c) R\$ 48,9 milhões pelo resultado da liquidação antecipada e imediata de operações de swap atreladas à empréstimo via Lei nº 4.131 com o Citibank e Banco de Tokyo, enquanto que em 2016 as liberações de empréstimos e financiamento totalizaram R\$ 26,1 milhões até junho;
- Menor consumo de caixa no pagamento de Dividendos e Juros sobre Capital Próprio – JCP (R\$ 162,9 milhões). Nos primeiros seis meses de 2016, o pagamento de JCP líquido de imposto de renda retido na fonte e dos dividendos finais (líquidos dos dividendos intermediários) do exercício social de 2015 somaram R\$ 170,9 milhões. Já no mesmo período de 2015, o pagamento de dividendos finais referentes ao exercício social de 2014, líquidos dos dividendos intermediários e JCP, já pagos durante o ano de 2014, haviam totalizado R\$ 333,8 milhões.

## 11. INVESTIMENTOS E MODERNIZAÇÃO

No primeiro semestre de 2016, a Elektro investiu R\$ 153,4 milhões, dos quais R\$ 4,4 milhões correspondem a investimentos realizados com recursos de clientes. Este montante representa um aumento de 3% em relação aos investimentos registrados no mesmo período do ano anterior (R\$ 149,3 milhões, dos quais R\$ 8,3 milhões referiam-se a investimentos realizados com recursos de clientes).



<sup>(1)</sup> Exclui investimentos com recursos de clientes.

Os destaques do programa de investimentos foram:

- (i) R\$ 120,2 milhões na expansão, melhorias, preservação do sistema elétrico e suporte operacional, dos quais:
  - (a) R\$ 75,5 milhões foram investidos em novas ligações e expansão de subestações e de linhas de transmissão;
  - (b) R\$ 38,2 milhões foram investidos na preservação do sistema elétrico;
  - (c) R\$ 3,7 milhões foram investidos em programas de Tecnologia da Informação, Infraestrutura e na Frota;
  - (d) R\$ 2,8 milhões em melhorias e atualizações tecnológicas.
- (ii) R\$ 28,8 milhões no Programa de Universalização, em cumprimento à Lei nº 10.438 de abril de 2002, segregados da seguinte forma:
  - (e) R\$ 27,3 milhões referente a Programas de Universalização, que determina o atendimento de novas ligações a aumento de carga, sem ônus aos clientes com carga inferior a 50 kVA; e
  - (f) R\$ 1,5 milhão referentes a Programas Rurais, relacionados aos projetos de eletrificação de áreas rurais que viabilizam o fornecimento de energia elétrica a 274 novos clientes, por meio do Programa Luz para Todos.

Os investimentos realizados no semestre foram superiores aos apurados no mesmo período de 2015, porém aderentes ao planejado para o período. O nível adequado de investimentos reflete a política da Elektro de garantir a constante melhoria da qualidade de seus serviços prestados, bem como da geração de valor do negócio, mantendo seu compromisso com os clientes, a sociedade e a concessão.

## 12. DESEMPENHO OPERACIONAL

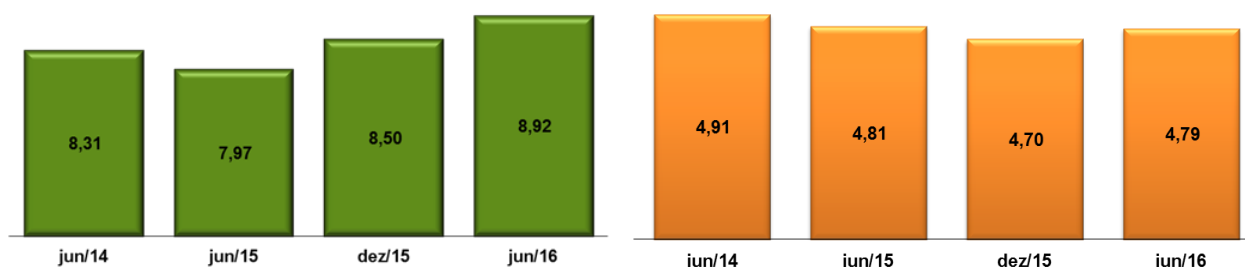
### 12.1. DEC e FEC

A Elektro tem forte compromisso com a eficiência e continua buscando evolução no seu desempenho operacional de forma sustentável, refletida em seus principais indicadores operacionais, como fruto de investimentos em novas tecnologias e inovadores processos de engenharia de distribuição.

O indicador DEC (Duração Equivalente de Interrupção por consumidor), anualizado em junho de 2016, foi influenciado pela ocorrência de diversas tempestades com chuvas, ventos e descargas atmosféricas, ocorridas no último trimestre de 2015 e pelas tempestades fora de época ocorridas em abril, maio e junho de 2016. As atipicidades climáticas, causadas pelo fenômeno atmosférico 'El niño', que está atuando na América do Sul desde o final de 2015, atreladas ao período de poucas chuvas ao longo do ano passado, têm contribuído para o aumento do indicador anualizado.

O indicador FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor), anualizado em junho de 2016, apresenta melhora em relação ao mesmo período de 2014 e 2015. Este indicador está relacionado diretamente à robustez da rede elétrica, notadamente influenciada pelo plano anual de manutenção preventiva e preditiva, pela utilização de novas tecnologias e componentes de rede, e pela política de investimentos em melhoria que garantem maior confiabilidade no fornecimento de energia elétrica.

**DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor (horas) <sup>(\*)</sup>**      **FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor (interrupções) <sup>(\*)</sup>**

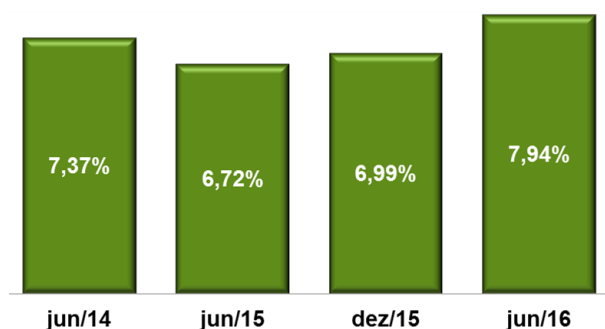


Obs.: Os indicadores acima não consideram os dias críticos, associados a situações de emergência, conforme definido pela resolução ANEEL no Prodist (Procedimentos da Distribuição). Casos considerados, os indicadores DEC e FEC de 30/06/2014 seriam 11,59 e 6,17, respectivamente. Os indicadores DEC e FEC de 30/06/2015 seriam 10,47 e 5,82, respectivamente. Os indicadores DEC e FEC de 31/12/2015 seriam 14,39 e 6,52, respectivamente e os indicadores DEC e FEC de 30/06/2015 seriam 15,46 e 6,42, respectivamente.

(\*) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

### 12.2. Perda de Distribuição

**Perdas de Distribuição <sup>(\*)</sup>**



**Notas:**

(\*) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

(i) A partir de dezembro de 2015, Companhia passou a publicar o Índice de Perdas apurado segundo metodologia utilizada pelo Agente Regulador (ANEEL), considerando a relação direta com os resultados operacionais, bem como a possibilidade de

comparação com referenciais amplamente empregados no setor elétrico. A Administração entende que este método de cálculo é mais apropriado para demonstrar o desempenho do indicador de Perdas.

- (ii) Devido ao prazo de apuração do índice de Perdas de junho de 2016 ser posterior ao período de divulgação deste relatório, os dados apresentados são estimados.
- (iii) O método de cálculo das perdas considera uma média móvel de 12 meses.
- (iv) A partir do mês de setembro de 2012, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) passou a contabilizar as perdas nas Demais Instalações de Transmissão (DIT) para as Distribuidoras de Energia Elétrica com base na Resolução Normativa da ANEEL nº 67/2004. Os resultados desta contabilização ainda não foram oficialmente divulgados, porém estima-se que o impacto desta alteração para a Elektro seja de 1,83% em junho de 2016. Dessa forma, incluindo-se o efeito da contabilização de perdas nas DIT, o índice de perdas seria de 9,77% em junho de 2016 e 8,66% em junho de 2015.

Em junho de 2016 as perdas de distribuição apresentaram ligeira elevação quando comparadas ao mesmo período de 2015, registrando índice de 7,94% em função, principalmente, da redução do consumo de clientes conectados ao sistema elétrico de alta tensão, cujas perdas são sensivelmente mais baixas, comparativamente aos demais subgrupos conectados em baixa e média tensão (classes residencial e comercial).

### **13. RECONHECIMENTOS**

#### **A Melhor Empresa para Trabalhar da América Latina**

Pelo segundo ano consecutivo, a Elektro recebeu o prêmio de Melhor Empresa para Trabalhar da América Latina pelo Great Place to Work. O evento foi realizado dia 19 de maio de 2016, em Cancún, no México.

A Elektro foi destaque entre 20 países e se sagrou campeã em um ranking composto por outras 1.525 empresas, a maioria de países vizinhos. A pesquisa avaliou os mesmos dados da pesquisa de clima organizacional realizada pelo instituto anualmente, na qual a Elektro recebeu em 2013, 2014 e 2015 o prêmio de Melhor Empresa para Trabalhar do Brasil.

#### **Prêmio “Cidade das Árvores”**

Em 02 de junho, a Elektro recebeu o Prêmio “Cidade das Árvores” da Prefeitura Municipal de Araras pela preocupação na preservação ambiental, se empenhando na conscientização, proteção e recuperação do meio ambiente com o Projeto “Cuida Colmeia”.

#### **Prêmio Abradee**


No dia 22 de junho, em Brasília, a Elektro recebeu dois importantes troféus no Prêmio Abradee 2016. Na 18ª edição da tradicional premiação do setor, a empresa foi eleita a Melhor Distribuidora de Energia Elétrica nas categorias: Gestão Operacional e Região Sudeste. Esta é 10ª vez em que a Elektro é vencedora na categoria Sudeste e a 11ª da Gestão Operacional. A premiação anual é um reconhecimento às distribuidoras de energia elétrica que mais se destacam no cenário nacional.

---

Mais informações sobre a Elektro

#### **Relações com Investidores**

 [ri.elektro.com.br](http://ri.elektro.com.br)

 (19) 2122-1487

 [ri@elektro.com.br](mailto:ri@elektro.com.br)

**Balancos patrimoniais  
em 30 de junho de 2016 e 31 de dezembro de 2015  
(em milhares de reais)**

<b>Ativo</b>	<b>Notas</b>	<b>30/06/2016</b>	<b>31/12/2015</b> <b>Reapresentado</b>
<b>Circulante</b>		<b>2.862.226</b>	<b>3.033.999</b>
Caixa e equivalentes de caixa	5	893.945	785.146
Consumidores, parcelamentos de débitos e fornecedores	6	1.030.349	1.138.256
Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	7	651.680	625.146
Tributos a compensar	8	110.653	81.257
Instrumentos financeiros derivativos	13	14.068	134.494
Subsídios Tarifários	9	125.976	232.535
Outros créditos		35.555	37.165
<b>Não circulante</b>		<b>3.908.381</b>	<b>4.368.364</b>
Parcelamentos de débitos e fornecedores	6	12.893	15.862
Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	7	52.843	323.059
Tributos a compensar	8	85.502	84.060
Instrumentos financeiros derivativos	13	128.293	373.808
Depósitos judiciais	10	119.725	111.260
Tributos diferidos	26	657.231	707.771
Outros créditos		42.438	48.631
Ativo indenizável (concessão)	11.1	1.006.652	907.123
Ativo intangível	11.2	1.791.263	1.783.296
Imobilizado		11.541	13.494
<b>Total do ativo</b>		<b>6.770.607</b>	<b>7.402.363</b>

As notas explicativas são parte integrante destas informações contábeis intermediárias.

**Balancos patrimoniais**  
**em 30 de junho de 2016 e 31 de dezembro de 2015**  
**(em milhares de reais)**

<b>Passivo e patrimônio líquido</b>	<b>Notas</b>	<b>30/06/2016</b>	<b>31/12/2015</b>
			<b>Reapresentado</b>
<b>Circulante</b>		<b>2.201.535</b>	<b>2.347.901</b>
Fornecedores e supridores de energia elétrica	12	375.204	586.330
Empréstimos e financiamentos	13	359.424	422.288
Debêntures	14	284.907	259.061
Valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros	7	670.409	271.483
Tributos a recolher	15	161.294	222.941
Encargos do consumidor	9	191.391	335.364
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	16	11	98.279
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	17	50.216	60.813
Obrigações P&D e eficiência energética	18	43.855	40.085
Outros passivos		64.824	51.257
<b>Não circulante</b>		<b>2.574.878</b>	<b>3.092.017</b>
Empréstimos e financiamentos	13	1.267.421	1.738.171
Debêntures	14	856.307	817.478
Valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros	7	162.581	263.822
Obrigações P&D e eficiência energética	18	18.523	17.382
Provisão para ações judiciais e regulatórias	20	254.466	239.719
Outros passivos		15.580	15.445
<b>Patrimônio líquido</b>		<b>1.994.194</b>	<b>1.962.445</b>
Capital social	21	952.492	952.492
Reservas de capital		765.882	765.882
Reservas de lucros		171.422	171.422
Dividendos adicionais propostos	16	-	72.649
Lucros acumulados		104.398	-
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>		<b>6.770.607</b>	<b>7.402.363</b>

As notas explicativas são parte integrante destas informações contábeis intermediárias.

