

RESULTADOS E DESEMPENHO - 1º SEMESTRE DE 2014

Resultados Econômico-Financeiros (R\$ milhões)	1S 2014	1S 2013	Variação ⁽¹⁾	Variação %
Receita Líquida	1.993,3	1.670,4	322,9	19,3%
EBITDA	145,4	224,8	-79,4	-35,3%
Margem EBITDA	7,3%	13,5%	-6,2 p.p.	-45,9%
Lucro Líquido	11,0	72,3	-61,3	-84,8%
Dívida Líquida	1.459,2	937,6	521,6	55,6%
Investimentos	132,7	127,2	5,5	4,3%
Volume de fornecimento (GWh)	6.513,5	6.197,1	316,4	5,1%
Consumo de energia na área de concessão (GWh)	8.485,1	8.171,0	314,1	3,8%

Outros Resultados	jun/14	jun/13	Variação	Variação %
Clientes (milhares)	2.402	2.334	68	2,9%
DEC (horas)	8,31	9,02	-0,71	-7,9%
FEC (interrupções)	4,91	5,12	-0,21	-4,1%
Perdas de Distribuição ⁽²⁾	7,38%	7,35%	0,03 p.p.	0,4%
Rating corporativo (Standard & Poor's)	brAAA	brAAA	-	-

(1) Em milhões de Reais, exceto onde indicada outra unidade de medida.

(2) Este indicador não contempla o valor das perdas nas Demais Instalações de Transmissão (DITs), que passou a ser contabilizado desde set/12 pela CCEE como perdas das distribuidoras. Caso incluído este efeito, o índice de perdas de jun/14 da Elektro seria de 9,92% – ver item 12.2. – Perdas de Distribuição.

SUMÁRIO

1. A ELEKTRO E O MERCADO DE CAPITAIS.....	3
2. RELAÇÕES COM INVESTIDORES.....	3
3. AMBIENTE ECONÔMICO.....	3
4. CENÁRIO DO SETOR ELÉTRICO E AMBIENTE REGULATÓRIO	5
4.1. Reajuste Tarifário	5
4.2. Lei 12.783/13 e Decretos nº 7.891/13, nº 8.203/14 e 8.221/14	6
4.3. 4º Ciclo de Revisão Tarifária	7
5. DESEMPENHO COMERCIAL.....	8
5.1. Fornecimento de Energia e Uso do Sistema de Distribuição.....	8
5.2. Segmentação do Fornecimento de Energia.....	11
5.3. Contratos de Compra de Energia.....	11
6. RESULTADOS.....	13
6.1. Resultado ajustado	15
6.2. Dividendos e Juros sobre Capital Próprio	17
7. ESTRUTURA DE CAPITAL	18
7.1. <i>Covenants</i> Financeiros	19
8. CLASSIFICAÇÃO DE RISCO	20
9. POLÍTICA DE UTILIZAÇÃO DE INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS	20
10.FLUXO DE CAIXA.....	21
11.INVESTIMENTOS E MODERNIZAÇÃO.....	22
12.DESEMPENHO OPERACIONAL	23
12.1. DEC e FEC.....	23
12.2. Perdas de Distribuição.....	24
13.RECONHECIMENTO.....	24

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 2014, 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 30/06/2014						
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%
Total	91.880.972	100,00%	101.878.293	100,00%	193.759.265	100,00%
<i>Participação sobre o total de Ações</i>		<i>47,42%</i>		<i>52,58%</i>		<i>100,00%</i>

A política atualmente praticada pela Elektro para distribuição de dividendos e juros sobre capital próprio aos seus acionistas é de 100% do lucro (disponível¹) 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, pelo endereço eletrônico ri@elektro.com.br ou pelo telefone (19) 2122-1487.

3. AMBIENTE ECONÔMICO

O segundo trimestre de 2014 foi marcado pela manutenção da atividade internacional verificada no primeiro trimestre, com estabilidade econômica e contínua recuperação dos indicadores macroeconômicos.

Nos Estados Unidos, os dados de mercado de trabalho apresentaram melhora em comparação com os resultados do primeiro trimestre. A taxa de desemprego reduziu de 6,7% em março para 6,2% em julho e o nível de salários continua estável. Por outro lado, a inflação seguiu abaixo da meta oficial americana de 2,0%. Diante desse cenário, o *Federal Reserve* (“FED”), Banco Central norte-americano, optou por manter o nível atual das taxas de juros entre 0,00% e 0,25%, postergando possíveis aumentos somente para o início de 2015 e anunciou que em outubro deste ano encerrará a atual política de estímulos financeiros iniciada em novembro de 2008, que já injetou cerca de US\$ 4 trilhões na economia americana.

No Brasil o trimestre foi marcado pela desaceleração do crescimento econômico, o que fez com que o governo anunciasse medidas de estímulo ao crescimento, tais como a desoneração da folha de pagamentos de alguns setores da economia, como linha branca e automóveis, manutenção da taxa de juros e política de incentivo ao crédito. O PIB no primeiro trimestre cresceu 0,2% em relação ao trimestre anterior, um aumento de 1,9% em relação ao mesmo período de 2013.

¹ 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 imediatamente em lucros ou prejuízos acumulados e apresentados na Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido.

Segundo dados divulgados pelo MDIC (Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio) as exportações brasileiras somaram US\$ 114,8 bilhões no primeiro semestre de 2014, o que representou uma redução de 2,2% sobre o mesmo período do ano anterior, quando registraram US\$ 119,2 bilhões. As importações por sua vez, totalizaram US\$ 115,9 bilhões, com retração de 3,5% em relação ao mesmo período de 2013 (US\$ 122,1 bilhões). Dessa forma, a balança comercial apresentou déficit de US\$ 1,2 bilhão no período.

O déficit na Balança Comercial foi compensado pelo aumento no fluxo de capitais para o país, resultado da política monetária atual e programa de oferta de *swaps* cambiais que será mantido pelo menos até o fim de 2014, ampliando a captação de recursos das empresas no mercado internacional. O estoque dessas operações já passa de US\$ 89 bilhões. Assim, o fluxo cambial ficou positivo em US\$ 2,5 bilhões. No acumulado de janeiro a junho de 2014, a moeda brasileira apresentou valorização de 5,98% frente ao dólar norte-americano, cotada a R\$ 2,2025/US\$ em 30 de junho, contra uma desvalorização de 8,42% no mesmo período de 2013, quando era cotada a R\$ 2,2156/US\$, o que representou uma valorização cambial de 1,3% nos últimos 12 meses.

Em relação ao Índice Geral de Preços ao Mercado (IGP-M), o indicador registrou inflação de 2,45% no primeiro semestre de 2014, avançando 0,7 pontos percentuais em relação ao mesmo período de 2013, quando registrou 1,75%. No comparativo mensal, em junho o indicador apresentou recuo 0,74% frente ao mês anterior. O recuo no indicador mensal deve-se à queda de preços no setor atacadista e menor ritmo de inflação no varejo e construção civil.

O Índice Geral de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) fechou o semestre em 3,75%, 0,6 ponto percentual acima do ano anterior (3,15%), no comparativo mensal, em junho o indicador recuou pelo terceiro mês consecutivo (0,26% em junho frente a 0,42% em maio). A desaceleração deve-se à deflação no grupo de *commodities* agrícolas. Na contramão, as diárias de hotéis e passagens aéreas sofreram altas significativas com o efeito da Copa do Mundo.

Com relação à política monetária, em decorrência do nível da taxa de câmbio e inflação, o Comitê de Política Monetária (Copom) encerrou o movimento de elevação da taxa Selic, iniciado em abril de 2013, e sinaliza a manutenção da taxa em 11,00% a.a. até o fim de 2014. A Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), por sua vez, continuou em 5,00% a.a. e será mantida nesse patamar no próximo trimestre.

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

Indicadores	Variação Acumulada		
	1S 2014	1S 2013	Variação
Taxa de Câmbio R\$/US\$ (*)	2,2025	2,2156	-0,0131
Valorização / (desvalorização) cambial - real em relação ao dólar	5,98%	-8,42%	14,4 p.p.
IGP-M (Índice Geral de Preços do Mercado)	2,45%	1,75%	0,7 p.p.
IPCA (Índice de Preços ao Consumidor Amplo)	3,75%	3,15%	0,6 p.p.
CDI (Certificado de Depósitos Interbancários)	5,18%	3,57%	1,61 p.p.
TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo)	2,53%	2,47%	0,06 p.p.

(*) Cotação no encerramento do período.

4. CENÁRIO DO SETOR ELÉTRICO E AMBIENTE REGULATÓRIO

O primeiro semestre de 2014 foi marcado pela continuidade do baixo índice de chuvas na região sudeste, confirmando um cenário de escassez que se configura desde o último trimestre de 2012. Como consequência, houve a elevação significativa dos custos de energia, cujos efeitos impactam temporariamente os resultados das distribuidoras de energia.

Os principais efeitos deste cenário climático adverso foram (i) insuficiência de recursos hídricos desde o final de 2012, fundamentais para geração de energia via fontes hidráulicas e que possuem custos menores, (ii) elevação do preço da energia no mercado *spot* aos maiores níveis históricos (R\$ 822,32/MWmed) e (iii) necessidade de aumento no despacho térmico, de forma a garantir o suprimento de energia no país.

Parte deste aumento de custos foi compensado através de repasses governamentais, com recursos do Tesouro Nacional via Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”) e também por meio de Conta no Ambiente de Contratação Regulada (“Conta ACR”) com participação de instituições financeiras. Até junho de 2014, foram repassados R\$ 11,2 bilhões ao setor elétrico. Os recursos cobriram os custos de janeiro a março de 2014 e, parcialmente, os custos de abril de 2014. Para os meses subsequentes, o setor receberá aporte adicional no valor de R\$ 6,6 bilhões, cobrindo, inclusive, os custos de maio a junho.

De acordo com a regulação vigente, os custos não cobertos pela CDE ou Conta ACR e também não contemplados pela cobertura tarifária atual, compõem a conta de Ativos Regulatórios, cujo montante será repassado para as distribuidoras durante os processos tarifários subsequentes. Em decorrência da não cobertura total dos custos e da impossibilidade de reconhecimento dos Ativos Regulatórios, de acordo com as normas IFRS, a Elektro teve seu resultado temporariamente impactado.

Caso os Ativos Regulatórios fossem passíveis de registro, o EBITDA atual passaria de R\$ 145,4 milhões para R\$ 426,7 milhões (acréscimo de R\$ 281,3 milhões), comparado com R\$ 366,6 milhões no mesmo período de 2013, o que significaria um crescimento de 16,4%. Já o Lucro Líquido passaria de R\$ 11,0 milhões para R\$ 196,7 milhões (aumento de R\$ 185,7 milhões), frente a R\$ 165,9 milhões no mesmo período de 2013, implicando em um crescimento de 18,6%, motivado pelos efeitos mencionados anteriormente, o que reflete o real desempenho financeiro e operacional da Elektro.

Com o objetivo de garantir a liquidez financeira durante este momento de descasamento de caixa até a recomposição pelo reajuste tarifário, bem como manter o nível de investimento planejado, a companhia captou, de forma preventiva, recursos no mercado financeiro a taxas atrativas. Em junho de 2014, foram captados R\$ 400 milhões ao custo médio de 103,7% do CDI por meio de linha de capital de giro em moeda estrangeira, via Lei 4131 (vide mais detalhes do empréstimo no item 7 deste relatório).

4.1. Reajuste Tarifário

O Contrato de Concessão estabelece que a Elektro deve passar pelo processo de Revisão Tarifária a cada quatro anos, ou Revisões Tarifárias Extraordinárias a qualquer tempo, além de reajustes anuais entre os anos de revisões, sendo 27 de agosto a data de atualização de suas tarifas.

Em 24 de janeiro de 2013 a Aneel promoveu uma Revisão Tarifária Extraordinária envolvendo todas as distribuidoras do Brasil, na qual as tarifas da Elektro foram reduzidas, em média, em 20,34%. Esta redução ocorreu no intuito de contemplar os efeitos decorrentes da Lei 12.783/13, descrita adiante, e não apresentou efeito na Margem Operacional, já que implicou apenas em ajuste dos custos não gerenciáveis (Parcela A).