**Demonstração de resultados**  
**para os períodos de três e seis meses findos em 30 de junho de 2016 e 2015**  
**(em milhares de reais, exceto lucro por ação)**

	Notas	2º Trimestre 2016	Acumulado 2016	2º Trimestre 2015 Reapresentado	Acumulado 2015 Reapresentado
<b>Receitas operacionais líquidas</b>	22	<b>1.148.027</b>	<b>2.290.789</b>	<b>1.399.343</b>	<b>2.901.376</b>
<b>Custo do serviço de energia elétrica e operação</b>		<b>(912.204)</b>	<b>(1.762.402)</b>	<b>(1.156.472)</b>	<b>(2.322.155)</b>
Energia comprada para revenda	23	(770.055)	(1.463.123)	(998.150)	(2.011.852)
Custos operacionais	24	(98.879)	(213.287)	(117.520)	(229.022)
Depreciação		(976)	(1.953)	(1.041)	(2.085)
Amortização de ativo intangível	11.2	(42.294)	(84.039)	(39.761)	(79.196)
Custo de construção		(81.553)	(161.941)	(68.094)	(144.458)
<b>Lucro operacional bruto</b>		<b>154.270</b>	<b>366.446</b>	<b>174.777</b>	<b>434.763</b>
<b>Despesas operacionais</b>		<b>(59.969)</b>	<b>(129.310)</b>	<b>(36.577)</b>	<b>(87.950)</b>
Despesas com vendas	24	(5.821)	(11.807)	(5.318)	(10.402)
Despesas gerais e administrativas	24	(17.333)	(37.819)	(18.770)	(39.519)
Outras despesas operacionais líquidas	24	(36.815)	(79.684)	(12.489)	(38.029)
<b>Resultado do serviço</b>		<b>94.301</b>	<b>237.136</b>	<b>138.200</b>	<b>346.813</b>
<b>Resultado financeiro</b>		<b>(31.369)</b>	<b>(70.610)</b>	<b>(33.391)</b>	<b>(60.930)</b>
Receitas Financeiras	25	56.254	105.546	54.541	119.966
Despesas Financeiras	25	(87.623)	(176.156)	(87.932)	(180.896)
<b>Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social</b>		<b>62.932</b>	<b>166.526</b>	<b>104.809</b>	<b>285.883</b>
Imposto de renda e contribuição social correntes	26	1.293	(13.007)	(38.019)	(77.853)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	26	(25.710)	(50.057)	(330)	(25.239)
<b>Lucro líquido do período</b>		<b>38.515</b>	<b>103.462</b>	<b>66.460</b>	<b>182.791</b>
<b>Lucro básico e diluído por ação (expresso em reais):</b>					
Preferencial		0,20773	0,55803	0,35845	0,98589
Ordinária		0,18885	0,50730	0,32586	0,89627

As notas explicativas são parte integrante destas informações contábeis intermediárias.

**Demonstração do resultado abrangente  
para os períodos de três e seis meses findos em 30 de junho de 2016 e 2015  
(em milhares de reais)**

	<b>Notas</b>	<b>2º Trimestre 2016</b>	<b>Acumulado 2016</b>	<b>2º Trimestre 2015</b>	<b>Acumulado 2015</b>
<b>Lucro líquido do período</b>		<b>38.514</b>	<b>103.462</b>	<b>66.459</b>	<b>182.791</b>
<b>Outros resultados abrangentes do período</b>		<b>468</b>	<b>936</b>	<b>867</b>	<b>1.733</b>
Efeito do limite do ativo de benefício definido	19.1	709	1.418	1.314	2.627
Tributo diferido sobre ajustes atuariais	26	(241)	(482)	(447)	(894)
<b>Resultado abrangente do período</b>		<b>38.982</b>	<b>104.398</b>	<b>67.326</b>	<b>184.524</b>



**Demonstração dos fluxos de caixa**  
**para os períodos de seis meses findos em 30 de junho de 2016 e em 30 de junho de 2015**  
**(em milhares de reais)**

	Notas	Acumulado 2016	Acumulado 2015
<b>Atividades operacionais</b>			
Lucro líquido do período		103.462	182.791
<b>Itens do lucro líquido que não afetam caixa</b>		<b>393.117</b>	<b>339.140</b>
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	6	50.488	29.000
Juros e variações monetárias e cambiais		181.222	165.465
Depreciações e amortizações		85.992	81.281
Perda / (ganho) na baixa de ativos intangíveis e financeiros indenizáveis		9.575	5.861
Plano de pensão	19.1	1.418	2.627
Provisão para ações judiciais e regulatórias	20	28.850	18.006
Tributos diferidos	26	50.057	25.238
Marcação a mercado - ativo financeiro	11.1	(44.726)	(15.807)
Programa de P&D e eficiência energética		25.420	24.692
Pagamentos baseados em ações		4.821	2.777
<b>Variações no ativo e passivo operacional</b>		<b>105.665</b>	<b>(352.355)</b>
Contas a receber		60.388	(243.708)
Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	7	243.682	24.928
Tributos a compensar	8	(30.838)	(6.981)
Outros créditos		98.287	(72.593)
Juros pagos (empréstimos, debêntures e arrendamento mercantil)		(106.352)	(82.041)
Fornecedores e supridores de energia elétrica e encargos do consumidor		(355.099)	149.043
Valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros	7	297.685	(125.073)
Tributos a recolher		(33.978)	87.880
Imposto de renda e contribuição social pagos		(27.669)	(54.298)
Pagamento de ações judiciais e regulatórias	20	(14.103)	(13.380)
Programa de P&D e eficiência energética		(24.029)	(17.508)
Outros passivos		(2.309)	1.376
<b>Caixa líquido gerado (aplicado) nas atividades operacionais</b>		<b>602.244</b>	<b>169.576</b>
<b>Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento</b>		<b>(150.560)</b>	<b>(130.768)</b>
Adições ao ativo intangível, ativo indenizável e o imobilizado	11.1 e 11.2	(161.942)	(144.458)
Valor pago na baixa do ativo intangível, ativo indenizável e imobilizado		5.559	8.443
Caução de fundos e depósitos vinculados		5.823	5.247
<b>Caixa líquido gerado (aplicado) nas atividades de financiamento</b>		<b>(342.885)</b>	<b>48.794</b>
Dividendos e juros sobre capital próprio pagos	16	(170.917)	(333.820)
Amortização de empréstimos, debêntures e arrendamento mercantil (principal)		(198.103)	(27.988)
Captação de empréstimos		26.135	410.602
<b>Variação de caixa e equivalentes de caixa</b>		<b>108.799</b>	<b>87.602</b>
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	5	785.146	578.648
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	5	893.945	666.250
<b>Variação de caixa e equivalentes de caixa</b>		<b>108.799</b>	<b>87.602</b>

As notas explicativas são parte integrante destas informações contábeis intermediárias

**Demonstração do valor adicionado  
para os períodos de seis meses findos em 30 de junho de 2016 e em 30 de junho de 2015  
(em milhares de reais)**

	<u>Notas</u>	<u>Acumulado 2016</u>	<u>Acumulado 2015</u>
			<b>Reapresentado</b>
<b>Receitas</b>		<b>4.002.873</b>	<b>4.722.978</b>
Vendas de energia e serviços		4.287.801	4.210.868
Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	22	(403.151)	386.990
Receita de construção	22	161.941	144.458
Provisão para créditos de liquidação duvidosa líquida	24	(45.927)	(23.071)
Outras receitas		2.209	3.733
<b>Insumos adquiridos de terceiros</b>		<b>(1.944.858)</b>	<b>(2.533.652)</b>
Energia comprada bruta	23	(1.616.972)	(2.216.935)
Materiais	24	(17.984)	(19.836)
Serviço de terceiros	24	(72.545)	(78.034)
Custo de construção		(161.941)	(144.458)
Outros custos operacionais		(75.416)	(74.389)
<b>Valor adicionado bruto</b>		<b>2.058.015</b>	<b>2.189.326</b>
Depreciação e amortização		(85.992)	(81.281)
<b>Valor adicionado líquido</b>		<b>1.972.023</b>	<b>2.108.045</b>
Receitas financeiras e variações monetárias e cambiais	25	105.546	119.966
<b>Valor adicionado a distribuir</b>		<b>2.077.569</b>	<b>2.228.011</b>
<b>Distribuição do valor adicionado</b>		<b>2.077.569</b>	<b>2.228.011</b>
Pessoal		130.839	123.963
Impostos, taxas e contribuições		1.067.557	1.026.121
Federais		325.741	316.511
Estaduais		741.399	709.376
Municipais		417	234
Encargos setoriais e outros		600.021	714.367
Despesas financeiras e variações monetárias e cambiais		175.690	180.769
Lucros retidos		103.462	182.791

As notas explicativas são parte integrante destas informações contábeis intermediárias.

**ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A.**  
**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES CONTÁBEIS INTERMEDIÁRIAS**  
**EM 30 DE JUNHO DE 2016**  
**(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 Companhia e a critério da ANEEL.

As principais obrigações previstas no contrato de concessão consistem em fornecer energia elétrica aos consumidores de sua área de concessão, realizar as obras necessárias à prestação dos serviços e manter inventário dos bens vinculados à concessão. É vedado à Companhia alienar ou conceder em garantia tais bens sem a prévia e expressa autorização do regulador. Ao final da concessão, esses bens serão revertidos automaticamente ao Poder Concedente, procedendo-se às avaliações e determinação do valor de indenização à Companhia (vide nota 11.1).

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 Informações Contábeis Intermediárias**

As Informações Contábeis Intermediárias foram aprovadas pelo Conselho de Administração da Companhia em 13 de julho de 2016, para divulgação na mesma data.

## **2. APRESENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES CONTÁBEIS INTERMEDIÁRIAS**

As Informações Contábeis Intermediárias 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) em particular o Pronunciamento Técnico CPC 21(R1) – Demonstração Intermediária. No que tange as normas internacionais de relatório financeiro *International Financial Reporting Standards* (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB) foi seguido o IAS 34 – *Interim Financial Reporting*, emitido pelo *International Accounting Standards Board* – IASB.

As práticas contábeis da Companhia estão consistentes com aqueles adotados na elaboração das Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2015, exceto pelo divulgado na nota explicativa 2.1. Essas Informações Contábeis Intermediárias devem ser analisadas em conjunto com aquelas Demonstrações Financeiras, para melhor compreensão das informações apresentadas.

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 Informações Contábeis Intermediárias.

### **2.1 Reapresentação**

A Administração da Companhia, após reavaliação de determinados temas e objetivando a melhor apresentação de seu desempenho operacional e financeiro, procedeu, conforme as orientações do CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro e CPC 21 (R1) – Demonstração

Intermediária a realização de ajustes e reclassificações de forma retrospectiva em seu balanço patrimonial, originalmente publicado em 19 de fevereiro de 2016 e em suas demonstrações do resultado e de valor adicionado para o período de três e seis meses findo em 30 de junho de 2015, originalmente emitidas em 16 de julho de 2015.

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

		31/12/2015		
		Divulgado	Reclassificações	Reapresentado
<b>Balanço Patrimonial - Ativo</b>				
<b>Circulante</b>		<b>2.899.505</b>	<b>134.494</b>	<b>3.033.999</b>
Instrumentos financeiros derivativos	(a)	-	134.494	134.494
<b>Não Circulante</b>		<b>3.994.556</b>	<b>373.808</b>	<b>4.368.364</b>
Instrumentos financeiros derivativos	(a)	-	373.808	373.808
<b>Total do ativo</b>		<b>6.894.061</b>	<b>508.302</b>	<b>7.402.363</b>
<b>Balanço Patrimonial - Passivo</b>				
		31/12/2015		
		Divulgado	Reclassificações	Reapresentado
<b>Circulante</b>		<b>2.213.407</b>	<b>134.494</b>	<b>2.347.901</b>
Empréstimos e financiamentos	(a)	287.794	134.494	422.288
<b>Não Circulante</b>		<b>2.718.209</b>	<b>373.808</b>	<b>3.092.017</b>
Empréstimos e financiamentos	(a)	1.364.363	373.808	1.738.171
<b>Patrimônio líquido</b>		<b>1.962.445</b>	<b>-</b>	<b>1.962.445</b>
<b>Total do passivo</b>		<b>6.894.061</b>	<b>508.302</b>	<b>7.402.363</b>
<b>2º Trimestre 2015</b>				
<b>Conciliação Demonstração do Resultado do Exercício</b>		Divulgado 2º Trimestre	Reclassificações	Reclassificado
<b>Receita Operacional Líquida</b>	(b)	<b>1.390.861</b>	<b>8.482</b>	<b>1.399.343</b>
Custo do serviço de energia elétrica e operação	(c)	(1.146.385)	(10.086)	(1.156.471)
<b>Lucro operacional bruto</b>		<b>176.382</b>	<b>(1.604)</b>	<b>174.778</b>
<b>Despesas operacionais</b>		<b>(46.665)</b>	<b>10.086</b>	<b>(36.579)</b>
Outras despesas operacionais líquidas	(c)	(22.577)	10.086	(12.491)
<b>Resultado do serviço</b>		<b>129.717</b>	<b>8.482</b>	<b>138.199</b>
<b>Resultado financeiro líquido</b>		<b>(24.909)</b>	<b>(8.482)</b>	<b>(33.391)</b>
Receita Financeira	(b)	27.692	(8.482)	19.210
<b>Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social</b>		<b>104.808</b>	<b>-</b>	<b>104.808</b>
<b>Lucro líquido do período</b>		<b>66.459</b>	<b>-</b>	<b>66.459</b>
<b>Acumulado 2015</b>				
<b>Conciliação Demonstração do Resultado do Exercício</b>		Divulgado Acumulado	Reclassificações	Reapresentado
<b>Receita Operacional Líquida</b>	(b)	<b>2.885.570</b>	<b>15.806</b>	<b>2.901.376</b>
<b>Custo do serviço de energia elétrica e operação</b>	(c)	<b>(2.305.520)</b>	<b>(16.635)</b>	<b>(2.322.155)</b>
Custos operacionais		(212.387)	(16.635)	(229.022)
<b>Lucro operacional bruto</b>		<b>435.592</b>	<b>(829)</b>	<b>434.763</b>
<b>Despesas operacionais</b>		<b>(104.585)</b>	<b>16.635</b>	<b>(87.950)</b>
Outras despesas operacionais líquidas	(c)	(54.664)	16.635	(38.029)
<b>Resultado do serviço</b>		<b>331.007</b>	<b>15.806</b>	<b>346.813</b>
<b>Resultado financeiro líquido</b>	(b)	<b>(45.124)</b>	<b>(15.806)</b>	<b>(60.930)</b>
Receita Financeira	(b)	135.772	(15.806)	119.966
<b>Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social</b>		<b>285.883</b>	<b>-</b>	<b>285.883</b>
<b>Lucro líquido do período</b>		<b>182.791</b>	<b>-</b>	<b>182.791</b>
<b>Conciliação Demonstração do Valor Adicionado</b>		Divulgado Acumulado	Reclassificações	Reapresentado
<b>Receitas</b>		<b>4.707.172</b>	<b>15.806</b>	<b>4.722.978</b>
Vendas de energia e serviços	(b)	4.195.062	15.806	4.210.868
<b>Insumos adquiridos de terceiros</b>		<b>(2.533.652)</b>	<b>-</b>	<b>(2.533.652)</b>
Serviço de terceiros	(c)	(61.399)	(16.635)	(78.034)
Outros custos operacionais	(c)	(91.024)	16.635	(74.389)
<b>Valor adicionado bruto</b>		<b>2.173.520</b>	<b>15.806</b>	<b>2.189.326</b>
<b>Valor adicionado líquido</b>		<b>2.092.239</b>	<b>15.806</b>	<b>2.108.045</b>
Receitas financeiras e variações monetárias e cambiais	(b) / (d)	146.218	(26.252)	119.966
<b>Valor adicionado a distribuir</b>		<b>2.238.457</b>	<b>(10.446)</b>	<b>2.228.011</b>
<b>Distribuição do valor adicionado</b>		<b>2.238.457</b>	<b>(10.446)</b>	<b>2.228.011</b>
Despesas financeiras e variações monetárias e cambiais	(d)	191.215	(10.446)	180.769

- (a) Reavaliação do Pronunciamento Técnico CPC 39 Instrumentos Financeiros: Para apresentação e melhor demonstração dos itens que compõem o endividamento financeiro que antes era apresentado líquido no passivo, a Companhia segregou a contabilização do montante a pagar referente a empréstimos em moeda estrangeira objeto de *hedge* no passivo e do valor a receber referente ao instrumento de *hedge* derivativo (*swap*) no ativo. Embora tenham sido contratados ao mesmo tempo e com o propósito específico de eliminar o risco de variação cambial (vide nota 13), esses

instrumentos financeiros possuem contratos e fluxos de caixa separados. Esta mudança não afeta a condição financeira, nem a capacidade de pagamento da Companhia, refere-se apenas a uma reclassificação contábil para melhor apresentação de suas Demonstrações Financeiras.

- (b) Revisão de práticas contábeis: A Companhia concluiu que o ajuste a valor justo do ativo financeiro indenizável da concessão, no montante de R\$ 15.806, 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 apropriada o modelo de negócios de distribuição de energia elétrica, uma vez que o retorno sobre o investimento em infraestrutura no negócio de distribuição é determinado pelo valor justo dessa infraestrutura, que corresponde a um único ativo físico.

A nova classificação adotada está corroborada pelo parágrafo 23 da Orientação do Comitê de Pronunciamentos Contábeis – OCPC 05 – Contrato de Concessão. Vide nota 2 das Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2015.

- (c) Reclassificação dos gastos com telefonia, *software* e viagens no montante de R\$ 16.635 do grupo de “Outras Despesas Operacionais” para “Serviços de Terceiros” dentro de “Custos Operacionais”.
- (d) Reclassificação de receitas com atualizações monetárias e cambiais no montante de R\$ 10.446 para apresentação líquida de despesas com atualizações monetárias e cambiais no resultado financeiro.

### **3. ALTERAÇÕES E ATUALIZAÇÕES NA LEGISLAÇÃO REGULATÓRIA**

#### **3.1 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, dos preços realizados 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), ocorridos em meados de 2014 até janeiro de 2015, a Elektro solicitou ao regulador uma RTE, de forma a não ocasionar um descompasso expressivo em seu caixa. A RTE da Elektro foi aplicada em 2 de março de 2015, por meio da Resolução nº 1.858 da ANEEL de 27 de fevereiro de 2015, com índice médio de aumento de 24,25% nas tarifas aplicadas aos seus consumidores.

#### **3.2 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; Custo de Capital – WACC; Fator X; Outras Receitas e Receitas Irrecuperáveis, a qual resultou em uma elevação média nas tarifas de 4,20%.

Conforme modelo regulatório vigente, o resultado do Quarto Ciclo de Revisão Tarifária contemplou o repasse ao consumidor dos ganhos de eficiência obtidos no ciclo tarifário anterior. Isto representa uma redução na margem operacional da Distribuidora, no início de cada novo ciclo tarifário, que é compensado ao longo dos anos subsequentes, considerando novos ganhos de mercado e eficiências a serem obtidas pela Companhia.

Em 27 de agosto de 2016 ocorrerá o próximo Reajuste Tarifário da Elektro, quando a ANEEL ajustará os valores das tarifas a serem cobradas dos clientes.

#### **3.3 Decreto nº 8.221/14**

As Distribuidoras de energia elétrica enfrentaram ao longo dos anos de 2013 e 2014 uma significativa pressão sobre os seus resultados e dispêndios de caixa em decorrência da forte elevação dos custos de

energia ocasionados pela: (i) elevação de preços no mercado de curto prazo devido a redução da oferta de contratos de energia a partir da não renovação de algumas concessões de usinas geradoras e; (ii) condições hidroenergéticas desfavoráveis à época, o que culminou no despacho das usinas térmicas com preços bem mais elevados. Diante deste cenário, o Governo Federal, dentre outras medidas, permitiu o repasse às Distribuidoras de recursos a partir do fundo da CDE para neutralizar esses efeitos.

Sendo os recursos provenientes do fundo da CDE insuficientes para neutralizar a exposição das distribuidoras, foi publicado em abril de 2014 o Decreto nº 8.221, que criou a Conta no Ambiente de Contratação Regulada – CONTA-ACR, a fim de normatizar o procedimento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para contratação de empréstimos junto a bancos e consequente repasse às empresas Distribuidoras. Essa operação não exigiu das distribuidoras qualquer garantia direta ou indireta para firmar os contratos de empréstimo.

Para que a CCEE pudesse iniciar a liquidação dos seus compromissos junto aos bancos, todas as distribuidoras iniciaram o repasse desses encargos nas tarifas a partir do mês de seu Reajuste ou Revisão Tarifária de 2015, com término em fevereiro de 2020. Anualmente a ANEEL homologa os valores das parcelas mensais, que devem vigorar para os 12 meses subsequentes, para repasse à CCEE, que são definidos por critério específico de rateio e não possuem nenhuma vinculação com o valor de reembolso recebido à época (que totalizou R\$ 1,12 bilhão entre 2014 e 2015) por meio da operação de empréstimo captado pela CCEE, sendo garantida a neutralidade tarifária para a Distribuidora. Em 2015, por meio das Resoluções Homologatórias nº 1.863 e nº 2.004, a ANEEL homologou para a Elektro um incremento mensal na tarifa equivalente a R\$ 26.002, referente ao período de agosto de 2015 a julho de 2016, e um incremento de R\$ 27.536 para o período de agosto de 2016 a julho de 2017, respectivamente. Assim, para o período de setembro a dezembro de 2015, a Companhia efetuou o pagamento de R\$ 104.008, e ao longo do primeiro semestre de 2016, liquidou o montante de R\$ 156.012, totalizando uma amortização de R\$ 260.020.

### 3.4 Conta de Desenvolvimento Energético

A CDE é uma conta cuja arrecadação é utilizada para promover a competitividade da energia elétrica produzida por fontes alternativas e para a universalização da energia elétrica no país. Conforme estabelecido na Lei nº 12.783/13 e Decreto nº 7.891/13, a CDE deve também suportar os subsídios tarifários destinados a cobrir descontos concedidos na tarifa pelas Distribuidoras de Energia Elétrica a determinadas classes de clientes, além de outros custos. O mecanismo de recomposição do fundo é realizado por meio de cotas mensais homologadas pela ANEEL e recolhidas ao fundo operacionalizado pelas Centrais Elétricas Brasileiras – Eletrobrás, e o ressarcimento às distribuidoras para os subsídios tarifários ocorre através de repasses operacionalizados pelas Eletrobrás, sendo que este encargo é repassado aos consumidores por meio das tarifas, tendo efeito nulo no resultado.

Como a Elektro não vinha recebendo do fundo a integralidade dos repasses dos valores de subsídios, e em contrapartida vinha recolhendo integralmente 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 pelo fundo operacionalizado pela Eletrobrás e já vencidos, evitando um descasamento de caixa no primeiro semestre de 2016 no montante de R\$ 97.130 (R\$ 211.376 em 31 de dezembro de 2015). Em 2016, após obter recibos de quitação junto à Eletrobrás referentes ao fundo, a Companhia efetuou a compensação contábil dos valores correspondentes ao período de agosto de 2015 a janeiro de 2016 no montante de R\$ 230.691. Para os períodos subsequentes, a Elektro aguarda o recebimento dos recibos de quitação para realizar as devidas compensações.

Em julho de 2015, a Associação Brasileira de Consumidores de Energia (ABRACE) questionou em Juízo o pagamento de alguns itens que compõem a CDE, bem como 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 foi retroativa a 3 de julho de 2015, a fim de dar cumprimento à ordem judicial.

Como o impacto na arrecadação do encargo não recebeu a correspondente diminuição na cota de aportes de cada distribuidora para a CDE e, para evitar um desequilíbrio financeiro para o setor de distribuição, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) ingressou em Juízo e obteve no dia 12 de dezembro de 2015 a permissão para deduzir do saldo a pagar de CDE os montantes mensais que deixaram de ser faturados devido à liminar da ABRACE, que no primeiro semestre de 2016 foi de R\$ 14.274.

### 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 mensalmente pela ANEEL através de despachos, tendo entrado o sistema em vigor a partir de janeiro de 2015.

Este sistema tem como finalidade indicar ao consumidor se a energia terá um custo mais elevado, 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.

Por meio da Resolução Homologatória nº 2.016, de 26 de janeiro de 2016, e decorrente da Audiência Pública nº 081/15, a ANEEL estabeleceu uma nova faixa de Bandeira Tarifária, resultando em quatro faixas: vermelha – patamar 2, cujo acréscimo na tarifa de energia é de R\$45/MWh, vermelha – patamar 1, com acréscimo de R\$30/MWh, amarela, com acréscimo de R\$15/MWh e verde, sem acréscimo na tarifa de energia.

Ao longo de 2015 vigorou a bandeira vermelha nos montantes de R\$ 30/MWh para janeiro e fevereiro e R\$55/MWh a partir de março. Já em 2016, foi aplicada em janeiro a bandeira vermelha no valor de R\$45/MWh, em fevereiro a bandeira vermelha – patamar 1 no valor de R\$30/MWh, e em março a bandeira amarela no valor de R\$15/MWh. A partir de abril de 2016, devido às condições hídricas mais favoráveis para a geração de energia, passou a vigorar a bandeira verde, na qual não há acréscimos no MWh distribuído, e que se manteve até junho de 2016.

Em fevereiro de 2015, foi criada através do Decreto nº 8.401, a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (CCRBT), cuja função é administrar os recursos provenientes da aplicação das Bandeiras Tarifárias, apurar as variações entre o total faturado e a cobertura tarifária de cada agente de distribuição e realizar uma redistribuição entre todos os agentes dos efeitos desta arrecadação. No primeiro semestre de 2016, o montante de Bandeiras Tarifárias recebido através do faturamento das contas de energia pela Elektro foi de R\$ 118.725 (R\$ 270.932 em 30 de junho de 2015).

O mecanismo das Bandeiras Tarifárias, de maneira complementar à Revisão Tarifária Extraordinária, tem como objetivo preservar o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras. As variações de custos remanescentes, não cobertos pelo mecanismo das Bandeiras Tarifárias, são registradas na CVA para inclusão no próximo processo de Reajuste Tarifário, tendo a neutralidade assegurada no resultado da Companhia.

### 3.6 Sobrecontratação de energia

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

A ANEEL, no final de 2014, com o objetivo de equalizar os custos da energia comprada pelas empresas distribuidoras de energia, propôs uma realocação das cotas de energia proveniente das geradoras que possuem um preço médio menor e que tiveram seus contratos de concessão prorrogados nos termos da Lei nº 12.783/2013, alterando, a partir de janeiro de 2015, os montantes contratados de cada distribuidora. Entretanto, o montante recebido pela Elektro foi maior do que a necessidade de compra da Companhia, fato este que contribuiu significativamente para um excesso de energia contratada.