Em 27 de agosto de 2013 ocorreu o Reajuste Tarifário da Elektro, homologado pela Resolução nº 1.591 de 20 de agosto de 2013. O reajuste resultou em uma elevação média das tarifas de 8,9%. Este percentual contempla, dentre outros: (i) correção da parcela B por IGP-M; (ii) atualização dos custos de energia comprada de geradoras; e (iii) devolução de um terço do componente financeiro referente à postergação da Revisão Tarifária de 27 de agosto de 2011 para 27 de agosto de 2012, atualizado pela Selic, no valor de R\$ 90,7 milhões. A devolução de um terço desses valores já foi realizada por meio das tarifas praticadas desde 27 de agosto de 2012 até 26 de agosto de 2013 e o saldo remanescente será devolvido para os consumidores por meio das tarifas com vigência a partir de 27 de agosto de 2014.

Está previsto para 27 de agosto de 2014 o próximo Reajuste Tarifário da Elektro, quando a Aneel ajustará os valores dos custos não gerenciáveis (Parcela A), com vigência para os 12 meses subsequentes.

4.2. Lei 12.783/13 e Decretos nº 7.891/13, nº 8.203/14 e 8.221/14

O Governo Federal oficializou por meio da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a redução nos encargos de energia elétrica (o que resultou na Revisão Tarifária Extraordinária já mencionada, aplicada em 24 de janeiro de 2013) e as regras para renovação das concessões de Geração, Transmissão e Distribuição vincendas entre 2015 e 2017. Esta Lei permitiu àqueles concessionários a possibilidade de prorrogar suas concessões pela antecipação dos contratos mediante condições específicas previamente estabelecidas.

Para as concessões de Geração e Transmissão, a condição definida pelo Governo é que ativos não amortizados e não depreciados seriam indenizados tendo por base o denominado Valor Novo de Reposição (VNR), e as tarifas a partir de então contemplariam os custos de Operação e Manutenção (O&M) desses ativos. Adicionalmente, a Lei também desobrigou as distribuidoras do recolhimento da RGR (Reserva Global de Reversão), transferiu as necessidades da CCC (Conta de Consumo de Combustíveis) para a CDE (Conta de Desenvolvimento Energético) e reduziu em 2013 o valor da cota da CDE para as distribuidoras em 75%, sendo que para compensar estas alterações, a CDE passou a receber aportes adicionais do governo. Para as concessionárias de Distribuição também haveria condições específicas a serem estabelecidas pela Aneel em contrato de concessão ou termo aditivo. A antecipação das prorrogações das concessões afetadas pela Lei 12.783/13 não causou impactos no contrato de concessão da Elektro, uma vez que este tem vigência até 2028.

Como resultado das novas regras estabelecidas pela Lei 12.783/13, algumas geradoras decidiram pela não renovação das concessões e a energia proveniente das concessões renovadas foi distribuída por meio de cotas, que, no entanto, não foram suficientes para suprir as necessidades de mercado de cada distribuidora. Além disso, houve a rescisão de contratos dos 6º e 7º leilões de energia nova devido à revogação da autorização de algumas usinas pela Aneel e atraso na operação comercial de outras usinas, com postergações de cronogramas aprovadas pela Aneel e/ou liminares judiciais concedidas para suspensão do início de suprimento dos CCEARs firmados. Desta forma, a insuficiência de contratos fez com que as distribuidoras tivessem que comprar esta diferença de energia no mercado de curto prazo, a custos elevados.

Somam-se a isso as condições hidroenergéticas desfavoráveis desde o último trimestre de 2012 até o primeiro semestre de 2014, quando os níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas atingiram os menores patamares, levando ao despacho das usinas térmicas, cujos preços são bem mais elevados. Cita-se ainda o início da contabilização pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) das perdas nas Demais Instalações de Transmissão (DITs) para as Distribuidoras de Energia Elétrica a partir de setembro de 2012, dentre elas a Elektro, o que resultou em maior necessidade de energia, cujo volume foi suprido por compras no mercado de curto prazo.

No intuito de amenizar os impactos no caixa e no resultado das Distribuidoras o governo tomou diversas medidas, dentre elas a emissão, em 23 de janeiro de 2013, do Decreto nº 7.891/13, que orientou a utilização dos recursos da CDE para compensar os descontos aplicados nas tarifas praticadas para algumas classes de consumidores. Em 7 de março de 2013 foi publicado o Decreto 7.945/13, alterando do Decreto 7.891/13 ao incluir a possibilidade de repasses de recursos de CDE para neutralizar a exposição das concessionárias de distribuição no mercado de curto prazo, decorrente da alocação das cotas e da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica, e cobrir o custo adicional para as concessionárias de distribuição decorrente do despacho de usinas termelétricas acionadas em razão de segurança energética durante o ano de 2013.

Em junho de 2013 ocorreu o leilão A-0 de energia existente, com intuito de suprir a exposição involuntária das distribuidoras decorrente do cancelamento do leilão A-1 previsto para dezembro de 2012 e insuficiência na distribuição de cotas. No entanto, devido à falta de oferta de energia neste leilão, a necessidade de energia declarada pela Elektro foi integralmente frustrada. Em dezembro de 2013 ocorreu novo leilão (A-1) de energia para início de suprimento em janeiro de 2014. Neste novo leilão, a

Elektro conseguiu adquirir cerca de 50% da energia declarada para 2014 (288,6 MWmed), com preços médios de contrato 37% superiores aos vigentes e acima do previsto na tarifa, o que contribuiu para a pressão sobre os custos de energia, seja pela manutenção da exposição involuntária ao mercado *spot*, seja pelos maiores preços da energia contratada.

Em 7 de março de 2014, foi publicado o Decreto nº 8.203/14, que alterou novamente o Decreto 7.891/13. O novo decreto orientou a utilização dos recursos da CDE para neutralizar também a exposição involuntária decorrente da compra frustrada no leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes realizado em dezembro de 2013. O repasse destes recursos referiu-se apenas à competência de janeiro de 2014 e o montante repassado para a Companhia, conforme Despacho Aneel nº 515/14, foi de R\$ 100,1 milhões.

Ainda atuando de forma a reduzir os impactos informados anteriormente, em 1º de abril de 2014 foi publicado o Decreto nº 8.221/14 que define a criação pela CCEE da Conta no Ambiente de Contratação Regulada – CONTA-ACR com a destinação de cobrir, total ou parcialmente, as despesas de exposição involuntária no mercado de curto prazo e despacho de térmicas vinculadas a CCEARs, na modalidade por disponibilidade. As despesas cobertas referem-se ao período de fevereiro a dezembro de 2014. Assim, em agosto de 2014 a Companhia havia recebido R\$ 730,7 milhões para a cobertura de custos, dos quais R\$ 305,2 milhões foram repassados no mês de abril (referente a fevereiro de 2014), conforme Despacho Aneel nº 1.256/14, e R\$ 274,9 milhões foram repassados em maio (referente a março de 2014), conforme Despacho Aneel nº 1.443/14, posteriormente, R\$ 150,6 milhões em 09 de junho (cobrindo parcialmente os custos de abril de 2014), conforme Despacho Aneel nº 1.696/14.

Adicionalmente a Companhia possui um contas a receber em 30 de junho de 2014 no montante de R\$ 107,1 milhões, sendo R\$ 88,5 milhões referentes a maio de 2014, conforme Nota Técnica 066/2014 e R\$ 18,6 milhões referentes a junho de 2014, conforme Despacho ANEEL nº 3.017/2014, os quais serão repassados em agosto de 2014, totalizando R\$ 837,8 milhões.

Assim, em 30 de junho de 2014, foi contabilizado na rubrica “Energia comprada para revenda”, como redutor de custos de energia, o montante de R\$ 938,0 milhões compensando parcialmente os impactos da alta dos custos de energia sobre os resultados da Companhia.

A Companhia entende que o direito legal dessa compensação de custos a receber em caixa já existia em 30 de junho de 2014, tendo em vista que, anteriormente, já havia diversos normativos e evidências, dentre as quais a Lei 10.438/02, Lei 12.783/13, Decreto 7.891/13, Decreto 7.945/13, e comunicados emitidos pelo Ministério da Fazenda e pelo Ministério de Minas e Energia, que suportavam o direito da Companhia de receber em caixa e no curto prazo tais valores de forma desvinculada de reajustes tarifários futuros.

Adicionalmente, em 30 de abril de 2014, ocorreu o 13º leilão de energia existente A-0, no qual a Elektro adquiriu 212 MWmed, o que contribuiu para redução da sua exposição involuntária ao mercado *spot* para o ano de 2014, conforme detalhado no item 5.3 deste Relatório. A Elektro deverá contratar a energia faltante ao longo de 2014, bem como o montante de reposição para 2015, em leilões e outros mecanismos de compra de energia disponíveis sendo que, independentemente do sucesso nestas contratações, a eventual exposição é considerada involuntária, portanto não implicará em penalidades e seu custo será repassado integralmente dentro dos processos tarifários subsequentes.

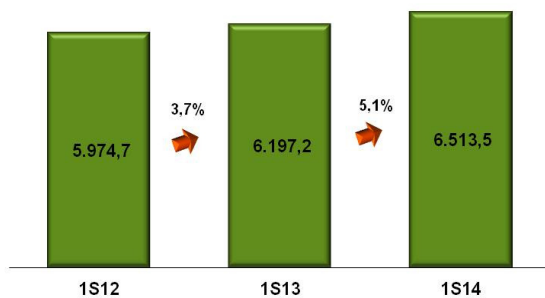
4.3. 4º Ciclo de Revisão Tarifária

Em 10 de junho a ANEEL abriu a 1ª Fase da Audiência Pública 023/2014, cujo objetivo é obter subsídios para o estabelecimento das metodologias e critérios gerais para as revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição de energia elétrica. A Elektro está acompanhando e realizando suas contribuições. Tão logo os resultados desta Audiência sejam publicados, a Elektro fará sua divulgação.

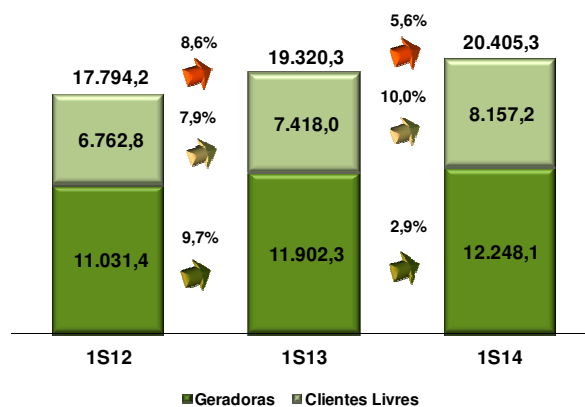
5. DESEMPENHO COMERCIAL

5.1. Fornecimento de Energia e Uso do Sistema de Distribuição

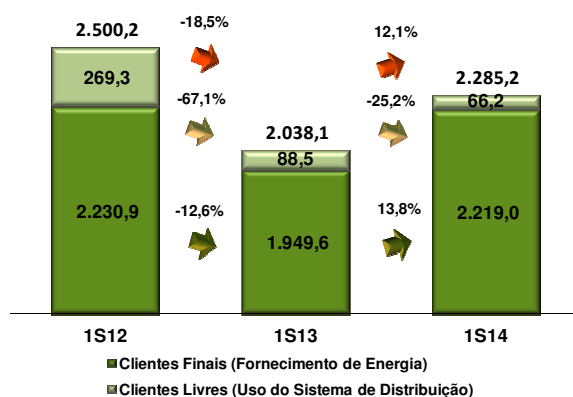
Volume de Fornecimento de Energia a Clientes Finais (GWh) (*)



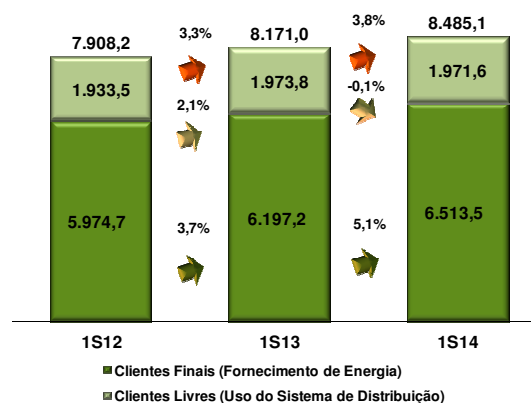
Soma das Demandas de Uso do Sistema de Distribuição por Clientes Livres e Geradoras (MW) (*)



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



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



(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

Fornecimento de Energia a Clientes Finais	GWh (*)		
	1S 2013	1S 2014	Var. %
Residencial	2.084,3	2.251,1	8,0%
Industrial	1.824,7	1.785,3	-2,2%
Comercial	1.195,5	1.300,2	8,8%
Rural	454,9	511,6	12,5%
Poder Público	157,6	169,1	7,3%
Iluminação Pública	220,0	231,2	5,1%
Serviços Públicos	260,1	264,9	1,8%
Total de Fornecimento de Energia a Clientes Finais	6.197,1	6.513,5	5,1%

Uso do Sistema de Distribuição por Clientes Livres e Geradoras	MW (*)		
	1S 2013	1S 2014	Var. %
Soma das Demandas de Uso do Sistema de Distribuição (1)	19.320,3	20.405,3	5,6%

Fornecimento de Energia a Clientes Finais	R\$ milhões		
	1S 2013	1S 2014	Var. %
Residencial	821,7	918,9	11,8%
Industrial	517,8	544,0	5,1%
Comercial	427,0	485,8	13,8%
Rural	95,0	117,4	23,6%
Poder Público	55,9	62,7	12,2%
Iluminação Pública	46,8	53,5	14,3%
Serviços Públicos	64,7	73,5	13,6%
Receita não Faturada (2)	(79,4)	(36,7)	-53,8%
Total de Fornecimento de Energia a Clientes Finais	1.949,5	2.219,0	13,8%

Uso do Sistema de Distribuição por Clientes Livres e Geradoras	R\$ milhões		
	1S 2013	1S 2014	Var. %
Soma das Demandas de Uso do Sistema de Distribuição (1)	88,4	66,2	-25,1%
Receita de Fornecimento de Energia + Uso do Sistema de Distribuição (R\$ milhões)	2.037,9	2.285,2	12,1%

(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

(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. Considerando que a contabilização da receita não faturada é o resultado líquido da provisão do mês corrente menos o estorno da provisão do mês anterior, e que esta estimativa tem como base um percentual sobre a receita faturada, o resultado do primeiro semestre de 2013 está impactado pela redução das tarifas a partir de 24 de janeiro de 2013.

Neste primeiro semestre a Elektro forneceu 6.513 GWh de energia elétrica a clientes finais, representando um aumento no consumo de 5,1% quando comparado ao mesmo período do ano anterior (6.197 GWh).

A temperatura mais elevada nos primeiros meses deste ano foi a principal responsável pela elevação do consumo das classes residencial e comercial, já que a sensação térmica registrada no período superou em quase 1,5º C a temperatura registrada no primeiro semestre de 2013. A classe residencial apresentou crescimento de 8,0% e a comercial 8,8% em comparação ao mesmo período do ano anterior.

O consumo cativo da classe industrial, por sua vez, apresentou redução de 2,2% no acumulado até junho deste ano quando comparado ao mesmo período de 2013. Considerando a totalidade dos clientes industriais, nos mercados livre e cativo, a classe apresentou redução no consumo de 1,1% na

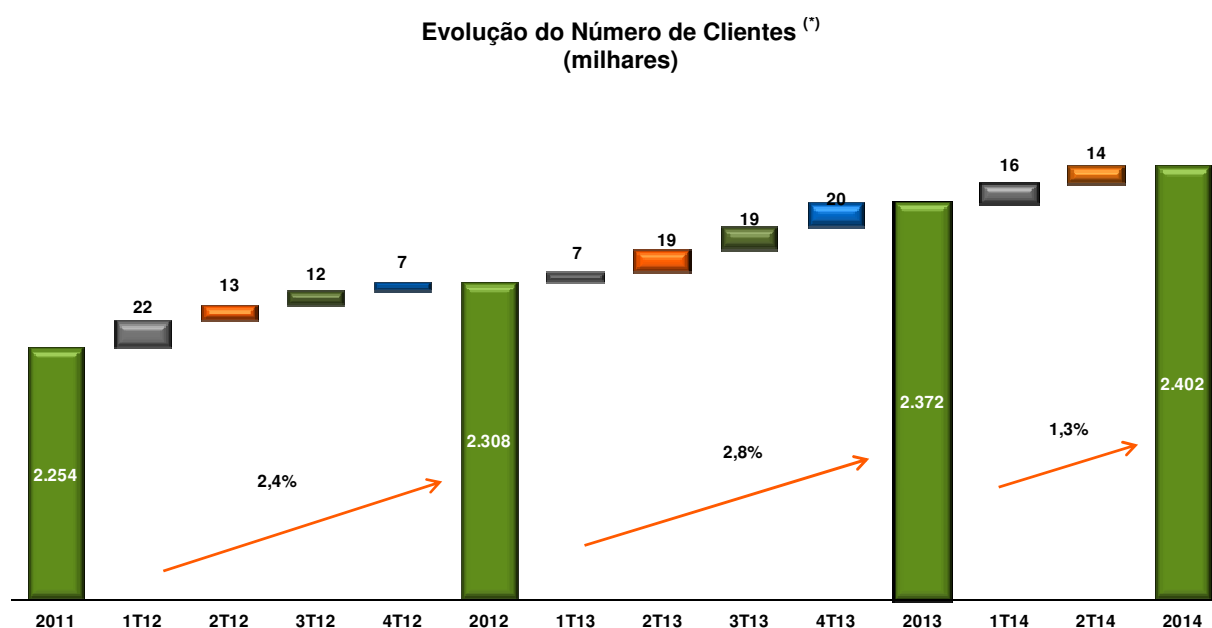
comparação de igual período. Esta variação está em linha com os dados da Produção Industrial, que segundo o IBGE apresentou redução de 2,6% no acumulado de janeiro a junho de 2014.

O consumo da classe rural cresceu 12,5% no acumulado de janeiro a junho, quando comparado ao mesmo período de 2013. Este crescimento é explicado pelo baixo índice de chuvas verificado nos primeiros meses do ano, resultando na maior utilização do sistema de irrigação por muitos dos clientes da área de concessão.

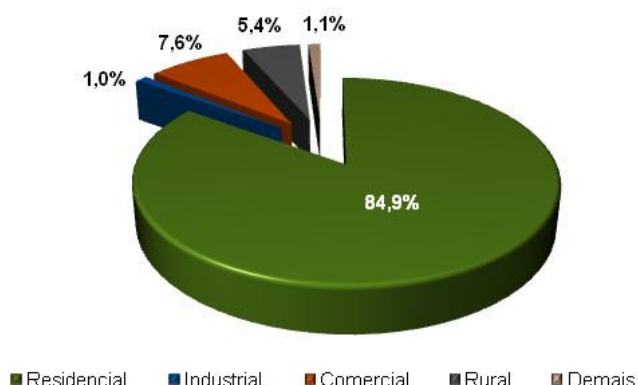
O crescimento das classes poder público de 7,3% e serviço público de 1,8% no primeiro trimestre de 2014, também sofreram os efeitos das altas temperaturas. O crescimento da classe serviço público foi impactado negativamente em 2014 devido a migração de um grande cliente para o mercado livre, o qual foi faturado parcialmente em 2013 como cliente cativo, elevando a base de comparação.

De janeiro a junho de 2014, o crescimento do mercado na área de concessão da Elektro foi de 3,8%. O consumo do mercado cativo cresceu 5,1% ao passo que dos clientes livres reduziu 0,1%. Em junho de 2014 a Elektro faturou 117 clientes no mercado livre, frente a 109 clientes faturados no mesmo período de 2013.

Em junho de 2014, foram atendidos 2,4 milhões de clientes, com incremento de 2,9%, representado por 69 mil novos clientes, quando comparado ao mês de junho de 2013. O crescimento vegetativo da população da área de concessão e, conseqüentemente, do número de domicílios ligados à rede elétrica, foram responsáveis pelo aumento na base de clientes da Elektro.



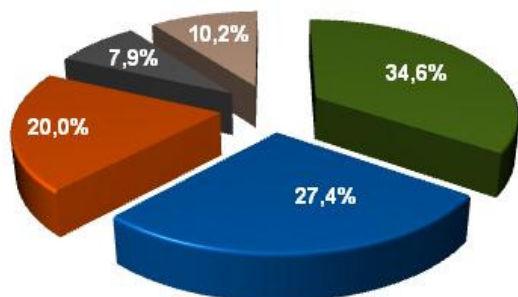
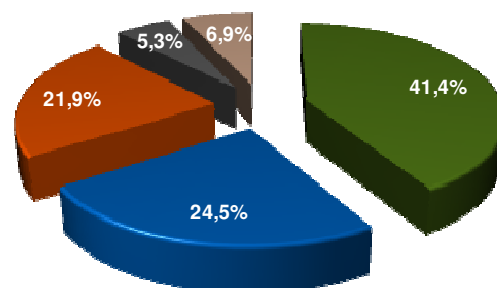
(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

Segmentação dos Clientes ^(*)
 (Total: 2,4 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 no primeiro semestre de 2014:

Volume de Fornecimento de Energia a Clientes Finais (6.513,5 GWh) ^(*)

Receita de Fornecimento de Energia a Clientes Finais (R\$ 2.219,0 milhões) ⁽¹⁾


■ Residencial ■ Industrial ■ Comercial ■ Rural ■ Demais

(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

(1) Inclui receita não faturada a clientes finais.

5.3. Contratos de Compra de Energia

Considerando as condições estabelecidas pelo atual marco regulatório para a contratação de energia pelas distribuidoras, principalmente por meio de leilões regulados pela Aneel, a Elektro participou ativamente de todos os mecanismos de compra de energia previstos na regulação para a contratação de sua necessidade de energia para 2014. Ainda assim, após os eventos descritos abaixo, a Elektro apresenta uma insuficiência contratual média anual de 9,3%² em 2014, que decorre da combinação dos seguintes efeitos:

² Poderá sofrer alteração em função dos efeitos das Liminares nº 0009500-90.2013.4.01.4100 e nº 5535-51.2014.01.0000/DF, respectivamente a favor do Consórcio Energia Sustentável do Brasil S/A(ESBR), responsável pela Usina UHE Jirau, e do Consórcio Santo Antônio Energia, responsável pela Usina UHE Santo Antonio.

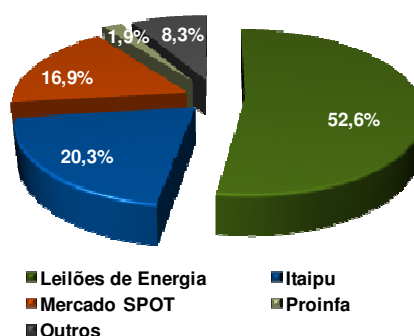
- (i) recontração parcial do volume de energia existente para os contratos que terminaram em dezembro de 2012 em virtude do cancelamento do Leilão A-1 previsto para 2012 e a insuficiência na distribuição das cotas compulsórias provenientes das usinas que aceitaram a renovação das concessões, conforme estabelecido na Lei nº 12.783/13 e Decreto nº 7.945/13;
- (ii) rescisão contratual dos CCEARs provenientes dos 6º e 7º leilões de energia nova devido à revogação da autorização das usinas pela Aneel;
- (iii) falta de oferta de energia por parte dos geradores no Leilão A-0, ocorrido em junho de 2013, que previa o suprimento de energia no período de julho de 2013 a junho de 2014;
- (iv) recontração parcial do volume de energia existente para os contratos que terminaram em dezembro de 2013 no Leilão A-1, ocorrido em 17 de dezembro de 2013;
- (v) atraso na entrada em operação comercial de alguns empreendimentos de geração, com consequente suspensão da obrigação contratual de suprimento dos CCEARs devido principalmente a liminares judiciais, mas também a determinações da Aneel;
- (vi) realização do Leilão A-0 em 30 de abril de 2014, com a aquisição de 212 MWmed a partir de maio de 2014, reduzindo o percentual de insuficiência contratual para este ano.

Conforme legislação vigente, esta exposição é considerada involuntária, portanto não implicará em penalidades e seu custo será repassado integralmente dentro dos processos tarifários.

Assim, no primeiro semestre de 2014 o suprimento de energia para a Elektro foi realizado (i) 52,6% por meio de contratos provenientes de Leilões de Energia no Ambiente Regulado, (ii) 20,3% da energia compulsória proveniente de Itaipu, (iii) 16,9% decorreram de compras no mercado *spot*, (iv) 1,9% provém de empreendimentos participantes do Programa de Incentivo a Fontes Alternativas (Proinfa), (v) 8,3% provenientes de outras fontes, tais como Contratos de Cotas decorrentes das novas regras estabelecidas pela Lei 12.783/13 e de também por compra de energia de Geração Distribuída.