Com o intuito de evitar um desequilíbrio econômico-financeiro para as empresas do setor de distribuição, a ANEEL, através da Resolução Normativa nº 706 de 1º de abril de 2016, informou que o efeito desta realocação de cotas será considerado como involuntário, ou seja, terá a respectiva cobertura tarifária.

Concomitante à questão das cotas, o impacto da queda no consumo de energia em decorrência do cenário econômico desfavorável, também contribuiu para que as empresas apresentem um cenário de exposição. Este tema tem sido tratado pelas distribuidoras através de sua associação (ABRADEE) no âmbito do Ministério de Minas e Energia - MME e ANEEL, para endereçamento apropriado de forma a mitigar possíveis impactos para o setor.

Outro aspecto relacionado ao tema são os baixos preços praticados no mercado livre de compra de energia comparativamente às tarifas praticadas no mercado regulado, o que gerou um aumento na migração de clientes para o ambiente livre. Originalmente, a parcela de energia correspondente aos consumidores que migraram na condição de clientes especiais (clientes com demanda contratada entre 0,5 e 3 MW) não podia ser deduzida do total de energia contratada pelas distribuidoras, o que contribuiu para o cenário atual.

Em 21 de junho de 2016, como resultado parcial da Resolução Normativa nº 726/2016, a ANEEL alterou a regulamentação vigente, permitindo a dedução da energia contratada relativa ao consumo dos clientes especiais que migrarem para o mercado livre nos contratos que forem firmados após a decisão em questão.

O reconhecimento da sobrecontratação involuntária dos montantes que não puderam ser deduzidos deverá ser tratado individualmente por cada distribuidora com a ANEEL, que irá avaliar cada caso. Essas alterações representam um avanço nas discussões das distribuidoras junto ao regulador, que tem atuado em busca de um tratamento adequado quanto à mitigação dos impactos nas distribuidoras.

A Companhia tem até o encerramento do ano de 2016 para concluir e endereçar todos os pontos relacionados à sobrecontratação, visando assegurar que haja cobertura tarifária integral para estes eventos.

#### 4. PRÁTICAS CONTÁBEIS GERAIS

As principais práticas contábeis adotadas pela Companhia estão descritas na nota explicativa 4 das Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2015.

#### 5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

Os ativos registrados nesta categoria, no montante de R\$ 893.945 em 30 de junho de 2016 (R\$ 785.146 em 31 de dezembro 2015) referem-se a saldos disponíveis de caixa e 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 30 de junho de 2016 a rentabilidade média estava em 101% do CDI (101% em 31 de dezembro de 2015). 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.

#### 6. CONSUMIDORES, PARCELAMENTOS DE DÉBITOS E SUPRIDORES

	30/06/2016				31/12/2015			
	A Vencer	até 90 dias Vencidos	(+) 90 dias Vencidos	Total	A Vencer	até 90 dias Vencidos	(+) 90 dias Vencidos	Total
Fornecimento	270.257	242.061	118.540	630.858	364.305	255.770	87.726	707.801
Outras contas a receber	462.718	26.339	23.909	512.966	493.358	17.031	16.309	526.698
Receita não faturada	346.388	-	-	346.388	390.719	-	-	390.719
Parcelamentos de débitos	94.954	17.210	17.915	130.079	81.747	10.967	10.958	103.672
Supridores	19.004	-	-	19.004	19.004	-	-	19.004
Outros	2.372	9.129	5.994	17.495	1.888	6.064	5.351	13.303
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	(15.264)	(20.859)	(64.459)	(100.582)	(14.333)	(16.012)	(50.036)	(80.381)
<b>Total</b>	<b>717.711</b>	<b>247.541</b>	<b>77.990</b>	<b>1.043.242</b>	<b>843.330</b>	<b>256.789</b>	<b>53.999</b>	<b>1.154.118</b>
Circulante	704.818	247.541	77.990	1.030.349	827.468	256.789	53.999	1.138.256
Não circulante	12.893	-	-	12.893	15.862	-	-	15.862

O saldo dos Supridores refere-se a transações no âmbito da CCEE no período do racionamento de energia elétrica, entre 2000 e 2002, sendo: (i) R\$ 14.995 referentes a liminares interpostas junto à CCEE por agentes do setor; e (ii) R\$ 4.009 referentes a acordos bilaterais em negociação, e estão registrados

no ativo não circulante. De acordo com análise realizada pelos assessores jurídicos da Companhia no âmbito da discussão judicial dos títulos em aberto, é improvável a não realização destes valores.

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

A Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa apresenta a seguinte movimentação:

	31/12/2014	Adições	Reversão da Provisão	Baixas de Incobráveis	30/06/2015
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	42.436	37.606	(8.606)	(1.671)	69.765

	31/12/2015	Adições	Reversão da Provisão	Baixas de Incobráveis	30/06/2016
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	80.381	58.390	(7.902)	(30.287)	100.582

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, cujo impacto tem sido suavizado pelas assertivas ações de cobrança conduzidas pela Companhia.

## 7. 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 30/06/2016	Valores em amortização	Valores em constituição	Saldo em 31/12/2015
<b>CVA - Parcela A a receber</b>		<b>55.808</b>	<b>318.517</b>	<b>374.325</b>	<b>311.492</b>	<b>343.941</b>	<b>655.433</b>
Aquisição de Energia	7.1	42.348	-	42.348	236.361	-	236.361
Custo da Energia de Itaipu	7.1	-	275.275	275.275	-	232.137	232.137
Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA		-	15.693	15.693	-	-	-
Transporte Rede Básica		3.093	18.653	21.746	17.266	10.331	27.597
Transporte de Energia - Itaipu		147	6.178	6.325	820	3.765	4.585
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	7.2	10.220	2.718	12.938	57.045	97.708	154.753
<b>Outros Itens Financeiros a receber</b>		<b>14.598</b>	<b>315.600</b>	<b>330.198</b>	<b>82.895</b>	<b>209.877</b>	<b>292.772</b>
Quota Parte de Energia Nuclear		835	-	835	4.731	-	4.731
Neutralidade da Parcela A	7.3	739	115.749	116.488	4.195	52.272	56.467
Sobrecontratação de Energia	7.4	12.943	199.851	212.794	73.507	157.605	231.112
CUSD/DIT		81	-	81	462	-	462
<b>Total Valores a receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros</b>		<b>70.406</b>	<b>634.117</b>	<b>704.523</b>	<b>394.387</b>	<b>553.818</b>	<b>948.205</b>
<b>Ativo Circulante</b>				<b>651.680</b>			<b>625.146</b>
<b>Ativo Não Circulante</b>				<b>52.843</b>			<b>323.059</b>
<b>Valores a devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros</b>							
<b>CVA - Parcela A a devolver</b>		<b>18.761</b>	<b>710.856</b>	<b>729.617</b>	<b>104.713</b>	<b>351.957</b>	<b>456.670</b>
Aquisição de Energia	7.1	-	586.980	586.980	-	316.315	316.315
Progr. de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA		296	-	296	1.654	-	1.654
Encargos de Serviços de Sistema - ESS e CONER	7.1	18.465	56.408	74.873	103.059	35.642	138.701
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	7.2	-	67.468	67.468	-	-	-
<b>Outros Itens Financeiros a devolver</b>		<b>30</b>	<b>103.343</b>	<b>103.373</b>	<b>169</b>	<b>78.466</b>	<b>78.635</b>
Energia Livre	7.5	-	13.316	13.316	-	12.537	12.537
TUSD-G	7.6	-	35.347	35.347	-	35.347	35.347
DIC/FIC		30	-	30	169	-	169
OBE - Receita Ultrapassagem de Demanda e Excedente Reativo	7.7	-	54.680	54.680	-	30.582	30.582
<b>Total Valores a devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros</b>		<b>18.791</b>	<b>814.199</b>	<b>832.990</b>	<b>104.882</b>	<b>430.423</b>	<b>535.305</b>
<b>Passivo Circulante</b>				<b>670.409</b>			<b>271.483</b>
<b>Passivo Não Circulante</b>				<b>162.581</b>			<b>263.822</b>

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

### **7.1. Conta de compensação de variação de itens da Parcela A – CVA**

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

Por meio da Resolução Homologatória nº 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 já estão líquidos dos recebimentos ocorridos e estão representados no quadro acima na coluna “valores em amortização”, sendo seu saldo em 30 de junho de 2016: (i) R\$ 42.348 (R\$ 236.361 em 31 de dezembro de 2015) referente à CVA de aquisição de energia já deduzido dos montantes de Bandeira Tarifária referente aos meses de janeiro a junho de 2015; e (ii) R\$ 18.465 (R\$ 103.059 em 31 de dezembro de 2015) registrados como CVA de ESS e CONER (Conta de Energia de Reserva) 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 30 de junho de 2016, a Companhia possui os seguintes montantes registrados: (i) R\$ 275.275 a receber (R\$ 232.137 em 31 de dezembro de 2015) referente ao custo de energia de Itaipu maior que sua cobertura tarifária; (ii) R\$ 586.980 a devolver (R\$ 316.315 em 31 de dezembro de 2015) decorrente da redução no custo de energia devido ao acréscimo de contratos de cotas no período e dos valores recebidos de Bandeiras Tarifárias do período de junho de 2015 a junho de 2016; e (iii) R\$ 56.408 (R\$ 35.642 em 31 de dezembro de 2015) a devolver devido aos valores recebidos via CONER.

### **7.2. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE**

A Conta de desenvolvimento energético – CDE é um encargo setorial, pago pelas empresas de distribuição e estabelecido em lei. O valor anual é fixado pela ANEEL com a finalidade de: prover recursos para o desenvolvimento energético dos estados; viabilizar a competitividade da energia elétrica a partir algumas de fontes alternativas; levar o serviço de energia elétrica a todos os consumidores do território nacional (universalização); custear a subvenção econômica concedida destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda e outros; e prover recursos para assegurar o equilíbrio econômico-financeiro do setor.

Conforme estabelecido na Lei nº 12.783/13 e Decreto nº 7.891/13, a CDE deve suportar os subsídios tarifários destinados a cobrir descontos concedidos na tarifa pelas Distribuidoras de Energia Elétrica a determinadas classes de clientes. O mecanismo de ressarcimento concedido às distribuidoras ocorre através de repasses operacionalizados pelas Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobrás).

Ao longo de 2016 ocorreram duas alterações no valor do encargo CDE Uso, parcela cobrada de clientes livres e cativos incidente na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD. Em janeiro a ANEEL através da Resolução Homologatória nº 2.018/16, reduziu o valor do encargo de R\$ 73.472 para R\$ 47.371, e em junho, a Resolução Homologatória nº 2.077 revogou a anterior e fixou a nova parcela mensal em R\$ 40.510, resultando assim em uma cobertura tarifária maior que o valor a ser pago pelo encargo.

Em 30 de junho de 2016, o passivo em constituição de CDE é de R\$ 67.468 (R\$ 97.708 a receber em 31 de dezembro de 2015). Adicionalmente, o montante a receber em amortização de CDE é de R\$ 10.220 (R\$ 57.045 em 31 de dezembro de 2015).

### **7.3. Neutralidade dos encargos setoriais na Parcela A**

Em conformidade ao disposto na Subcláusula Décima da Cláusula Oitava do Contrato de Concessão, a neutralidade dos encargos refere-se ao cálculo das 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 1.944/2015, representa, em 30 de junho de 2016, um saldo de R\$ 739 (R\$ 4.195 em 31 de dezembro de 2015).

Em julho de 2015, a ABRACE ajuizou uma ação questionando determinados componentes da CDE e obteve uma liminar que permitiu a isenção parcial do pagamento desse encargo para os seus associados, tendo sido fixada pela ANEEL uma nova tarifa para esses clientes. A diferença no

faturamento referente à isenção parcial foi compensada através da constituição de neutralidade no montante de R\$ 14.274 (vide nota 3.4).

Em 30 de junho de 2016, o ativo em constituição é de R\$ 115.749 (R\$ 52.272 em 31 de dezembro de 2015), principalmente decorrente da queda de mercado, além do efeito da liminar citada acima e deverá ser considerado no próximo processo de Reajuste Tarifário.

#### 7.4. Sobrecontratação de Energia

Em 30 de junho de 2016, o montante a receber em amortização de sobrecontratação de energia, (vide nota 3.6), é de R\$ 12.943 (R\$ 73.507 em 31 de dezembro de 2015). O saldo em constituição de R\$ 199.851 (R\$ 157.605 em 31 de dezembro de 2015), refere-se aos custos adicionais com exposição involuntária no mercado de curto prazo e diferenças de preços entre submercados parcialmente compensados pelo recebimento de Bandeiras Tarifárias e liquidação das sobras de energia para os períodos de 2015 e 2016. Diferentemente dos itens de CVA, que consideram 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.

#### 7.5. RTE – Energia Livre

Devido a uma liminar proferida em Ação Civil Pública ajuizada pelo Ministério Público Federal na região da jurisdição federal de Presidente Prudente, que afetou algumas cidades da área de concessão da Elektro 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. Considerando que a cobrança desses adicionais tarifários teve início apenas após a recuperação integral das perdas de racionamento pela Elektro, os montantes arrecadados deverão, portanto, ser repassados ao consumidor nos próximos processos tarifários. O montante atualizado deste passivo, em 30 de junho de 2016, é de R\$ 13.316 (R\$ 12.537 em 31 de dezembro de 2015).