O gráfico a seguir demonstra a composição do volume de compras de energia da Elektro no primeiro semestre de 2014:

Contratos de Compra de Energia (*)



(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes

Em 2014 e para os anos subsequentes, há ainda necessidade de contratação de energia decorrente da insuficiência contratual não suprida em 2013 e 2014, conforme motivos citados anteriormente. Conforme comentado, esta necessidade foi parcialmente suprida através do 13º Leilão de Energia Existente A-0, que ocorreu em 30 de abril de 2014, com a aquisição de 212 MWmed a partir de maio de 2014. Parte do volume necessário para atendimento do crescimento de mercado a partir de 2014 foi adquirida em leilões de anos anteriores e no 19º Leilão de Energia Nova A-3, que ocorreu em 06 de junho de 2014, com a aquisição de 5,77 MWmed. O restante deverá ser contratado através de leilões específicos a serem realizados a partir de 2014, conforme previsto na legislação vigente ou através de outros mecanismos de compra de energia disponíveis. Reafirma-se que independente do sucesso nestas

contratações, a exposição é considerada involuntária, portanto não implicará em penalidades e seu custo será repassado integralmente dentro dos processos tarifários subsequentes.

6. RESULTADOS

Demonstração de Resultados	1S 2014	1S 2013	1S 2014/1S 2013	
			Δ R\$	Δ %
Venda de Energia Clientes Finais	2.219,0	1.949,6	269,4	13,8%
Receita pelo Uso do Sistema de Distribuição	66,2	88,4	(22,2)	-25,1%
Receita de construção	130,7	137,1	(6,4)	-4,7%
Outras Receitas	312,3	141,9	170,4	120,1%
Receitas Operacionais	2.728,2	2.317,0	411,2	17,7%
Deduções às Receitas Operacionais	(734,9)	(646,6)	(88,3)	13,7%
Receitas Operacionais Líquidas	1.993,3	1.670,4	322,9	19,3%
Energia Comprada para Revenda	(1.446,4)	(1.050,3)	(396,1)	37,7%
Custo de Construção	(130,7)	(137,1)	6,4	-4,7%
Gastos e Despesas Operacionais	(345,1)	(331,4)	(13,7)	4,1%
Resultado do Serviço	71,1	151,6	(80,5)	-53,1%
EBITDA *	145,4	224,8	(79,4)	-35,3%
Resultado Financeiro	(51,3)	(38,8)	(12,5)	32,2%
Lucro Líquido	11,0	72,3	(61,3)	-84,8%

* O EBITDA (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*) consiste no lucro líquido (R\$ 11,0 milhões no primeiro semestre de 2014) ajustado pelo resultado financeiro (-R\$ 51,3 milhões), imposto de renda e contribuição social (R\$ 8,7 milhões), e depreciação e amortização (R\$ 74,3 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.

A Receita Operacional Bruta da Elektro foi de R\$ 2,7 bilhões no primeiro semestre de 2014, registrando crescimento de 17,7% em relação ao mesmo período de 2013 (R\$ 2,3 bilhões). Já as Receitas Operacionais Líquidas atingiram R\$ 2,0 bilhões, com incremento de 19,3% em comparação com o acumulado no primeiro semestre de 2013 (R\$ 1,7 bilhão). As variações observadas devem-se principalmente a:

- (i) reajuste nas tarifas aplicado a partir de 27 de agosto de 2013, resultado do Reajuste Tarifário de 2013, cujo efeito médio percebido pelo consumidor foi um incremento de 8,9% nas tarifas praticadas;
- (ii) crescimento no fornecimento de energia a clientes finais de 5,1%, em especial no consumo das classes residencial e comercial; e
- (iii) incremento de R\$ 170,4 milhões em Outras Receitas, em especial: (a) na contabilização pela CCEE de excedente financeiro referente ao suprimento de energia no montante de R\$ 137,0 milhões, (b) nas subvenções de CDE para subsídio tarifário (que, no primeiro trimestre de 2013, passaram a ser repassadas via CDE apenas a partir da emissão do Decreto 7.891/13, em 23 de janeiro de 2013) no valor de R\$ 19,4 milhões, e (c) na remuneração do Ativo Financeiro no valor de R\$ 13,1 milhões.

O Custo da Energia Comprada para Revenda vem registrando incrementos significativos desde o último trimestre de 2012, devido ao maior despacho de usinas térmicas e às compras de energia no mercado *spot* a preços de PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) elevados conforme motivos detalhados no item 4 deste Relatório.

Parte destes custos foi compensada com R\$ 100,1 milhões de recursos de CDE recebidos conforme Decreto 8.203/14 referente à competência de janeiro, e adicionalmente, R\$ 837,8 milhões referente às

competências de fevereiro a junho de 2014, recursos advindos do Financiamento da Conta no Ambiente de Contratação Regulada (CONTA-ACR).

Dessa forma, o aumento dos custos de energia comprada foi de 37,7% (R\$ 1.446,4 milhões) no primeiro semestre de 2014 em relação ao mesmo período do ano anterior, devido, dentre outros, incremento nos preços médios de contrato de energia em relação ao primeiro semestre de 2013 (principalmente em função dos maiores preços contratados no leilão A-1 ocorrido em dezembro de 2013 e no leilão A-0 ocorrido em abril de 2014), a exposição involuntária e ao crescimento de mercado. Esses custos adicionais são repassados nos reajustes tarifários subsequentes, neutralizando os impactos para a companhia.

Os Gastos e Despesas Operacionais somaram R\$ 345,1 milhões, com incremento de 4,1% (R\$ 13,7 milhões) em relação ao primeiro semestre de 2013, devido principalmente aos maiores gastos com serviços no sistema elétrico, a fim de garantir a confiabilidade do sistema. É relevante frisar que o incremento nos Gastos e Despesas Operacionais foi menor do que os índices de inflação dos últimos 12 meses (IGP-M de 6,25% e IPCA de 6,52%), refletindo as eficiências operacionais alcançadas pela companhia.

O EBITDA encerrou o período em R\$ 145,4 milhões, com redução de 35,3% em relação ao EBITDA do primeiro semestre de 2013 (R\$ 224,8 milhões) e redução da margem EBITDA em relação ao mesmo período (de 13,5% de janeiro a junho de 2013 para 7,3% para o mesmo período de 2014), decorrente de:

- (i) aumento dos custos de energia comprada em R\$ 396,1 milhões, devido, dentre outros, ao incremento nos preços médios de contrato de energia (principalmente em função dos maiores preços contratados no leilão A-1 ocorrido em dezembro de 2013 e no leilão A-0 ocorrido em abril de 2014), exposição involuntária e crescimento de mercado;
- (ii) incremento nos Gastos e Despesas Operacionais da companhia, porém em níveis inferiores aos índices de inflação registrados no período.

As variações negativas foram parcialmente compensadas pelas variações positivas da Receita Operacional Líquida apresentadas acima e pelos repasses governamentais advindos de recursos da CDE e Conta ACR no montante total de R\$ 938,0 milhões, reduzindo os custos de energia comprada da companhia.

O Resultado Financeiro apresentou despesa financeira líquida com aumento de 32,2% em relação ao primeiro semestre de 2013, no valor de R\$ 12,5 milhões. As maiores despesas de juros e variação monetária são relacionadas ao maior saldo médio de dívida do período (empréstimos, financiamentos e debêntures) e aumento dos seus indexadores (IPCA, IGP-M e CDI).

Considerando os fatores acima mencionados, além dos impactos descritos no item 4.2 deste relatório, bem como o novo aporte financeiro via Conta ACR, a Elektro registrou lucro líquido de R\$ 11,0 milhões no acumulado de janeiro a junho de 2014, com redução de 84,8% quando comparado ao mesmo período de 2013 (R\$ 72,3 milhões) e a margem líquida passou de 4,3% no primeiro semestre de 2013 para 0,6% no mesmo período de 2014. É importante ressaltar que os efeitos negativos dos impactos no custo de energia serão considerados nos processos tarifários subsequentes.

6.1. Resultado ajustado

R\$ Milhões

DRE - Resultado ajustado	2014	2013	Variação	
	1S 2014	1S 2013	R\$ Mil	%
Receitas operacionais líquidas	1.993,3	1.670,4	322,9	19,3
(-) Receita de construção	130,7	137,1	(6,4)	-4,7
(-) Ativos e passivos regulatórios (ROL)	(37,5)	(20,1)	(17,4)	86,6
Receitas operacionais líquidas ajustadas	1.900,1	1.553,4	346,7	22,3
Resultado do Serviço	71,1	151,5	(80,4)	-53,1
(-) Ativos e passivos regulatórios (ROL)	(37,5)	(20,1)	(17,4)	86,6
(-) Ativos e passivos regulatórios (Compra energia)	(243,8)	(121,7)	(122,1)	100,3
Resultado do Serviço ajustado	352,4	293,3	59,1	20,2
EBITDA	145,4	224,8	(79,4)	-35,3
(-) Ativos e passivos regulatórios (ROL)	(37,5)	(20,1)	(17,4)	86,6
(-) Ativos e passivos regulatórios (Compra energia)	(243,8)	(121,7)	(122,1)	100,3
EBITDA ajustado	426,7	366,6	60,1	16,4
Lucro (prejuízo) líquido	11,0	72,3	(61,3)	-84,8
(-) Ajustes EBITDA líquidos de IR/CS	(185,7)	(93,6)	(92,1)	98,4
Lucro (prejuízo) líquido ajustado	196,7	165,9	30,8	18,6

Os Resultados da Companhia no primeiro semestre de 2013 e 2014, apresentados no item 6 deste Relatório, estão impactados por eventos que foram e serão repassados às tarifas nos Reajustes Tarifários subsequentes. Esses eventos estão apresentados no quadro acima como “ativos e passivos regulatórios”. As Receitas Operacionais Líquidas (ROL) são ajustadas principalmente pela Receita de Construção, que tem impacto nulo sobre o Resultado da Companhia, uma vez que é uma contrapartida das variações do Custo de Construção, dado que não há margem de contribuição na prestação deste serviço pelas distribuidoras de energia elétrica no Brasil (maiores detalhes vide Nota Explicativa nº 10.3). Dessa forma, a exclusão destes efeitos sobre as Receitas Operacionais Líquidas resultaria em uma receita de R\$ 1.900,1 milhões no primeiro semestre de 2014 contra R\$ 1.553,4 milhões no mesmo período de 2013, o que significaria um crescimento de 22,3%, motivado principalmente pelo reajuste tarifário a partir de agosto de 2013, além do crescimento de mercado na área de concessão e melhora no mix de consumo de energia.