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

A ANEEL, através de resoluções específicas, determinou a cobrança da TUSD-G das geradoras, para remunerar as instalações, os equipamentos e os componentes da rede de distribuição utilizados para levar a energia aos consumidores conectados à área de concessão da Elektro. A Duke Energy, geradora proprietária da usina de Rosana, localizada 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 30 de junho de 2016, a Elektro mantém um contas a receber registrado na rubrica de outros créditos e um saldo a devolver aos consumidores via modicidade tarifária, a partir do encerramento da ação judicial, no montante de R\$ 35.347.

#### 7.7. OBE – Receita Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativo

Refere-se à reversão de receita obtida através do faturamento pela Elektro aos seus clientes finais de penalidades por ultrapassagem dos limites contratados para demanda e excedente de reativo que até o 4º Ciclo foi contabilizado como obrigações especiais em serviço, reduzindo o ativo intangível e financeiro, tanto no custo, quanto em sua atualização. A partir do 5º Ciclo, esses montantes passaram a constituir um passivo que será amortizado ao longo do Ciclo seguinte. Em 30 de junho de 2016, a Companhia possui um saldo de R\$ 54.680 (R\$ 30.582 em 31 de dezembro de 2015) que compreende ao período de março de 2015 a junho de 2016, atualizado pela Selic.

### 8. TRIBUTOS A COMPENSAR

	30/06/2016	31/12/2015
ICMS a recuperar	122.360	120.254
Imposto de renda e contribuição social sobre lucro líquido	67.148	42.011
PIS e COFINS a recuperar	6.647	3.052
Total	<u>196.155</u>	<u>165.317</u>
Ativo circulante	110.653	81.257
Ativo não circulante	85.502	84.060

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

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

## 9. 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, a fim de neutralizar os impactos do alto custo de energia do mesmo período às distribuidoras. Tal aumento foi objeto de RTE ocorrida em março de 2015 (vide nota 3.1).

Como a Elektro não vinha recebendo do fundo operacionalizado pela Eletrobrás a integridade 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 pelo fundo gerido pela Eletrobrás e já vencidos (vide nota 3.4). Em 2016, após obter recibos de quitação junto à Eletrobrás em nome do fundo por ela gerido, a Companhia efetuou a compensação contábil dos valores correspondentes ao período de agosto de 2015 a janeiro de 2016 no montante de R\$ 230.691. Assim, em 30 de junho de 2016, a Companhia mantém registrado no ativo os valores a receber de R\$ 125.976 (R\$ 232.535 em 31 de dezembro de 2015) e no passivo o montante total de R\$ 191.391 (R\$ 335.364 em 31 de dezembro de 2015) referente ao período de fevereiro a junho de 2016, para o qual a Companhia ainda não recebeu o recibo de quitação da CDE.

## 10. DEPÓSITOS JUDICIAIS

### Depósito Judicial

	30/06/2016	31/12/2015
Incidência da COFINS sobre o faturamento	37.713	36.660
Legado "EPC" - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda. <sup>(i)</sup>	33.730	32.390
Outros processos de natureza Trabalhista, Cível e Tributária	48.281	42.210
	<u>119.725</u>	<u>111.260</u>

(i) Refere-se ao processo descrito na nota 20.

O montante de R\$ 37.713 em 30 de junho de 2016 (R\$ 36.660 em 31 de dezembro de 2015) refere-se ao valor atualizado do depósito judicial efetuado em 29 de outubro de 2004 nos autos da ação que questiona o recolhimento da COFINS nos termos previstos pela Lei Complementar nº 70/91 e Lei nº 9.178/98, considerando a incidência somente sobre o faturamento, excetuando-se as receitas financeiras de qualquer natureza.

## 11. 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 dos ativos qualificáveis em construção limitado a regra regulatória, que leva em consideração os prazos médios de construção e expansão do sistema elétrico. O valor desses encargos capitalizados foi de R\$ 3.274 em 30 de junho de 2016 (R\$ 3.916 em 30 de junho de 2015). Todos os demais custos de empréstimos são registrados como despesa financeira no período em que ocorrerem.

### 11.1. Ativo Indenizável (Concessão)

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

Em 30 de junho de 2016, o ativo financeiro está atualizado pelo valor residual da BRR homologada no 4º Ciclo de Revisão Tarifária definida por meio da Resolução Homologatória ANEEL nº 1.944 e Nota Técnica nº 219/2015 – SGT/ANEEL de 25 de agosto de 2015, devidamente movimentado por adições, atualizações e baixa.

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.

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

Em 30 de junho de 2016, o valor correspondente à atualização deste ativo financeiro foi registrado no resultado operacional do exercício no montante de R\$ 44.726 (R\$ 15.806 em 30 de junho de 2015).

As obrigações especiais representam doações, subvenções e recursos pagos por terceiros para investimentos e cobertura dos custos de conexão à rede de distribuição de energia. O saldo das obrigações especiais, ao final da concessão, será deduzido do valor da indenização e, portanto, é redutor do ativo financeiro. A BRR residual utilizada para determinação do fluxo de caixa estimado do ativo financeiro está líquida do valor reavaliado das obrigações especiais. A parcela das obrigações especiais a ser amortizada no período da concessão pela taxa média de 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
<b>Saldo em 1º de janeiro de 2015</b>	<b>727.444</b>	<b>(69.321)</b>	<b>42.119</b>	<b>700.242</b>
Transferências de ativo intangível	226.175	(68.197)	-	157.978
Adições	-	(7.373)	-	(7.373)
Ajustes do fluxo de caixa estimado	-	-	74.862	74.862
Baixas	(17.728)	-	(858)	(18.586)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2015</b>	<b>935.891</b>	<b>(144.891)</b>	<b>116.123</b>	<b>907.123</b>
Transferências de ativo intangível	61.451	(2.311)	-	59.140
Adições	-	289	-	289
Ajustes do fluxo de caixa estimado	-	-	47.251	47.251
Baixas	(4.626)	-	(2.525)	(7.151)
<b>Saldo em 30 de junho de 2016</b>	<b>992.716</b>	<b>(146.913)</b>	<b>160.849</b>	<b>1.006.652</b>

### 11.2. 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 1º de janeiro de 2015	2.348.416	(317.550)	(603.793)	1.427.073	454.749	(154.675)	300.074
Adições	-	(8.170)	-	(8.170)	415.651	(31.735)	383.916
Baixas	(25.308)	-	21.789	(3.519)	-	-	(3.519)
Amortização	-	-	(158.100)	(158.100)	-	-	(158.100)
Transferências	286.248	(72.552)	-	213.696	(512.424)	140.750	(371.674)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2015</b>	<b>2.609.356</b>	<b>(398.272)</b>	<b>(740.104)</b>	<b>1.470.980</b>	<b>357.976</b>	<b>(45.660)</b>	<b>312.316</b>
Adições	-	263	-	263	165.839	(4.449)	161.390
Baixas	(21.667)	-	11.159	(10.508)	-	-	(10.508)
Amortização	-	-	(84.039)	(84.039)	-	-	(84.039)
Transferências	103.330	(2.073)	-	101.257	(164.781)	4.384	(160.397)
<b>Saldo em 30 de junho de 2016</b>	<b>2.691.019</b>	<b>(400.082)</b>	<b>(812.984)</b>	<b>1.477.953</b>	<b>359.034</b>	<b>(45.725)</b>	<b>1.791.263</b>

## 12. FORNECEDORES E SUPRIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA

	30/06/2016	31/12/2015
Moeda nacional	325.922	483.820
Supridores de energia elétrica	276.606	401.253
Fornecedores de materiais e serviços	49.316	82.567
Moeda estrangeira	49.282	102.510
Supridores de energia elétrica - Itaipu	49.282	102.510
<b>Total</b>	<b>375.204</b>	<b>586.330</b>

Em 30 de junho de 2016, a Companhia apresenta uma diminuição no saldo de supridores de energia devido: (i) redução do volume de energia adquirido no mercado de curto prazo, uma vez que em 2015 a Companhia estava subcontratada; (ii) menor preço médio da tarifa de compra de energia, devido ao aumento do volume de energia de cotas, cujos preços são significativamente menores que o preço médio dos demais contratos, impactando o mix de contratação; (iii) queda de aproximadamente 32% na tarifa de Itaipu, além da variação cambial, visto que seu faturamento ocorre em dólar.

## 13. EMPRÉSTIMOS / FINANCIAMENTOS E INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS

Empréstimos e Financiamentos	30/06/2016	31/12/2015	Condições Gerais	Vencimento	Garantias
<b>Moeda Nacional</b>	<b>566.786</b>	<b>581.858</b>			
BNDES	459.962	466.796	5,5% a.a.	Início 15/02/2013 até 15/01/2021	Instrumento de
Finame SE 2011	3.272	3.616	de TJLP a TJLP + 3,03% a.a.	Início 15/06/2013 até 15/12/2019	Cessão Fiduciária
Finem CAPEX 2011/2012	84.419	97.903	de TJLP a TJLP + 3,08% a.a.	Início 15/01/2016 até 15/12/2023	de Direitos
Finem CAPEX 2013/2014	237.731	256.318	de TJLP a TJLP + 2,36% a.a.	Início 15/07/2017 até 15/06/2024	Credítórios
Finem CAPEX 2015/2016	135.485	110.000			
Custos com emissão - BNDES	(945)	(1.041)			
Elektrobrás - Luz para Todos <sup>(1)</sup>	51.172	58.144	RGR + 5,0% a.a. <sup>(2)</sup>	Início: 30/11/2006 até 31/12/2022	Carta de Fiança
Caixa Econômica Federal - Luz para Todos	6.050	-	TJLP + 0,94% a.a.	Início: 15/10/2010 até 15/10/2014	
Finep <sup>(3)</sup> - 2º Ciclo	10.489	13.987	5,0% a.a.	Início: 15/12/2013 até 15/01/2020	
Finep <sup>(3)</sup> - 3º Ciclo	4.156	4.751	5,0% a.a.	Início: 15/03/2015 até 15/03/2021	
Finep <sup>(3)</sup> - 4º Ciclo	14.048	15.529	5,0% a.a.	Início: 15/12/2013 até 15/01/2020	
Finep <sup>(3)</sup> - 5º Ciclo	7.856	7.802			
Arrendamento mercantil	13.053	14.849	de 10% a 18% a.a.	A partir de 2013 <sup>(4)</sup>	N/A
<b>Moeda Estrangeira</b>	<b>1.060.059</b>	<b>1.578.601</b>			
BEI	403.288	509.419	US\$ + 3,4020% a.a.	31/10/2025	Carta de Fiança
4131 Bank Of Tokyo 2014	142.478	176.186	Libor 3mL + 0,8457% <sup>(5)</sup>	20/06/2018	
4131 Citibank	209.779	258.543	Libor 3mL + 0,7782% <sup>(5)</sup>	09/01/2018	
4131 HSBC	-	263.187	Libor 3mL + 0,8500% <sup>(5)</sup>	15/06/2016	N/A
4131 Mizuho	191.422	235.228	Libor 3mL + 1,00% <sup>(5)</sup>	16/03/2018	
4131 Bank Of Tokyo 2015	113.862	136.998	Libor 3mL + 0,6900% <sup>(5)</sup>	16/03/2018	
Custos com emissão - Moeda Estrangeira	(770)	(960)			
<b>Total</b>	<b>1.626.845</b>	<b>2.160.459</b>			
Circulante	359.424	422.288			
Não circulante	1.267.421	1.738.171			
<b>Instrumentos Financeiros Derivativos</b>					
Swap Empréstimo BEI - Banco Europeu de investimento	(116.261)	(222.272)	CDI - 0,30% a.a.	31/10/2025	
Swap Créd. Bancário via Lei nº 4.131 Bank of Tokyo 2014	(1.626)	(33.591)	100,5% do CDI a.a.	20/06/2018	
Swap Créd. Bancário via Lei nº 4.131 Citibank	(21.154)	(69.915)	103,0% do CDI a.a.	09/01/2018	N/A
Swap Créd. Bancário via Lei nº 4.131 HSBC	-	(112.267)	104,9% do CDI a.a.	15/06/2016	
Swap Créd. Bancário via Lei nº 4.131 Mizuho	(3.015)	(46.818)	93,16% do CDI a.a.	16/03/2018	
Swap Créd. Bancário via Lei nº 4.131 Bank of Tokyo 2015	(305)	(23.439)	94,0% do CDI a.a.	16/03/2018	
<b>Total</b>	<b>(142.361)</b>	<b>(508.302)</b>			
Circulante	(14.068)	(134.494)			
Não circulante	(128.293)	(373.808)			
<b>Endividamento Financeiro Líquido Total</b>	<b>1.484.484</b>	<b>1.652.157</b>			

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

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

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

<sup>(4)</sup> Taxa Libor de 3 meses.

<sup>(5)</sup> Financiadora de estudos e projetos.

Em 30 de junho de 2016, o endividamento financeiro líquido do efeito dos Instrumentos Financeiros Derivativos é de R\$ 1.484.484 (R\$ 1.652.157 em 31 de dezembro de 2015), sendo: (i) R\$ 345.356 registrado no curto prazo dos quais R\$ 89.661 possuem vencimento até dezembro de 2016 e R\$ 255.695 no primeiro semestre de 2017; (ii) R\$ 1.139.128 registrado no longo prazo, com vencimentos que ocorrerão da seguinte forma: R\$ 118.926 no segundo semestre de 2017, R\$ 495.229 em 2018, R\$ 119.325 em 2019, R\$ 90.600 em 2020 e R\$ 315.048 após 2020.

No primeiro trimestre de 2016 foi liberado o montante parcial de R\$ 20.000, 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. O montante total liberado desde a assinatura do contrato foi de R\$ 130.000.

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

Em 15 de junho de 2016, foi realizada a liquidação do contrato de empréstimos e do instrumento derivativo referente a dívida via Lei nº 4.131 junto ao banco HSBC no valor de R\$ 150.000.

Para a exposição relativa à captação de todos os recursos em moeda estrangeira, a Companhia possui instrumentos derivativos de proteção econômica e financeira contra a variação cambial: *Swap* de moeda, sem nenhum componente de alavancagem (vide nota 29 – Instrumentos Financeiros).

#### Condições Restritivas Financeiras (*covenants*):

A Companhia possui alguns contratos de empréstimos e financiamentos que contém cláusulas relacionadas à *covenants* não financeiros, tais como a alteração de controle acionário e limites de inadimplemento, e *covenants* financeiros, quais sejam: Endividamento Líquido/ EBITDA, Dívida Líquida/ PL e EBITDA/ Despesa Financeira. A Companhia sempre cumpriu e vem se mantendo dentro dos limites estabelecidos para esses *covenants* e não possui itens que façam parte da infraestrutura da concessão oferecidos como garantias de empréstimos e financiamentos.

## 14. DEBÊNTURES

	30/06/2016	31/12/2015	Qtde.	Remuneração	Pagamento dos juros	Amortização do principal
5ª Emissão	312.944	290.946				
1ª Série	42.198	42.175	12.000	CDI + 0,98% a.a.	semestral a partir de 15 de fevereiro de 2012	33,33% em 15/08/2014, 15/08/2015 e 15/08/2016
2ª Série	270.890	248.988	18.000	IPCA + 7,68% a.a.	anual a partir de 15 de agosto de 2012	33,33% em 15/08/2016, 15/08/2017 e 15/08/2018
Custos com emissão	(144)	(217)				
6ª Emissão	828.270	785.593				
1ª Série	229.329	229.333	22.000	CDI + 0,74% a.a.	semestral a partir de 12 de março de 2013	50% em 12/09/2016 e 12/09/2017
2ª Série	139.121	129.428	10.000	IPCA + 5,10% a.a.	anual a partir de 12 de setembro de 2013	50% em 12/09/2018 e 12/09/2019
3ª Série	460.478	427.598	33.000	IPCA + 5,50% a.a.	anual a partir de 12 de setembro de 2013	33,33% em 14/09/2020, 13/09/2021 e 12/09/2022
Custos com emissão	(658)	(766)				
Total	1.141.214	1.076.539				
Circulante	284.907	259.061				
Não circulante	856.307	817.478				

Em 30 de junho de 2016, o saldo total de custos de emissão a apropriar é de R\$ 802 (R\$ 983 em 31 de dezembro de 2015), sendo R\$ 252 no curto prazo (R\$ 91 referente à 5ª emissão e R\$ 161 referente à 6ª emissão) e R\$ 550 no longo prazo (R\$ 53 referente à 5ª emissão e R\$ 497 referente à 6ª emissão).

Em 30 de junho de 2016, a Companhia possui o montante de R\$ 1.141.214 (R\$ 1.076.539 em 31 de dezembro de 2015) referente à 5ª e 6ª emissão de debêntures, sendo R\$ 284.907 registrados no curto prazo, dos quais R\$ 235.240 possuem vencimento até dezembro de 2016 e R\$ 49.667 com vencimento no primeiro semestre de 2017; e R\$ 856.307 registrados no longo prazo com vencimentos que ocorrerão da seguinte forma: R\$ 195.756 no segundo semestre de 2017, R\$ 152.563 em 2018, R\$ 66.761 em 2019, R\$ 147.038 em 2020 e R\$ 294.189 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	quiografária, sem garantia	quiografária, sem garantia
Séries	duas	três
Valor original	R\$ 300.000	R\$ 650.000
Valor nominal	R\$ 10 por ação	R\$ 10 por ação

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

#### Condições Restritivas Financeiras (*covenants*):

A Companhia possui alguns contratos de empréstimos e financiamentos que contém cláusulas relacionadas à *covenants* não financeiros, tais como a alteração de controle acionário e limites de inadimplemento, e *covenants* financeiros, quais sejam: Endividamento Líquido/ EBITDA, Dívida Líquida/ PL e EBITDA/ Despesa Financeira. A Companhia sempre cumpriu e vem se mantendo dentro dos limites estabelecidos para esses *covenants* e não possui itens que façam parte da infraestrutura da concessão oferecidos como garantias de debêntures.

#### 15. TRIBUTOS A RECOLHER

	30/06/2016	31/12/2015
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	125.464	172.903
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	28.642	39.406
Programa de integração social - PIS	6.146	8.511
Outros Impostos	1.042	2.121
<b>Total</b>	<b>161.294</b>	<b>222.941</b>

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

O PIS e a COFINS estão computados à alíquota nominal combinado 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.

#### 16. DIVIDENDOS E JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO A PAGAR

Em 28 de janeiro de 2016 foi pago aos acionistas o montante de R\$ 98.269, líquido de imposto de renda retido na fonte, de Juros Sobre Capital Próprio do exercício social de 2015, previamente aprovado em Reunião do Conselho de Administração, realizada em 27 de outubro de 2015.

Em Assembleia Geral Ordinária, de 20 de abril de 2016, foi aprovado o pagamento de dividendos adicionais propostos referente ao resultado de 2015 no montante total de R\$ 72.649, conforme proposta deliberada pelo Conselho de Administração em 19 de fevereiro de 2016. Os dividendos foram pagos em uma única parcela, em 2 de maio de 2016.

Em 13 de julho de 2016, foi aprovada pelo Conselho de Administração a proposta de distribuição aos acionistas de Dividendos Intermediários para exercício de 2016 no montante de R\$ 104.398. Este montante será pago conforme disponibilidade de caixa, dentro do exercício social de 2016, precedido de aviso aos acionistas publicado para esta finalidade.

Existem valores de dividendos a pagar no montante de R\$ 11, para acionistas minoritários que ainda não apresentaram seus dados cadastrais atualizados.

## 17. OBRIGAÇÕES E ENCARGOS SOBRE FOLHA DE PAGAMENTO

	30/06/2016	31/12/2015
Férias e 13º salário a pagar	22.092	21.179
INSS empregador	12.087	10.732
Participação nos lucros e resultados	10.167	21.365
FGTS	2.967	3.658
Retenções do empregado	2.350	3.508
Outros	553	371
<b>Total</b>	<b>50.216</b>	<b>60.813</b>

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

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

Distribuição do recurso	Percentual de distribuição da ROL	30/06/2016	31/12/2015
Programa de Eficiência Energética	0,50%	32.126	34.411
Pesquisa e Desenvolvimento	0,20%	28.192	21.929
FNDCT	0,20%	1.373	748
MME	0,10%	687	379
<b>Total</b>		<b>62.378</b>	<b>57.467</b>
Circulante		43.855	40.085
Não circulante		18.523	17.382

A partir de 3 de maio de 2016, por meio da lei nº 13.280, foi definido que 80% do percentual destinado ao Programa de Eficiência Energética, será aplicado pelas próprias concessionárias conforme regulamentos estabelecidos pela ANEEL, e os demais 20% serão destinados ao Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel).

## 19. BENEFÍCIOS A EMPREGADOS

### 19.1. 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. Para o reconhecimento contábil do *superávit* atuarial é necessário que este seja superior a 25% das reservas matemáticas do plano, de modo a assegurar o equilíbrio financeiro em função da volatilidade de suas obrigações. Somente a partir deste limite, o *superávit* poderá vir a ser utilizado pela patrocinadora para abater contribuições futuras ou ser reembolsado à patrocinadora. Para a Elektro, esta relação estava em 3% em 31 de dezembro de 2015, não permitindo, portanto, o reconhecimento contábil de nenhum *superávit* atuarial.

<b>Conciliação dos valores reconhecidos no balanço</b>	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 do custo estimado ao Benefício Definido nos períodos findos em 30 de junho de 2016 e de 30 de junho de 2015 são os seguintes:

<b>Componentes da despesa do plano</b>	30/06/2016	30/06/2015
<b>Valores reconhecidos no demonstrativo de resultados do exercício</b>		
Custo do serviço corrente	1.418	2.627
Despesa reconhecida	1.418	2.627

A Companhia efetuou contribuições aos planos de Benefício Definido e Contribuição Definida mantidos junto à Fundação CESP em 30 de junho de 2016 de R\$ 1.750 (R\$ 1.653 em 30 de junho de 2015).

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 30 de junho de 2016 foram de R\$ 265 (R\$ 247 em 30 de junho de 2015), tendo sido registradas à conta de despesa com pessoal.

## 20. 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 cíveis e ambientais, fiscais, trabalhistas, regulatórios, desapropriações e servidões, cuja probabilidade de perda foi classificada como provável.

### Provisão para ações judiciais e regulatórias

As provisões apresentam os seguintes saldos e movimentações:

	Item	31/12/2015	Ingresso	Atualização	Reversão	Liquidação
Cíveis e ambientais	20.1	141.809	11.144	9.663	(6.291)	(7.583)
Tributárias	20.2	35.351	68	1.858	(23)	-
Trabalhistas	20.3	32.529	7.406	4.326	(2.422)	(4.380)
Desapropriações e servidões	20.4	9.305	-	898	(26)	(39)
Regulatórias	20.5	20.725	2.087	162	-	(2.101)
Total das provisões		239.719	20.705	16.907	(8.762)	(14.103)

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

### 20.1 Cíveis e ambientais

As ações cíveis tem carácter indenizatório envolvendo objetos de naturezas diversas como: clientes questionando faturamento ou procedimento irregular, contratos administrativos e multa contratual, indenização por acidentes com a rede de energia elétrica e acidentes com veículos, bem como questões de natureza regulatória. A principal ação com atual provisão está descrita a seguir:

#### Uso da faixa de domínio de rodovias

A Elektro mantém provisão no montante de R\$ 114.451 em 30 de junho de 2016 (R\$ 106.963 em 31 de dezembro de 2015) 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.

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

### 20.2 Tributárias

Referem-se às discussões relativas às exigências fiscais nos âmbitos federal, estadual e municipal. Dentre o total provisionado, destacamos o Mandado de Segurança impetrado em 5 de dezembro de 2007, a EPC - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda. ("EPC") - sucedida pela Companhia, para não pagar PIS e COFINS sobre a receita de juros sobre capital próprio. O processo aguarda julgamento de recurso em virtude de decisão de 2ª instância que lhe foi desfavorável. O valor provisionado em 30 de junho de 2016 é de R\$ 35.445 (R\$ 33.773 em 31 de dezembro de 2015).

### 20.3 Trabalhistas

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

### 20.4 Desapropriações e servidões

Essas ações judiciais ocorrem quando há divergência entre o valor avaliado pela Elektro para pagamento e o pleiteado pelo proprietário e/ou quando a documentação do proprietário não apresenta condições de registro (inventários em andamento, propriedades sem matrículas, etc.), bem como ações em que a CESP, antecessora de Elektro, não realizou os respectivos pagamentos aos proprietários.

### 20.5 Regulatórias

Referem-se a provisões administrativas diretamente relacionadas com indicadores de desempenho da ANEEL e penalidades referentes à contratação do uso do sistema de transmissão (MUST).

### Contingências passivas com avaliação de risco possível

Segue demonstrativo dos processos cujo risco de perda é possível e, portanto, não possuem provisões registradas em 30 de junho de 2016:

	<u>30/06/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
Tributárias <sup>(i)</sup>	570.934	504.265
Previdenciárias <sup>(ii)</sup>	90.293	89.105
Cíveis e ambientais	57.942	35.040
Trabalhistas	17.167	17.302
Desapropriação e servidão de passagem	7.497	6.790
	<u>743.833</u>	<u>652.502</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.

## 21. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

### 21.1. Capital social

O capital social subscrito e integralizado da Companhia em 30 de junho de 2016 e 31 de dezembro de 2015, no montante de R\$ 952.492, tem a seguinte composição acionária:

Acionista	Ordinárias	Preferenciais	Total	Participação
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>

### 21.2. Reservas de capital

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

### 21.3. Reserva de lucros

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

### 21.4. Distribuição de dividendos e juros sobre capital próprio

Em 20 de abril de 2016 a Assembleia Geral Ordinária dos acionistas da Elektro aprovou a distribuição de dividendos no montante de R\$ 72.649, referente ao exercício de 2015 (já deduzidos os pagamentos efetuados de dividendos intermediários e juros sobre o capital próprio). O pagamento dos dividendos ocorreu no dia 2 de maio de 2016.

Em Reunião do Conselho de Administração realizada em 13 de julho de 2016, foi aprovada a proposta de distribuição aos acionistas de dividendos intermediários no valor de R\$ 104.398, com base no lucro líquido do primeiro semestre de 2016. Este montante será pago conforme disponibilidade de caixa, dentro do exercício social de 2016, precedido de aviso aos acionistas publicado para esta finalidade.

Ações em Circulação	Dividendos Intermediários Propostos	
	Quantidade	R\$ mil
Preferenciais	101.878.293	57.365
Ordinárias	91.880.972	47.033
Total	<u>193.759.265</u>	<u>104.398</u>

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.