O EBITDA contém ainda, além do efeito dos ativos e passivos regulatórios sobre a Receita, o impacto dos Custos de Energia Comprada, que são repassados em reajustes tarifários subsequentes, negativo de R\$ 243,8 milhões no primeiro semestre de 2014 e de R\$ 121,7 milhões no mesmo período de 2013. Se efetuados os ajustes para exclusão desses eventos em ambos os períodos, considerando os repasses desses valores nas tarifas da Companhia, o EBITDA ajustado seria de R\$ 426,7 milhões de janeiro a junho de 2014 e de R\$ 366,6 milhões no mesmo período de 2013, o que significaria um crescimento de 16,4% neste período. Da mesma forma, o Resultado do Serviço ajustado seria de R\$ 352,4 milhões no acumulado do primeiro semestre de 2014 contra R\$ 293,3 milhões no mesmo período de 2013, o que representaria um incremento de 20,2%. Os fatores que motivaram esse crescimento são:

- (i) reajuste nas tarifas aplicado a partir de 27 de agosto de 2013, resultado do Reajuste Tarifário de 2013, cujo efeito médio percebido pelo consumidor foi um incremento de 8,9% nas tarifas praticadas;
- (ii) crescimento no fornecimento de energia a clientes finais de 5,1%, em especial no consumo das classes residencial e comercial;
- (iii) incremento de R\$ 170,4 milhões em Outras Receitas, em especial: (a) na contabilização pela CCEE de excedente financeiro referente ao suprimento de energia no montante de R\$ 137,0 milhões, (b) nas subvenções de CDE para subsídio tarifário (que, no primeiro trimestre de 2013, passaram a ser repassadas via CDE apenas a partir da emissão do Decreto 7.891/13, em 23 de

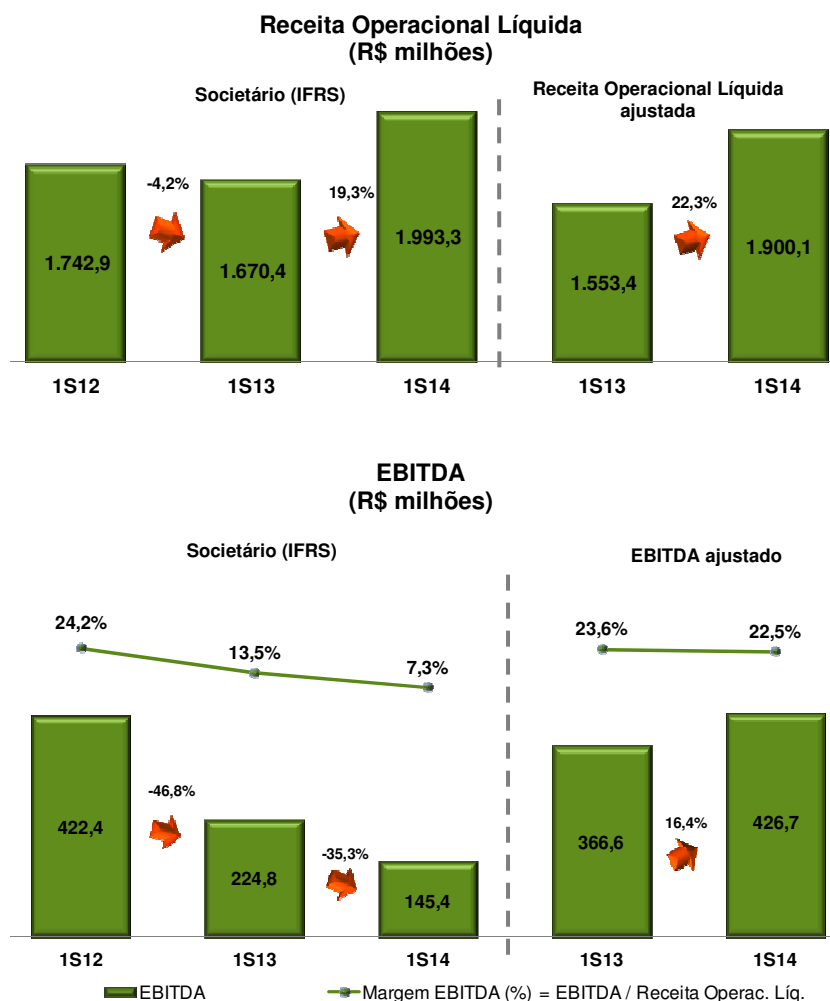
janeiro de 2013) no valor de R\$ 19,4 milhões, e (c) na remuneração do Ativo Financeiro na quantia de R\$ 13,1 milhões; e

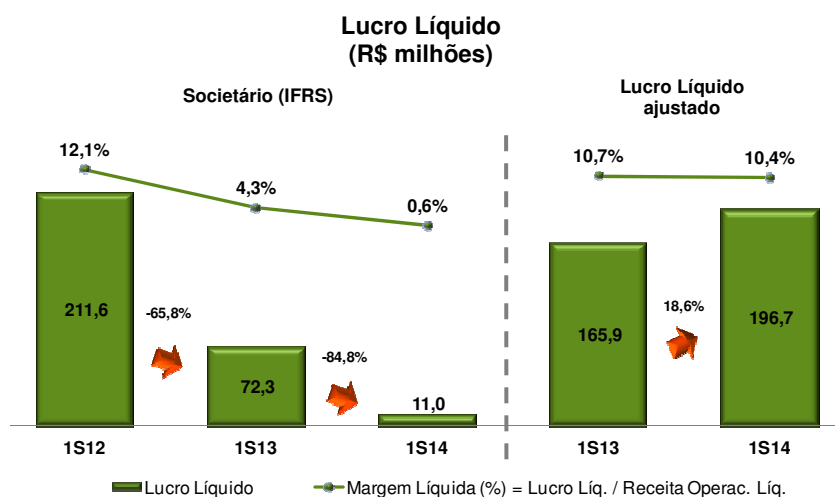
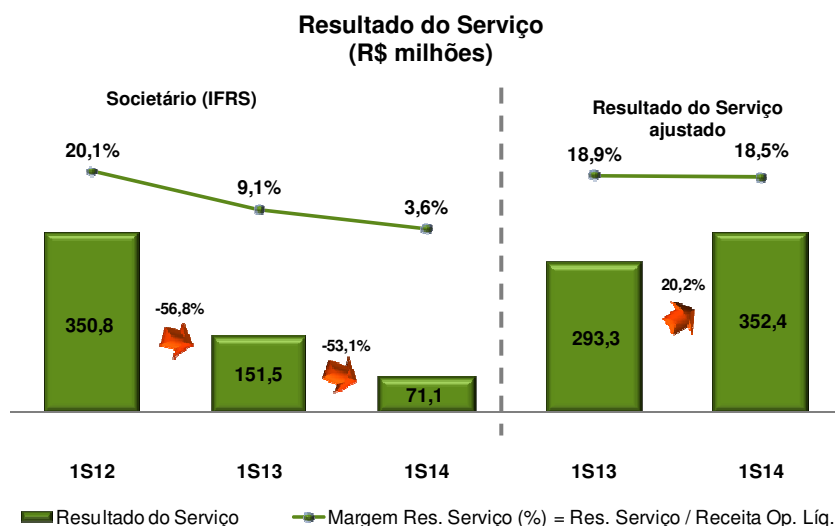
- (iv) Incremento nos Gastos e Despesas Operacionais da companhia, porém em níveis inferiores aos índices de inflação registrados no período.

Considerando os efeitos destes mesmos ajustes no EBITDA e Resultado do Serviço, líquidos de Imposto de Renda e Contribuição Social, o Lucro Líquido do primeiro semestre de 2014 seria de R\$ 196,7 milhões frente a R\$ 165,9 milhões no mesmo período de 2013, implicando em um crescimento de 18,6% no Lucro Líquido ajustado, motivado pelos efeitos mencionados anteriormente.

A Elektro entende que esses ajustes são necessários para um adequado entendimento dos níveis de geração de caixa operacional, descontados os efeitos temporários decorrentes do descasamento entre variações de custos não gerenciáveis e o reflexo destas variações nas Receitas, que serão ajustados a partir da Revisão ou Reajuste Tarifário subsequente, conforme a regulação do setor.

Os gráficos a seguir ilustram o desempenho dos resultados da Elektro no primeiro semestre de 2014 comparados ao mesmo período de 2013, considerando os resultados societários (IFRS) e ajustados (ajustes de ativos e passivos regulatórios):





6.2. Dividendos e Juros sobre Capital Próprio

Em 2013 foram distribuídos Dividendos Intermediários com base no Lucro Líquido apurado no primeiro semestre de 2013 no valor de R\$ 78,3 milhões, pagos em 1º de novembro de 2013. Também foram declarados Juros sobre Capital Próprio referentes ao exercício social de 2013 no total de R\$ 93,1 milhões pagos, líquidos de imposto de renda retido na fonte, em 23 de dezembro de 2013.

Em 20 de março de 2014, a Assembleia Geral dos Acionistas da Elektro aprovou a distribuição de dividendos no montante de R\$ 163,0 milhões, referentes ao exercício social de 2013 (deduzidos os dividendos intermediários e juros sobre capital próprio), cujo pagamento se dará até o encerramento do exercício social de 2014, conforme disponibilidade de caixa da Companhia.

7. ESTRUTURA DE CAPITAL

30/06/2014	Curto Prazo	Longo Prazo	Total	
			R\$ milhões	%
Empréstimos com Terceiros				
Debêntures	86,2	996,6	1.082,8	48,3%
BNDES Finem / Finame	28,9	298,4	327,3	14,6%
Eletrobrás	13,9	65,1	79,0	3,5%
Finep	11,2	39,5	50,7	2,3%
BEI	4,6	280,8	285,4	12,7%
Moeda Estrangeira (4131)	1,7	400,0	401,7	17,9%
Arrendamento mercantil	2,8	12,9	15,7	0,7%
Total da Dívida	149,3	2.093,3	2.242,6	100,0%
Perfil da Dívida	7%	93%	100%	
Caixa, Aplicações Financeiras e Caução de Fundos ⁽¹⁾			(783,4)	
Endividamento Líquido			1.459,2	

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

A Elektro encerrou o primeiro semestre de 2014 com endividamento líquido de R\$ 1.459,2 milhões (26,8% maior que a posição encerrada em 31 de dezembro de 2013, quando o endividamento líquido era de R\$ 1.151,0 milhões), resultado do endividamento total de R\$ 2.242,6 milhões e saldo de caixa, aplicações financeiras e caução de fundos de R\$ 783,4 milhões. A dívida de curto prazo corresponde a 7% do total do endividamento.

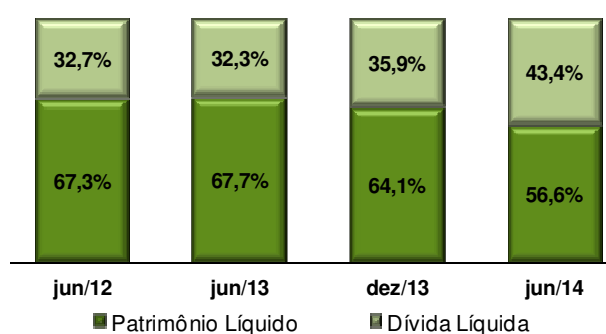
No primeiro semestre de 2014, a empresa captou o total de R\$ 587,3 milhões, dos quais R\$ 187,3 milhões para financiar seu programa de investimentos, sendo (i) R\$ 184,0 milhões por meio da nova linha de financiamento com o BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social) e (ii) R\$ 3,3 milhões por meio da linha financiamento relacionada a projetos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação com a Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP).

Entre os dias 10 e 17 de junho de 2014, a empresa utilizando o instrumento financeiro da Lei nº 4.131, de 3 de setembro de 1962, contratou linhas de financiamento de longo prazo denominadas em moeda estrangeira no montante total de R\$ 400,0 milhões (US\$ 177,5 milhões) e com prazo de vencimento de 2 anos.

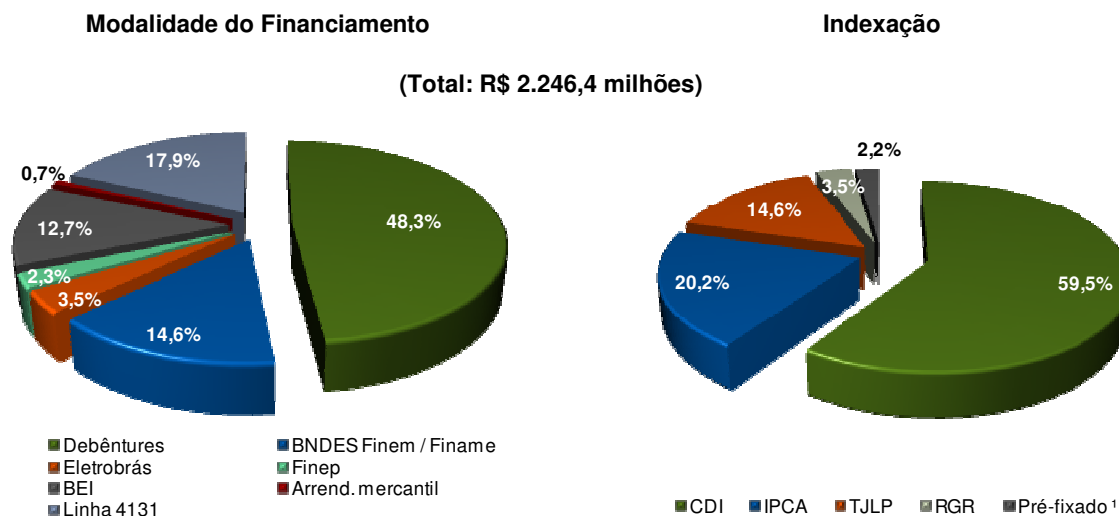
Objetivando a neutralização de qualquer risco cambial derivado desta operação, a empresa contratou *swap* com o mesmo prazo de vencimento e sobre o mesmo valor da operação de empréstimo, resultando, assim, em uma operação denominada em moeda nacional com um custo médio final atrelado ao CDI de 103,7%.

Estas captações estão em linha com a política da Companhia de obtenção de endividamento com taxas atrativas para financiamento de seus investimentos e manutenção de sua liquidez financeira.