### 21.5. Lucro por ação – básico e diluído

O cálculo do lucro básico e diluído por ação para o trimestre e período de seis meses findos em 30 de junho de 2016 e 2015 foi baseado no lucro líquido do período e o número médio ponderado de ações ordinárias e preferenciais em circulação durante os períodos apresentados, conforme demonstrado:

Numerador	2016		2015	
	2º Trimestre	Acumulado	2º Trimestre	Acumulado
Lucro líquido do exercício disponível aos acionistas	38.515	103.462	66.460	182.791
<b>Denominador</b>				
Média ponderada do número de ações ordinárias	91.881	91.881	91.881	91.881
Média ponderada do número de ações preferenciais	101.878	101.878	101.878	101.878
Remuneração adicional das ações preferenciais (10%)	1,10	1,10	1,10	1,10
Média ponderada do número de ações preferenciais ajustadas	112.066	112.066	112.066	112.066
Denominador para lucros básicos por ação ordinária	203.947	203.947	203.947	203.947
Lucro básico e diluído por ação ordinária	0,1888	0,5073	0,33	0,8963
10% - Ações preferenciais	0,0189	0,0507	0,03	0,0896
Lucro básico e diluído por ação preferencial	0,2077	0,5580	0,36	0,9859

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

## 22. 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.

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

Em 30 de junho de 2016 o número de consumidores da Companhia é de 2.528.404 (2.472.016 em 30 de junho de 2015).

	2016				2015			
	2º Trimestre		Acumulado		2º Trimestre		Acumulado	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
						Reapresentado	Reapresentado	
Receitas operacionais	2.904.302	1.938.190	5.984.365	4.046.591	3.059.407	2.460.254	6.400.763	4.742.316
Fornecimento para consumidores	2.904.302	1.084.409	5.984.365	2.482.118	3.059.407	1.311.052	6.400.763	2.679.668
Valores a receber (devolver) de Parcela A e outros itens financeiros (a)	-	(138.361)	-	(403.151)	-	207.766	-	386.990
Outras receitas	-	992.142	-	1.967.624	-	941.436	-	1.675.658
CCEE (b)	-	73.530	-	97.181	-	74.287	-	77.698
Receita de uso do sistema de distribuição (c)	-	722.385	-	1.461.831	-	680.729	-	1.227.576
Remuneração do ativo financeiro (WACC)	-	23.328	-	52.333	-	23.657	-	46.071
Receita de construção	-	81.553	-	161.941	-	68.094	-	144.458
Atualização do ativo financeiro	-	16.529	-	44.726	-	8.482	-	15.806
Outras receitas	-	74.817	-	149.612	-	86.187	-	164.049
Deduções às receitas operacionais		(790.163)		(1.755.802)		(1.060.911)		(1.840.940)
Quota para a conta de desenvolvimento energético - CDE		(246.394)		(481.296)		(284.103)		(443.435)
Bandeira Tarifária		(11.604)		(118.725)		(175.399)		(270.932)
ICMS sobre fornecimento		(344.638)		(741.399)		(373.105)		(709.376)
COFINS		(143.767)		(315.720)		(145.401)		(328.210)
PIS		(31.213)		(68.544)		(31.549)		(71.257)
Programa de P&D e eficiência energética		(10.335)		(25.456)		(11.608)		(24.693)
Outros		(2.212)		(4.662)		(39.746)		6.963
Total	2.904.302	1.148.027	5.984.365	2.290.789	3.059.407	1.399.343	6.400.763	2.901.376

(\*) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

- (a) As variações da Conta de Compensação de Variação de Custos de Parcela A (CVA) e Outros Componentes Financeiros passaram a ser reconhecidas a partir do aditamento dos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica, realizado em 10 de dezembro de 2014. Os montantes reconhecidos decorrem das amortizações de valores homologados e por constituições a serem homologadas nos próximos reajustes tarifários.
- (b) Refere-se aos montantes de receitas faturadas pelas concessionárias que tiveram excedente de energia, comercializados no âmbito da CCEE.
- (c) Receita proveniente de encargo pelo uso da rede de distribuição ("TUSD") referente aos grandes consumidores que estão na condição de clientes livres localizados na área de concessão da Companhia.

## 23. ENERGIA COMPRADA PARA REVENDA

	2016				2015			
	2º Trimestre		Acumulado		2º Trimestre		Acumulado	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Suprimentos de energia	3.320.982	696.658	6.947.050	1.316.245	3.129.738	995.026	7.291.093	1.969.502
Itaipu Binacional (**)	750.800	154.785	1.500.845	318.089	753.506	199.113	1.499.189	381.685
Contrato de compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	1.415.344	407.686	3.192.008	750.211	2.070.105	636.113	4.660.662	1.251.899
Contrato cotas (CCGF e CCEN)	983.407	75.979	2.006.710	150.286	125.485	31.503	523.653	58.330
Geração Distribuída	99.932	20.273	105.842	21.697	97.961	17.957	97.961	17.957
PROINFA	71.499	32.967	141.645	65.934	81.077	25.470	155.708	50.940
Uso do transporte de energia	-	4.968	-	10.028	-	5.310	-	10.273
Mercado SPOT	-	-	-	-	1.604	79.560	353.920	198.418
Outros custos de energia	-	151.887	-	300.727	-	115.914	-	247.433
ONS - Uso da rede básica	-	74.267	-	148.745	-	75.981	-	153.234
CTEEP - Encargos de conexão	-	8.840	-	17.422	-	6.827	-	13.723
Encargos de serviços do sistema - ESS	-	62.076	-	99.645	-	24.234	-	66.717
Risco hidrológico	-	6.704	-	34.915	-	8.872	-	13.759
Créditos de PIS e COFINS sobre energia comprada	-	(78.490)	-	(153.849)	-	(112.790)	-	(205.083)
Total	3.320.982	770.055	6.947.050	1.463.123	3.129.738	998.150	7.291.093	2.011.852

(\*) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

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

## 24. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	2016		2015	
	2º Trimestre	Acumulado	2º Trimestre Reapresentado	Acumulado Reapresentado
Gastos com pessoal	74.115	152.021	70.419	143.704
Gastos com serviços de terceiros	35.057	72.545	42.107	78.034
Gastos com materiais	9.059	17.984	9.249	19.836
Outras despesas operacionais líquidas	40.617	100.047	32.323	75.398
Provisão para créditos de liquidação duvidosa líquida	18.001	45.927	10.752	23.071
Despesas com arrecadação bancária	3.885	7.782	4.241	8.636
Provisões para ações judiciais e regulatórias	5.345	11.954	5.284	9.027
Aluguéis e seguros	2.914	6.172	3.199	6.699
Perda na desativação e alienação de bens líquida	4.694	9.575	(511)	5.861
Taxas e contribuições	2.017	6.685	2.915	7.911
Outras	3.761	11.952	6.443	14.193
	<u>158.848</u>	<u>342.597</u>	<u>154.098</u>	<u>316.972</u>
Custo da operação	98.879	213.287	117.520	229.022
Despesas gerais e administrativas	17.333	37.819	18.770	39.519
Outras despesas operacionais	36.815	79.684	12.490	38.029
Despesas com vendas	5.821	11.807	5.318	10.402
	<u>158.848</u>	<u>342.597</u>	<u>154.098</u>	<u>316.972</u>

## 25. RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO

	2016		2015	
	2º Trimestre	Acumulado	2º Trimestre Reapresentado	Acumulado Reapresentado
Receitas	56.254	105.546	54.541	119.966
Aplicações financeiras	29.884	53.505	22.357	42.692
Encargos sobre conta de energia elétrica em atraso	24.197	50.017	17.577	33.503
Atualização monetária e cambial de CVA líquidas	-	-	9.937	38.578
Outras receitas financeiras	6.064	9.731	4.670	5.193
PIS/COFINS sobre receitas financeiras	(3.891)	(7.707)	-	-
Despesas financeiras	(87.623)	(176.156)	(87.932)	(180.896)
Juros sobre debêntures	(22.635)	(44.311)	(21.740)	(42.375)
Atualizações monetárias e cambiais líquidas	1.967	(18.565)	(11.404)	(53.278)
Atualização monetária e cambial de CVA líquidas	(9.567)	(295)	-	-
Juros sobre empréstimos com terceiros	(43.546)	(86.320)	(43.354)	(65.792)
Outras despesas financeiras	(13.842)	(26.665)	(11.434)	(19.451)
Total	<u>(31.369)</u>	<u>(70.610)</u>	<u>(33.391)</u>	<u>(60.930)</u>

## 26. 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 Informações Contábeis Intermediárias 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.

### Reconciliação do imposto de renda e contribuição social no resultado:

	30/06/2016				30/06/2015			
	Imposto de renda		Contribuição social		Imposto de renda		Contribuição social	
	2º trimestre	Acumulado	2º trimestre	Acumulado	2º trimestre	Acumulado	2º trimestre	Acumulado
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social	62.932	166.526	62.932	166.526	104.809	285.883	104.809	285.883
Aliquota nominal dos tributos	15%	15%	9%	9%	15%	15%	9%	9%
Aliquota adicional sobre o valor excedente a R\$ 240/ano	10%	10%	-	-	10%	10%	-	-
	(15.727)	(41.620)	(5.664)	(14.987)	(26.196)	(71.459)	(9.433)	(25.729)
Efeito das (adições) exclusões no cálculo do tributo								
Permanentes - despesas indutíveis e multas	(2.136)	(4.924)	(832)	(1.772)	(2.548)	(5.484)	(872)	(1.840)
Incentivos fiscais e outros	(59)	239	-	-	700	1.420	-	-
Imposto de renda e contribuição social no resultado	<u>(17.922)</u>	<u>(46.305)</u>	<u>(6.496)</u>	<u>(16.759)</u>	<u>(28.044)</u>	<u>(75.523)</u>	<u>(10.305)</u>	<u>(27.569)</u>
Imposto de renda e contribuição social correntes	983	(9.498)	310	(3.509)	(27.801)	(56.965)	(10.218)	(20.888)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(18.904)	(36.807)	(6.806)	(13.250)	(243)	(18.558)	(87)	(6.681)
Total	<u>(17.921)</u>	<u>(46.305)</u>	<u>(6.496)</u>	<u>(16.759)</u>	<u>(28.044)</u>	<u>(75.523)</u>	<u>(10.305)</u>	<u>(27.569)</u>

## Tributos diferidos

	Balancos patrimoniais		Demonstrações do resultado e resultado abrangente			
	30/06/2016	31/12/2015	2016		2015	
			2º Trimestre	Acumulado	2º Trimestre	Acumulado
IR e CS sobre outras diferenças temporárias	73.639	97.870	(12.798)	(24.230)	13.239	1.899
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	20.461	27.329	(881)	(6.868)	3.815	9.291
Provisão para ações judiciais e regulatórias	75.969	71.288	1.942	4.682	332	2.177
Variação cambial / Provisão ganho/perda <i>hedge</i>	26.178	26.176	2	2	13.885	20.982
Provisão perda na desativação de ativos	-	9.430	(9.430)	(9.430)	2.051	(9.676)
Provisão efeito postergação tarifária	-	-	-	-	(6.173)	(15.856)
Contratos de concessão - marcação a mercado	(54.689)	(39.482)	(5.620)	(15.207)	(2.884)	(5.374)
Outras	5.720	3.129	1.189	2.591	2.213	355
Benefício fiscal do ágio incorporado Terraço	68.705	73.318	(2.307)	(4.613)	(2.962)	(5.923)
Benefício fiscal do ágio incorporado - Iberdrola	516.196	537.410	(10.605)	(21.214)	(10.607)	(21.214)
Subtotal - impacto no resultado do exercício	658.540	708.598	(25.710)	(50.057)	(330)	(25.238)
IR e CS diferidos sobre ajustes dos CPCs - Resultado abrangente	(1.309)	(827)	(241)	(482)	(447)	(894)
Plano de pensão	(1.309)	(827)	(241)	(482)	(447)	(894)
Total	657.231	707.771	(25.951)	(50.539)	(777)	(26.132)

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 30 de junho de 2016 é como segue: R\$ 31.390 em 2016, R\$ 56.967 em 2017, R\$ 56.760 em 2018 e R\$ 512.114 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.

## 27. PARTES RELACIONADAS

### 27.1 Partes relacionadas

A Companhia tem como controlador direto a Iberdrola Brasil S.A. e indireto a Iberdrola 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)		Duração	Indexador
	30/06/2016	31/12/2015	30/06/2016	30/06/2015		
<b>COMPRA DE ENERGIA</b>						
Energética Águas da Pedra S.A. <sup>(a)</sup>	930	1.143	(5.528)	(5.771)	Dez/2040	IPCA
Baguari   Geração de Energia Elétrica S.A. <sup>(a)</sup>	198	243	(1.176)	(1.228)	Dez/2039	IPCA
Goiás Sul Ger. de Energ. Elétric. S.A. - Goiandira <sup>(a)</sup>	70	86	(414)	(432)	Dez/2039	IPCA
Goiás Sul Ger. de Energ. Elétric. S.A. - Nova Aurora <sup>(a)</sup>	52	64	(311)	(324)	Dez/2039	IPCA
Rio PCH I S.A. - Pedra Garrafão <sup>(a)</sup>	36	45	(216)	(225)	Dez/2038	IPCA
Rio PCH I S.A. - Pirapetininga <sup>(a)</sup>	36	45	(216)	(225)	Dez/2038	IPCA
Teles Pires <sup>(a)</sup>	1.595	1.760	(8.290)	(2.948)	Dez/2044	IPCA
UHE Belo Monte <sup>(a)</sup>	-	330	-	(154)	Dez/2044	IPCA
Elektro Comercializadora de Energia Ltda. <sup>(a)</sup>	100	78	(560)	(478)	Dez/2017	IGP-M
<b>Total</b>	<b>3.017</b>	<b>3.794</b>	<b>(16.711)</b>	<b>(11.785)</b>		
<b>SERVIÇOS ADMINISTRATIVOS</b>						
Elektro Comercializadora de Energia Ltda. <sup>(a)</sup>	(31)	(31)	186	171	Indeterminado	IGP-M
Iberdrola Brasil S.A. <sup>(c)</sup>	690	1.000	(690)	(500)	Out/2016	IGP-M
Amara Brasil Ltda. <sup>(d)</sup>	383	546	(1.929)	(2.481)	Ago/2018	IPCA
<b>Total</b>	<b>1.042</b>	<b>1.515</b>	<b>(2.433)</b>	<b>(2.810)</b>		

(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.