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



Em 30 de junho de 2014, o endividamento total da Elektro apresentava as seguintes características:



(1) Consideram recursos da FINEP sem indexação.

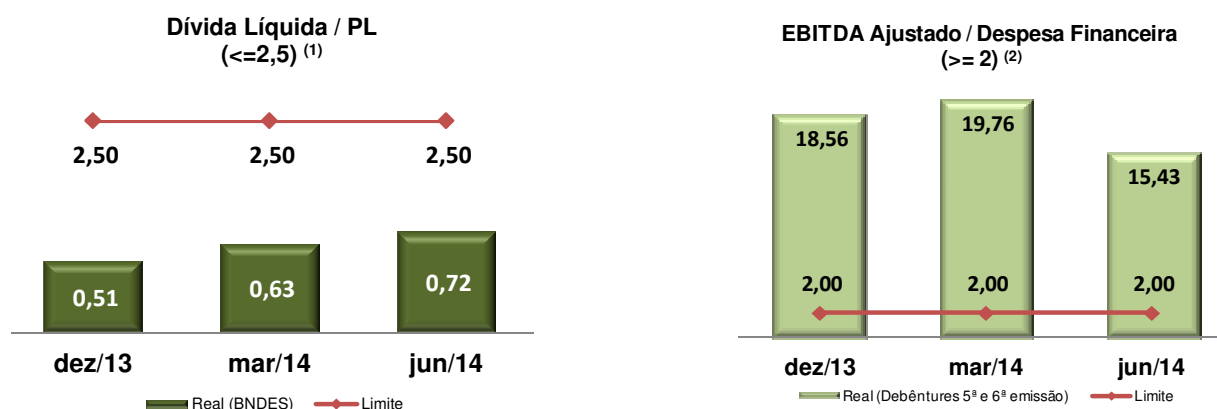
7.1. *Covenants* Financeiros

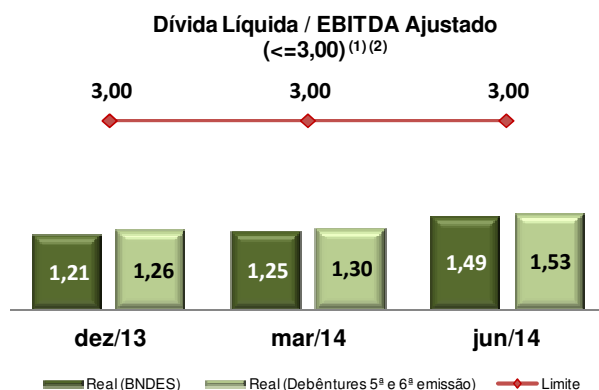
A Companhia sempre cumpriu e vem mantendo uma relação confortável com relação aos limites estabelecidos para seus *covenants* financeiros baseados nos resultados apurados pelos critérios previstos nos contratos firmados com o BNDES, nas escrituras das 5ª e 6ª Emissões de Debêntures e nos financiamentos em moeda estrangeira (4131) com o HSBC e Bank of Tokyo.

Em 28 de novembro de 2013 foram realizadas as Assembleias Gerais de Debenturistas das 5ª e 6ª Emissões, nas quais foram aprovadas as alterações dos textos das Escrituras de Emissão, a fim de incluir a definição de Ativos e Passivos Regulatórios e modificar a metodologia de cálculo do EBITDA, incluindo em sua composição os Ativos e Passivos Regulatórios. A alteração aprovada não modificou o patamar histórico dos *covenants* financeiros e teve como objetivo refletir de forma mais adequada os resultados da Companhia, eliminando a volatilidade decorrente da exclusão dos Ativos e Passivos Regulatórios.

Da mesma forma, foi aprovada em 10 de outubro de 2013 a alteração da definição de EBITDA, com a inclusão dos Ativos e Passivos Regulatórios, para os contratos firmados com o BNDES.

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





- (1) BNDES. Para este contrato, a definição de EBITDA ajustado contempla, além dos ajustes de Ativos e Passivos Regulatórios, a exclusão dos efeitos de outras Receitas/Despesas Operacionais, tais como ganhos/perdas com planos de pensão e lucro/prejuízo na alienação de imobilizado.
- (2) 4131 e Debêntures 5ª e 6ª emissão. Para as Escrituras de Emissão, a definição de EBITDA ajustado contempla os ajustes de Ativos e Passivos Regulatórios.

8. CLASSIFICAÇÃO DE RISCO

Em 03 de julho de 2014, a agência de classificação de riscos *Standard & Poor's* reafirmou o *rating* de crédito corporativo da Elektro em 'brAAA', mantido desde 1º de julho de 2010, o melhor *rating* da escala de crédito. 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* reafirmados em 'brAAA'.

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 moedas ou taxas de juros.

Em Junho de 2014 a Elektro contratou três novas operações de *swap* no montante total de R\$ 400 milhões, junto aos bancos HSBC, Citibank e Bank of Tokyo com início e vencimento nas mesmas datas dos contratos de financiamento (linha 4131).

Adicionalmente, a Elektro mantém contrato de operação de *swap* vinculada ao desembolso do 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.

O *swap* tem 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, conforme mecanismo da CVA.

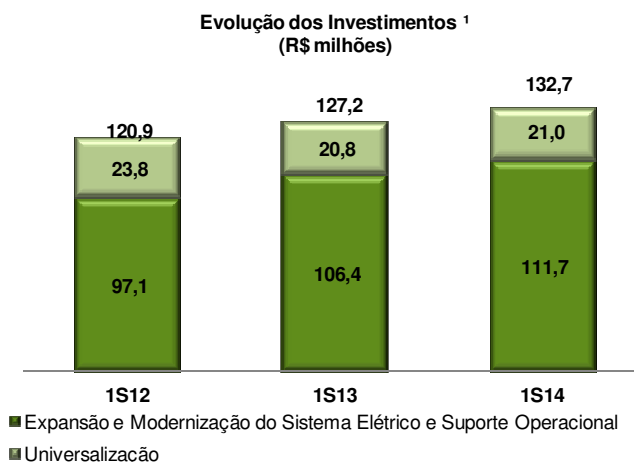
10. FLUXO DE CAIXA

Fluxo de Caixa	Valores em R\$ milhões		△ R\$ milhões
	1S 2014	1S 2013	2S 2014/2S 2013
Lucro líquido do período	11,0	72,3	(61,3)
Depreciação e outras amortizações	74,3	73,3	1,0
Juros e variação monetária e cambial	103,2	69,8	33,4
Outros	(15,5)	62,3	(77,8)
Despesas (receitas) que não afetam o caixa	162,0	205,4	(43,4)
Lucro Líquido Ajustado	173,0	277,7	(104,7)
Variação do Capital de Giro Operacional	(273,0)	67,40	(340,4)
Geração Operacional de Caixa após Imposto de Renda, Contribuição Social e Pagamento de Juros	(100,0)	345,1	(445,1)
Adições ao intangível, ao ativo indenizável e imobilizado	(130,7)	(137,1)	6,4
Valor recebido (pago) na baixa do ativo intangível, ativo indenizável e imobilizado	7,7	(0,3)	8,0
Caução de fundos e depósitos vinculados	2,9	(7,3)	10,2
Atividades de Investimento	(120,1)	(144,7)	24,6
Amortização de principal de empréstimos, financiamentos e arrendamento mercantil	(51,1)	(407,1)	356,0
Captação de empréstimos e debêntures	587,0	55,7	531,3
Atividades de Financiamento antes do Pagamento de Dividendos	535,9	(351,4)	887,3
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio Pagos	0,00	0,00	0,00
Atividades de Financiamento após Pagamento de Dividendos	535,9	(351,4)	887,3
Geração (consumo) Líquido de Caixa	315,8	(151,0)	466,8
Saldo Inicial do Período (excluindo caução de fundos)	467,6	583,1	(115,5)
Saldo Disponível de Caixa do Período (excluindo caução de fundos)	783,4	432,1	351,3

No primeiro semestre de 2014 houve geração líquida de caixa no montante de R\$ 315,7 milhões, contra um consumo líquido de caixa de R\$ 151,0 milhões em relação ao mesmo período de 2013. Dentre as principais justificativas destacam-se: (i) captação por meio de instrumento financeiro da Lei nº 4.131, de 3 de setembro de 1962, linhas de financiamento de longo prazo denominadas em moeda estrangeira no montante total de R\$ 400,0 milhões, (ii) montante menor realizado com amortização de principal de empréstimos, financiamentos e arrendamento mercantil por conta de liquidação de linhas de financiamento de longo prazo denominadas em moeda estrangeira em abril de 2013, impactando a base comparativa entre os dois períodos; (iii) consumo de capital de giro operacional devido principalmente ao incremento de fornecedores e supridores de energia elétrica a pagar, também relacionado ao aumento dos custos de energia. Este efeito foi parcialmente compensado pelo repasse de CDE via conta ACR, referente aos repasses de custo de energia a receber, cujos gastos já foram incorridos no período; (iv) consumo de capital de giro devido a incremento no valor pago de Imposto de Renda por conta de contabilização de lucro no Resultado Fiscal, que desconsidera os valores de Ativos e Passivos Regulatórios, impactados pelos maiores custos de energia.

11. INVESTIMENTOS E MODERNIZAÇÃO

No primeiro semestre de 2014, a Elektro investiu R\$ 139,3 milhões, dos quais R\$ 6,6 milhões correspondem a investimentos realizados com recursos de clientes. Este montante representa um incremento de 4,1% em relação aos investimentos registrados no mesmo período do ano anterior (R\$ 133,8 milhões, dos quais R\$ 6,6 milhões referiam-se a investimentos realizados com recursos de clientes).



(1) Exclui investimentos com recursos de clientes.

Os destaques do programa de investimentos foram:

- (i) R\$ 111,7 milhões na expansão, melhorias, preservação do sistema elétrico e suporte operacional, dos quais:
 - (a) R\$ 56,5 milhões estão associados a novas ligações e à expansão de subestações e de linhas de transmissão;
 - (b) R\$ 30,5 milhões foram investidos na preservação do sistema elétrico;
 - (c) R\$ 15,3 milhões foram investidos em programas de Tecnologia da Informação, Infraestrutura e na Frota;
 - (d) R\$ 9,4 milhões em melhorias e atualizações tecnológicas.
- (ii) R\$ 21,0 milhões no Programa de Universalização, em cumprimento à Lei nº 10.438 de abril de 2002, segregados da seguinte forma:
 - (a) R\$ 19,3 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
 - (b) R\$ 1,7 milhão referente a Programas Rurais, relacionados aos projetos de eletrificação de áreas rurais que viabilizam o fornecimento de energia elétrica a 64 novos clientes, por meio do Programa Luz para Todos.

O nível de investimento realizado no primeiro semestre de 2014 está em linha com realizado no mesmo período do ano anterior.

12. DESEMPENHO OPERACIONAL

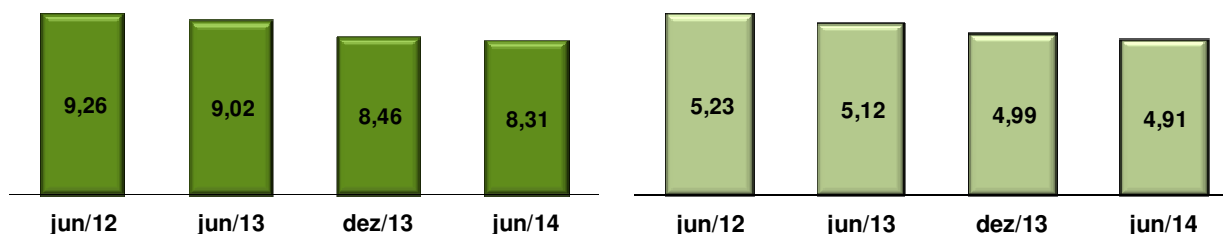
12.1. DEC e FEC

A Elektro mantém forte compromisso com a eficiência e melhoria contínua 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.

Como resultado, os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor), apresentaram melhora em relação aos indicadores anualizados em dezembro de 2013, que foram os melhores resultados da história da Elektro para ambos. Em junho de 2014, o DEC anualizado registrou 8,31 horas contra 8,46 em dezembro de 2013 e 9,02 em junho de 2013 e o FEC registrou 4,91 interrupções contra 4,99 em dezembro de 2013 e 5,12 em junho de 2013, valores esses bem abaixo dos limites regulatórios definidos pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica.