## 27.2 Remuneração da administração

A remuneração total da Administração da Companhia para o trimestre e o semestre findos em 30 de junho de 2016, está abaixo apresentada:

	2016		2015	
	2º Trimestre	Acumulado	2º Trimestre	Acumulado
Benefícios de curto prazo <sup>(a)</sup>	1.561	3.303	1.479	3.568
Outros benefícios de curto prazo e pós - emprego <sup>(b)</sup>	491	1.974	467	1.694
<b>Total</b>	<b>2.053</b>	<b>5.278</b>	<b>1.946</b>	<b>5.262</b>
Benefícios de longo prazo <sup>(c)</sup>	1.388	13.884	4.165	13.749
<b>Total</b>	<b>1.388</b>	<b>13.884</b>	<b>4.165</b>	<b>13.749</b>

(a) Compostos por ordenados e salários;

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

(c) Composto pelo Plano de Incentivo de Longo Prazo.

Adicionalmente, a Companhia possui plano de suplementação de aposentadoria mantido junto à Fundação CESP e oferecido aos seus empregados, inclusive administradores (vide nota 19.1). Em 30 de junho de 2016, o valor das contribuições referente aos benefícios dos administradores foi de R\$ 183 (R\$ 171 em 30 de junho de 2015).

## 28. 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 2016 a 31 de maio de 2017, 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	1.073.395	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

## 29. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GERENCIAMENTO DE RISCOS

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

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

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

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

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

**Ativo indenizável (concessão):** vide nota 11.1. Nível hierárquico 2.

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

A marcação a mercado destas operações utiliza a estrutura de curva de *spread* de crédito, mapeando para as datas futuras de realização das operações as penalidades de crédito referente ao emissor do instrumento, respeitando os respectivos parâmetros contratuais.

Para contratos vinculados a projetos específicos do setor, obtidos junto aos fundos geridos pela 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 13. 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, descontando esse fluxo por taxas estimadas de mercado e considerando seu *spread* de crédito. Os derivativos a elas vinculados, por sua vez, foram considerados instrumentos de *hedge*. Nível hierárquico 2.

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

**Debêntures:** Estão avaliadas e registradas pelo método do custo amortizado, seguindo os termos das respectivas escrituras de emissão, representando o valor captado líquido dos respectivos custos da emissão, atualizado pelos juros efetivos da operação e os pagamentos realizados no período. O valor de mercado das debêntures da 5ª e 6ª Emissão, conforme quadro abaixo, é calculado segundo metodologia de fluxo de caixa descontado, com base na taxa de juros da 6ª Emissão de debêntures da Elektro definida no processo de *bookbuilding*, utilizada como melhor estimativa para essas operações. As

debêntures foram classificadas como “passivos financeiros não mensurados ao valor justo” e o valor de mercado demonstrado é informativo. Para a 6ª Emissão de Debêntures, como não temos acesso às taxas negociadas, o valor de mercado é o mesmo registrado no processo de *bookbuilding* (valor contábil). Nível hierárquico 2.

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

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

Ativo	30/06/2016			Classificação
	Valor contábil	Valor de mercado	Avaliação	
Caixa e equivalentes de caixa	893.945	893.945	Valor justo	Mantido para negociação
Consumidores, parcelamentos de débitos e supridores	1.043.242	1.043.242	Custo amortizado	Empréstimos e recebíveis
Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	704.523	704.523	Custo amortizado	Empréstimos e recebíveis
Instrumento financeiro derivativo	142.361	142.361	Valor justo	Instrumento de <i>Hedge</i>
Caução de fundos e depósitos vinculados	9.090	9.090	Custo amortizado	Empréstimos e recebíveis
Ativo indenizável (concessão)	1.006.652	1.006.652	Valor justo	Disponível para venda
<b>Total ativo</b>	<b>3.799.813</b>	<b>3.799.813</b>		
<b>Passivo</b>				
Fornecedores e supridores de energia elétrica	(375.204)	(375.204)	Custo amortizado	Passivos não mensurados a valor justo
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional*	(553.733)	(553.525)	Custo amortizado	Passivos não mensurados a valor justo
Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira*	(1.060.059)	(1.060.059)	Valor justo	Objeto de <i>Hedge</i>
Debêntures*	(1.141.214)	(1.180.667)	Custo amortizado	Passivos não mensurados a valor justo
Arrendamento mercantil	(13.053)	(13.053)	Custo amortizado	Passivos não mensurados a valor justo
Valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros	(832.990)	(832.990)	Custo amortizado	Passivos não mensurados a valor justo
<b>Total passivo</b>	<b>(3.976.253)</b>	<b>(4.015.498)</b>		

\* 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 (vide nota 13).

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 7).

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 24 de junho de 2016: 12,13%, 6,10% e 5,98% para CDI, IGP-M e IPCA, respectivamente, e a variação da TJLP de 7,50% divulgada pelo Conselho Monetário Nacional, (ii) elevação dos índices projetados atuais em 25%, e (iii) elevação dos índices projetados atuais em 50%.

Instrumentos	Exposição <sup>(a)</sup>	Risco	Cenário Provável	Elevação do índice em 25%	Elevação do índice em 50%
Aplicações Financeiras	890.119	Variação CDI	107.927	134.909	161.890
Debêntures - 5ª Emissão 1ª Série	(42.198)	Variação CDI	(5.117)	(6.396)	(7.675)
Empréstimo <sup>(b)</sup>	1.060.059	Variação CDI	(111.364)	(139.205)	(167.046)
Instrumentos Financeiros Derivativos (BEI e 4131)	(142.361)	Variação CDI	16.425	20.531	24.638
Debêntures - 6ª Emissão 1ª Série	229.329	Variação CDI	(27.806)	(34.758)	(41.709)
	1.994.948		(19.935)	(24.918)	(29.902)
Ativo Indenizável <sup>(c)</sup>	1.006.652	Variação IPCA	60.198	75.247	90.297
Debêntures - 5ª Emissão 2ª Série	(270.890)	Variação IPCA	(16.199)	(20.249)	(24.299)
Debêntures - 6ª Emissão 2ª Série	(139.121)	Variação IPCA	(8.319)	(10.399)	(12.479)
Debêntures - 6ª Emissão 3ª Série	(460.478)	Variação IPCA	(27.537)	(34.421)	(41.305)
Financiamentos - Finep 5º Ciclo	(7.856)	Variação TJLP	(589)	(737)	(884)
Financiamentos - BNDES	(460.907)	Variação TJLP	(34.568)	(43.210)	(51.852)
Redução (Aumento)			(46.949)	(58.687)	(70.424)

<sup>(a)</sup> Considerado apenas instrumentos financeiros pós fixados.

<sup>(b)</sup> 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.

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

### Risco de crédito

A Companhia reconhece como inadimplência qualquer conta em atraso a partir de um dia após a data do seu vencimento. Em 30 de junho de 2016, o saldo do contas a receber vencido apresentou aumento em R\$ 34.013 quando comparado com 31 de dezembro de 2015. O índice de inadimplência no encerramento do período foi de 4,9%<sup>(1)</sup> (4,6% em 31 de dezembro de 2015).

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) atuação na cobrança de contas em atraso pela Central de Relacionamento com Cliente; (v) cobrança judicial e (vi) protesto de clientes junto aos cartórios. Além disso, todas as ações de cobrança são pautadas por um modelo estatístico que avalia a propensão de um cliente ao não pagamento, permitindo adotar estratégias diferenciadas de acordo com o perfil de cada cliente. Adicionalmente, a Companhia 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.

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

### Risco da revisão e do reajuste das tarifas de fornecimento

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

Em caso de evento imprevisível que venha a afetar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, incluindo alterações na legislação tributária, poderá a Elektro 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**

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

A ANEEL, no final de 2014, com o objetivo de equalizar os custos da energia comprada pelas empresas distribuidoras de energia, propôs uma realocação das cotas de energia proveniente das geradoras que possuem um preço médio menor e que tiveram seus contratos de concessão prorrogados nos termos da Lei nº 12.783/2013, alterando, a partir de janeiro de 2015, os montantes contratados de cada distribuidora. Entretanto, o montante recebido pela Elektro foi maior do que a necessidade de compra da Companhia, fato este que contribuiu significativamente para um excesso de energia contratada.

Com o intuito de evitar um desequilíbrio econômico-financeiro para as empresas do setor de distribuição, a ANEEL, através da Resolução Normativa nº 706 de 1º de abril de 2016, informou que o efeito desta realocação de cotas será considerado como involuntário, ou seja, terá a respectiva cobertura tarifária.

Concomitante à questão das cotas, o impacto da queda no consumo de energia em decorrência do cenário econômico desfavorável também contribuiu para que as empresas apresentem um cenário de exposição. Este tema tem sido tratado pelas distribuidoras através de sua associação (ABRADEE) no âmbito do Ministério de Minas e Energia - MME e ANEEL, para endereçamento apropriado de forma a mitigar possíveis impactos para o setor.

Outro aspecto relacionado ao tema são os baixos preços praticados no mercado livre de compra de energia comparativamente às tarifas praticadas no mercado regulado, o que gerou um aumento na migração de clientes para o ambiente livre. Originalmente, a parcela de energia correspondente aos consumidores que migraram na condição de clientes especiais (clientes com demanda contratada entre 0,5 e 3 MW) não podia ser deduzida do total de energia contratada pelas distribuidoras, o que contribuiu para o cenário atual.

Em 21 de junho de 2016, como resultado parcial da Resolução Normativa nº 726/2016, a ANEEL alterou a regulamentação vigente, permitindo a dedução da energia contratada relativa ao consumo dos clientes especiais que migrarem para o mercado livre nos contratos que forem firmados após a decisão em questão.

O reconhecimento da sobrecontratação involuntária dos montantes que não puderam ser deduzidos deverá ser tratado individualmente por cada distribuidora com a ANEEL, que irá avaliar cada caso. Essas alterações representam um avanço nas discussões das distribuidoras junto ao regulador, que tem atuado em busca de um tratamento adequado quanto à mitigação dos impactos nas distribuidoras.

A Companhia tem até o encerramento do ano de 2016 para concluir e endereçar todos os pontos relacionados à sobrecontratação, visando assegurar que haja cobertura tarifária integral para estes eventos.

## **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 123 subestações (SE) automatizadas, a automação do comando e supervisão remota de 1985 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 158 sistemas de recomposição automática '*Self Healings*', que restabelecem 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 387 mil 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, como a instalação de 458 disjuntores e a instalação de 3,0 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 de suas capacidades de armazenamento. Devido à baixa afluência ocorrida ao longo de 2014, inclusive no período chuvoso, os reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste apresentaram níveis críticos de armazenamento (aproximadamente 19,3% da capacidade). Ao longo de 2015 e do primeiro semestre de 2016 houve recuperação gradativa dos níveis de armazenamento dos reservatórios e, em junho de 2016, esses níveis atingiram 56,8% da capacidade total, o que elimina, portanto, o risco de racionamento para este ano.

### Índices financeiros

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

Índices	Variação % acumulada nos períodos	
	30/06/2016	30/06/2015
Taxa de câmbio R\$/US\$ <sup>(1)</sup>	3,2098	3,1026
Valorização (desvalorização) do Real frente ao Dólar	-17,80%	-16,81%
IGP-M	5,91%	4,33%
IPCA	4,54%	6,17%
TJLP	3,68%	2,83%
Selic	6,73%	5,94%
CDI	6,72%	5,92%

(1) Cotação em 30 de junho de 2016.

### 30. EVENTOS SUBSEQUENTES

Em 1º de julho de 2016, depois de cumpridas todas as condições precedentes previstas no contrato de financiamento assinado em dezembro de 2015 com o Banco Europeu de Investimento (BEI), a Companhia obteve o desembolso da primeira parcela no montante de R\$ 180.150. Essa operação possui prazo de vencimento de 11 anos, pagamento de juros semestrais e 3 (três) anos de carência para pagamento do principal. Na mesma data, foi contratada uma operação de “Swap” com o mesmo fluxo de liquidação do financiamento, que tem como objetivo eliminar o risco de variação cambial da captação em moeda estrangeira, resultando, assim, em uma operação denominada em moeda nacional atrelada à variação dos Certificados de Depósitos Bancários (CDI) com um custo final de 76,5% do CDI.

**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 30 DE JUNHO DE 2016**

**PRESIDENTE**

ARMANDO MARTÍNEZ MARTÍNEZ

**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