Estes resultados refletem a melhoria contínua e estão diretamente relacionados a robustez da rede elétrica, notadamente influenciada pelo plano anual de manutenção preventiva e preditiva, pela utilização de novas tecnologias e componentes de rede, introdução de processos inovadores de engenharia de distribuição e pela política de investimentos em melhorias que garantem maior confiabilidade no fornecimento de energia elétrica.

DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor (horas) (*) **FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor (interrupções) (*)**

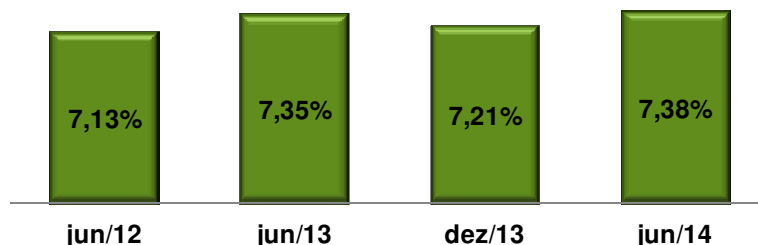


Obs: Os indicadores acima não consideram os dias críticos, associados a situações de emergência, conforme definido pela resolução ANEEL no Prodist (Procedimentos da Distribuição). Caso considerados, os indicadores DEC e FEC de 30/06/2012 seriam 10,78 e 5,87, respectivamente. Os indicadores DEC e FEC de 30/06/2013 seriam 12,94 e 6,73, respectivamente. Os indicadores DEC e FEC de 31/12/2013 seriam 11,57 e 6,22, respectivamente e os indicadores DEC e FEC de 30/06/2014 seriam 11,58 e 6,17, respectivamente.

(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

12.2. Perdas de Distribuição

Perdas de Distribuição (*)



Obs.: 1 - O método de cálculo das perdas considerado é uma média móvel de 12 meses.

2 - O critério de cálculo das perdas é baseado na compra total de energia pela Elektro.

(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

As perdas de distribuição apresentaram ligeira elevação quando comparadas a períodos anteriores, registrando índice de 7,38% em junho de 2014 em função, principalmente, do menor crescimento 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), que tiveram crescimento bem mais significativo.

Adicionalmente, 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 2,54% acumulados nos últimos 12 meses encerrados em 30 de junho de 2014. Dessa forma, incluindo-se o efeito da contabilização de perdas nas DIT, o índice de perdas de junho de 2014 seria de 9,92%.

13. RECONHECIMENTO

Prêmio Abradee de Melhor Distribuidora de Energia Elétrica do País e da Região Sudeste, Melhor Responsabilidade Social, Melhor Qualidade da Gestão e Melhor Gestão Operacional.

Em 18 de Julho de 2014, a Elektro foi premiada pela sétima vez (2004, 2005, 2007, 2010, 2011, 2012 e 2014) como Melhor Distribuidora de Energia Elétrica do País pela Abradee (Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica), entre as empresas com mais de 500 mil clientes. Além do prêmio Nacional e da região Sudeste, a Elektro também foi premiada nas seguintes categorias: Responsabilidade Social (2007, 2010 e 2014), Qualidade da Gestão (2011 e 2014) e Melhor Gestão Operacional (2004, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012 e 2014).

Trata-se do principal reconhecimento do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil. A avaliação da Responsabilidade Social tem o objetivo de avaliar o quanto a empresa está comprometida em implementar ações para o desenvolvimento sustentável das comunidades onde atua, a melhoria contínua do desempenho ambiental e social, assim como acidente zero com parceiros e população.

A vertente Qualidade da Gestão resulta da avaliação da Fundação Nacional da Qualidade, com base no Relatório de Gestão, refletindo o diagnóstico da gestão organizacional.

A Gestão Operacional, na qual a empresa se destacou pela nona vez, julga elementos como continuidade do fornecimento, segurança (de colaboradores, parceiros e da população) qualidade do faturamento, inadimplência e perdas de energia.

Mais informações sobre a Elektro no site www.elektro.com.br

Relações com Investidores

☎ (19) 2122-1487

✉ ri@elektro.com.br

**Balancos patrimoniais
em 30 de junho de 2014 e 31 de dezembro de 2013
(em milhares de reais)**

Ativo	Notas	30/06/2014	31/12/2013
Circulante		1.686.818	1.223.769
Caixa e equivalentes de caixa	5	783.376	467.630
Consumidores, parcelamentos de débitos e fornecedores	6	602.202	622.397
Contas a receber CDE - Decreto nº 8.221/2014	3	123.586	11.363
Tributos a compensar	7	49.157	47.552
Caução de fundos e depósitos vinculados	8	9.265	8.782
Outros créditos		119.232	66.045
Não circulante		3.508.691	3.377.611
Parcelamentos de débitos e fornecedores	6	29.315	32.251
Tributos a compensar	7	70.496	62.936
Caução de fundos e depósitos vinculados	8	10.243	12.595
Depósitos judiciais	9	94.930	88.642
Tributos diferidos	27	897.021	828.465
Outros créditos		42.222	42.566
Ativo indenizável (concessão)	10.1	607.814	590.951
Ativo intangível	10.2	1.741.698	1.708.026
Imobilizado	11	14.952	11.179
Total do ativo		5.195.509	4.601.380

As notas explicativas são parte integrante destas informações trimestrais.

Balancos patrimoniais
em 30 de junho de 2014 e 31 de dezembro de 2013
(em milhares de reais)

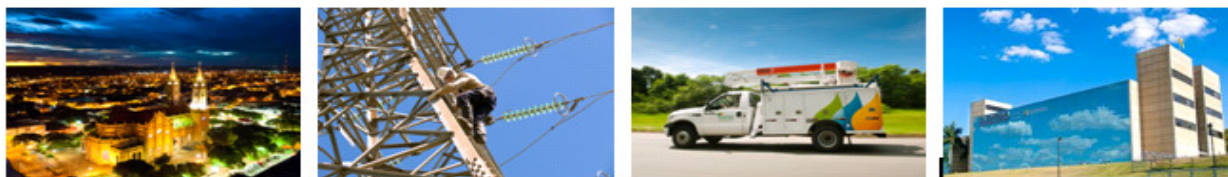
Passivo e patrimônio líquido	Notas	30/06/2014	31/12/2013
Circulante		958.516	808.162
Fornecedores e supridores de energia elétrica	12	412.560	468.013
Empréstimos e financiamentos	13	63.172	60.871
Debêntures	14	86.226	63.933
Tributos a recolher	15	118.505	116.386
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	16	162.966	6
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	17	43.708	46.913
Obrigações P&D e eficiência energética	18	24.000	8.850
Plano especial de aposentadoria	19.2	-	2.889
Outros passivos		47.379	40.301
Não circulante		2.334.509	1.740.463
Empréstimos e financiamentos	13	1.096.536	525.892
Debêntures	14	996.600	968.276
Obrigações P&D e eficiência energética	18	15.373	29.998
Provisão para ações judiciais e regulatórias	20	214.014	202.733
Outros passivos		11.986	13.564
Patrimônio líquido		1.902.484	2.052.755
Capital social	22	952.492	952.492
Reservas de capital		765.882	765.882
Reservas de lucros		171.422	171.422
Lucros acumulados		12.688	-
Dividendos adicionais propostos		-	162.959
Total do passivo e patrimônio líquido		5.195.509	4.601.380

As notas explicativas são parte integrante destas informações trimestrais.

Demonstração de resultados
para os períodos findos em 30 de junho de 2014 e de 2013
(em milhares de reais, exceto lucro por ação)

	Notas	2º Trimestre de 2014	1º Semestre 2014	2º Trimestre de 2013	1º Semestre 2013
Receitas operacionais líquidas	23	975.239	1.993.306	808.747	1.670.374
Custo do serviço de energia elétrica e operação		(885.211)	(1.716.000)	(578.258)	(1.302.147)
Energia comprada para revenda	24	(743.309)	(1.446.434)	(452.049)	(1.050.339)
Custos operacionais	25	(104.898)	(195.289)	(88.371)	(178.508)
Depreciação	11	(554)	(1.110)	(1.227)	(2.462)
Amortização de ativo intangível	10.2	(36.450)	(73.167)	(36.611)	(70.838)
Custo de construção		(65.841)	(130.731)	(76.258)	(137.062)
Lucro operacional bruto		24.187	146.575	154.231	231.165
Despesas operacionais		(36.290)	(75.472)	(44.979)	(79.632)
Despesas com vendas	25	(4.438)	(6.445)	(5.841)	(7.723)
Despesas gerais e administrativas	25	(17.782)	(32.913)	(14.987)	(26.998)
Outras despesas operacionais líquidas	25	(14.070)	(36.114)	(24.151)	(44.911)
Resultado do serviço		(12.103)	71.103	109.252	151.533
Resultado financeiro líquido	26	(24.548)	(51.324)	(14.406)	(38.848)
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social		(36.651)	19.779	94.846	112.685
Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos	27	12.315	(8.734)	(32.446)	(40.405)
Lucro líquido do período		(24.336)	11.045	62.400	72.280
Lucro básico e diluído por ação (expresso em reais):					
Preferencial		(0,13126)	0,05957	0,33656	0,38985
Ordinária		(0,11933)	0,05416	0,30596	0,35441

As notas explicativas são parte integrante destas informações trimestrais.



**Demonstração do resultado abrangente
para os períodos findos em 30 de junho de 2014 e de 2013
(em milhares de reais)**

	Notas	2º Trimestre 2014	1º Semestre 2014	2º Trimestre 2013	1º Semestre 2013
Lucro (prejuízo) líquido do período		(24.336)	11.045	62.400	72.280
Outros resultados abrangentes do período		823	1.643	3.014	6.029
Efeito do limite do ativo de benefício definido	19.1	1.245	2.489	4.568	9.136
Tributo diferido sobre ajustes atuariais	27	(422)	(846)	(1.554)	(3.107)
Resultado abrangente do período		(23.513)	12.688	65.414	78.309

As notas explicativas são parte integrante destas informações trimestrais.

Demonstração das mutações do patrimônio líquido
para o período findo em 30 de junho de 2014 e exercício findo em 31 de dezembro de 2013
(em milhares de reais)

	Capital social	Reserva de capital	Reservas de lucro/legal	Lucros acumulados	Dividendos adicionais propostos	Outros resultados abrangentes	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2012	952.492	765.882	171.422	-	46.576	-	1.936.372
Lucro líquido do exercício	-	-	-	323.694	-	-	323.694
Outros resultados abrangentes:							
Ganhos e perdas atuariais, líquidos	-	-	-	-	-	10.627	10.627
Reclassificação requerida parágrafo 93 d do CPC 33	-	-	-	10.627	-	(10.627)	-
Dividendos propostos e pagos	-	-	-	-	(46.576)	-	(46.576)
Dividendos intermediários pagos	-	-	-	(78.311)	-	-	(78.311)
Juros sobre capital próprio	-	-	-	(93.051)	-	-	(93.051)
Dividendos adicionais propostos	-	-	-	(162.959)	162.959	-	-
Saldos em 31 de dezembro de 2013	952.492	765.882	171.422	-	162.959	-	2.052.755
Lucro líquido do período	-	-	-	11.045	-	-	11.045
Outros resultados abrangentes:							
Ganhos e perdas atuariais, líquidos	-	-	-	-	-	1.643	1.643
Reclassificação requerida parágrafo 122 do CPC 33 (R1)	-	-	-	1.643	-	(1.643)	-
Aprovação de dividendos propostos	-	-	-	-	(162.959)	-	(162.959)
Saldos em 30 de junho de 2014	952.492	765.882	171.422	12.688	-	-	1.902.484

As notas explicativas são parte integrante destas informações trimestrais.

Demonstração dos fluxos de caixa
para os períodos findos em 30 de junho de 2014 e 2013
(em milhares de reais)

	Notas	2º Trimestre 2014	1º Semestre 2014	2º Trimestre 2013	1º Semestre 2013
Atividades operacionais					
Lucro (prejuízo) líquido do período		(24.336)	11.045	62.400	72.280
Itens do lucro (prejuízo) líquido que não afetam caixa		78.868	162.077	121.753	205.257
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	6	10.291	16.300	9.649	22.117
Juros e variações monetárias e cambiais		49.137	103.227	29.932	69.840
Depreciações e amortizações	10.2 e 11	37.004	74.277	37.838	73.300
Ganho / (perda) na baixa de ativos intangíveis e financeiros indenizáveis		7.129	6.713	14.647	13.422
Plano de pensão	19.1	1.245	2.489	4.568	9.136
Plano especial de aposentadoria		-	37	858	1.169
Provisão para ações judiciais e regulatórias	20	8.658	14.769	7.974	17.876
Tributos diferidos	27	(45.704)	(69.402)	5.435	(18.167)
Marcação a mercado - ativo financeiro	10.1	758	(7.377)	2.872	-
Programa de P&D e eficiência energética		9.341	19.025	7.318	15.239
Pagamentos baseados em ações	21	1.009	2.019	662	1.325
Variações no ativo e passivo operacional		(80.160)	(273.098)	67.431	67.434
Contas a receber		60.965	6.831	13.057	93.616
Almoxarifado - Ativo circulante		(1.694)	(2.108)	(27)	362
Tributos a compensar	7	(8.093)	(9.165)	(7.347)	5.727
Contas a receber CDE - Decreto nº 8.221/2014	3	473.010	(112.223)	11.617	(87.280)
Outros créditos		(35.375)	(58.726)	7.107	(4.187)
Juros pagos (empréstimos, debêntures e arrend. mercantil)		(166)	(17.728)	4.338	(13.167)
Fornecedores e supridores de energia elétrica e encargos do consumidor	12	(547.014)	(59.299)	(36.746)	28.170
Antecipação Repasse CDE - Decreto nº 8.020/2013		-	-	52.257	52.257
Tributos a recolher	15	15.275	86.900	26.446	51.684
Imposto de renda e contribuição social pagos		(40.500)	(84.781)	(13.083)	(42.799)
Provisão para ações judiciais e regulatórias	20	(2.343)	(3.488)	(2.255)	(4.772)
Plano especial de aposentadoria		-	(2.926)	(1.451)	(3.008)
Programa de P&D e eficiência energética		(10.707)	(20.167)	(5.567)	(14.124)
Outros passivos		16.482	3.782	19.085	4.955
Caixa líquido aplicado nas atividades operacionais		(25.628)	(99.976)	251.584	344.971
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento		(63.005)	(120.187)	(115.390)	(144.650)
Adições ao ativo intangível, ativo indenizável e o imobilizado	10.1 e 10.2	(65.840)	(130.730)	(76.258)	(137.062)
Valor pago na baixa do ativo intangível, ativo indenizável e imobilizado		74	7.692	(8.028)	(271)
Caução de fundos e depósitos vinculados		2.761	2.851	(31.104)	(7.317)
Caixa líquido gerado (aplicado) nas atividades de financiamento		509.666	535.909	(381.168)	(351.377)
Amortização de empréstimos, debêntures e arrendamento mercantil (principal)		(32.279)	(51.096)	(399.122)	(407.091)
Captação de empréstimos		541.945	587.005	17.954	55.714
Variação de caixa e equivalentes de caixa		421.033	315.746	(244.974)	(151.056)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	5	362.343	467.630	677.066	583.148
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	5	783.376	783.376	432.092	432.092
Variação de caixa e equivalentes de caixa		421.033	315.746	(244.974)	(151.056)

As notas explicativas são parte integrante destas informações trimestrais.

Demonstração do valor adicionado
para os períodos findos em 30 de junho de 2014 e 2013
(em milhares de reais)

	Notas	2º Trimestre 2014	1º Semestre 2014	2º Trimestre 2013	1º Semestre 2013
Receitas		1.345.230	2.720.175	1.115.645	2.306.310
Vendas de energia e serviços	23	1.285.447	2.597.479	1.044.365	2.179.931
Receita de construção	23	65.841	130.731	76.258	137.062
Provisão para créditos de liquidação duvidosa, líquida		(6.723)	(9.142)	(5.676)	(12.627)
Outras receitas		665	1.107	698	1.944
Insumos adquiridos de terceiros		(949.966)	(1.854.391)	(644.835)	(1.423.469)
Energia comprada bruta	24	(810.365)	(1.575.882)	(496.696)	(1.154.679)
Materiais	25	(9.442)	(18.532)	(8.187)	(17.152)
Serviço de terceiros	25	(30.495)	(56.672)	(26.087)	(47.814)
Custo de construção		(65.841)	(130.731)	(76.258)	(137.062)
Outros custos operacionais		(33.823)	(72.574)	(37.607)	(66.762)
Valor adicionado bruto		395.264	865.784	470.810	882.841
Depreciação e amortização	10.2 e 11	(37.004)	(74.277)	(37.838)	(73.300)
Valor adicionado líquido		358.260	791.507	432.972	809.541
Receitas financeiras e variações monetárias e cambiais	26	27.217	64.308	27.364	58.124
Valor adicionado a distribuir		385.477	855.815	460.336	867.665
Distribuição do valor adicionado		385.477	855.815	460.336	867.665
Pessoal		58.971	110.774	53.470	110.003
Impostos, taxas e contribuições		278.106	582.723	291.170	553.062
Federais		71.289	157.368	110.714	166.722
Estaduais		206.734	425.210	180.381	386.203
Municipais		83	145	75	137
Encargos setoriais e outros		20.991	35.690	11.552	35.422
Despesas financeiras e variações monetárias e cambiais	26	51.744	115.583	41.744	96.898
Lucros retidos / Prejuízos do período		(24.335)	11.045	62.400	72.280

As notas explicativas são parte integrante destas informações trimestrais.

ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A.
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS
EM 30 DE JUNHO DE 2014
(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., denominada a seguir como “Elektro” ou “Companhia”, cuja sede localiza-se à Rua Ary Antenor de Souza, 321 no município de Campinas, Estado de 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).

Em 27 de agosto de 1998, foi celebrado o Contrato de Concessão de Distribuição nº 187/98, entre a União (Poder Concedente, por intermédio da ANEEL) e a Elektro, regulando a exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica, na área de concessão compreendida por 228 municípios, sendo 223 no Estado de São Paulo e 5 no Estado do Mato Grosso do Sul. O prazo de vigência é de 30 anos e pode ser prorrogado por, no máximo 30 anos, por requerimento da concessionária e a critério da ANEEL. As principais obrigações da concessionária, previstas no contrato de concessão, consistem em fornecer energia elétrica a consumidores de sua área de concessão, realizar as obras necessárias à prestação dos serviços, e manter inventário dos bens vinculados à concessão. É vedado à concessionária alienar ou conceder em garantia tais bens sem a prévia e expressa autorização do regulador. Ao final da concessão, esses bens serão revertidos automaticamente ao Poder Concedente, procedendo-se às avaliações e determinação do valor de indenização à concessionária (vide nota 10.1).

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) e Parcela B (custos operacionais eficientes e custos de capital - remuneração do investimento e quota de reintegração regulatória). Os mecanismos de ajuste são o reajuste tarifário anual e revisão tarifária ordinária a cada quatro anos (vide nota 30).

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 S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros.

2. APRESENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS

As Informações Trimestrais foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações e normas e procedimentos contábeis emitidos pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

A Companhia adotou no preparo das Informações Trimestrais todas as normas, revisões de normas, pronunciamentos técnicos, interpretações técnicas e orientações técnicas emitidas pela CVM e CPC, os quais são consistentes com aqueles adotados na elaboração das Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2013. Essas Informações Trimestrais 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 2014 também foram analisados e não trouxeram impactos para esta informação trimestral. Outras normas e procedimentos emitidos e revisados, que têm aplicação obrigatória futura, serão analisados oportunamente.

A emissão dessas Informações Trimestrais foi autorizada pela Administração em 12 de agosto de 2014.

3. ALTERAÇÕES E ATUALIZAÇÕES NA LEGISLAÇÃO REGULATÓRIA

3.1 Reajuste Tarifário

O Contrato de Concessão estabelece que a Elektro deve passar pelo processo de Revisão Tarifária a cada quatro anos, ou Revisões Tarifárias Extraordinárias a qualquer tempo, além de reajustes anuais entre os anos de revisões, sendo 27 de agosto a data de atualização de suas tarifas.

Em 24 de janeiro de 2013, a ANEEL promoveu uma Revisão Tarifária Extraordinária envolvendo todas as distribuidoras do Brasil, na qual as tarifas da Elektro foram reduzidas, em média, em 20,34%. Esta redução ocorreu no intuito de contemplar os efeitos decorrentes da Lei 12.783/13, descrita adiante, e não apresentou efeito na Margem Operacional, já que implicou apenas em ajuste dos custos não gerenciáveis (Parcela A).

Em 27 de agosto de 2013 ocorreu o Reajuste Tarifário da Elektro, homologado pela Resolução nº 1.591 de 20 de agosto de 2013. O reajuste resultou em uma elevação média das tarifas de 8,9%. Este percentual contempla, dentre outros: (i) correção da parcela B por IGP-M; (ii) atualização dos custos de energia comprada de geradoras; e (iii) devolução de um terço do componente financeiro referente à postergação da Revisão Tarifária de 27 de agosto de 2011 para 27 de agosto de 2012, atualizado pela Selic, no valor de R\$ 90.703. A devolução de um terço desses valores já foi realizada por meio das tarifas praticadas desde 27 de agosto de 2012 até 26 de agosto de 2013 e o saldo remanescente será devolvido para os consumidores por meio das tarifas com vigência a partir de 27 de agosto de 2014.

Está previsto para 27 de agosto de 2014 o próximo Reajuste Tarifário da Elektro, quando a ANEEL ajustará os valores dos custos não gerenciáveis (Parcela A), com vigência para os 12 meses subsequentes.

3.2 Lei nº 12.783/13 e Decretos nº 7.891/13, nº 8.203/14 e nº 8.221/14

O Governo Federal oficializou por meio da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a redução nos encargos de energia elétrica (o que resultou na Revisão Tarifária Extraordinária já mencionada, aplicada em 24 de janeiro de 2013) e as regras para renovação das concessões de Geração, Transmissão e Distribuição vincendas entre 2015 e 2017. Esta Lei permitiu àqueles concessionários a possibilidade de prorrogar suas concessões pela antecipação dos contratos mediante condições específicas previamente estabelecidas.

Para as concessões de Geração e Transmissão, a condição definida pelo Governo é que ativos não amortizados e não depreciados seriam indenizados tendo por base o denominado Valor Novo de Reposição (VNR), e as tarifas a partir de então contemplariam os custos de Operação e Manutenção (O&M) desses ativos. Adicionalmente, a Lei também desobrigou as distribuidoras do recolhimento da RGR (Reserva Global de Reversão), transferiu as necessidades da CCC (Conta de Consumo de Combustíveis) para a CDE (Conta de Desenvolvimento Energético) e reduziu em 2013 o valor da cota da CDE para as distribuidoras em 75%, sendo que, para compensar estas alterações, a CDE passou a receber aportes adicionais do governo. Para as concessionárias de Distribuição também haveria condições específicas a serem estabelecidas pela ANEEL em contrato de concessão ou termo aditivo. A antecipação das prorrogações das concessões afetadas pela Lei 12.783/13 não causou impactos no contrato de concessão da Elektro, uma vez que este tem vigência até 2028.

Como resultado das novas regras estabelecidas pela Lei 12.783/13, algumas geradoras decidiram pela não renovação das concessões e a energia proveniente das concessões renovadas foi distribuída por meio de cotas, que, no entanto, não foram suficientes para suprir as necessidades de mercado de cada distribuidora. Além disso, houve a rescisão de contratos dos 6º e 7º leilões de energia nova devido à revogação da autorização de algumas usinas pela ANEEL e atraso na operação comercial de outras usinas, com postergações de cronogramas aprovadas pela ANEEL e/ou liminares judiciais concedidas para suspensão do início de suprimento dos CCEARs firmados. Desta forma, a insuficiência de contratos fez com que as distribuidoras tivessem que comprar essa energia no mercado de curto prazo, gerando custos elevados na compra de energia.

Somam-se a isso as condições hidroenergéticas desfavoráveis desde o último trimestre de 2012 até o primeiro semestre de 2014, quando os níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas atingiram os menores patamares, levando ao despacho das usinas térmicas, cujos preços são bem mais elevados. Cita-se ainda o início da contabilização pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) das perdas nas Demais Instalações de Transmissão (DIT) para as Distribuidoras de Energia Elétrica a partir

de setembro de 2012, dentre elas a Elektro, o que resultou em um volume maior de energia comprada no mercado de curto prazo.

No intuito de amenizar os impactos no caixa e no resultado das Distribuidoras, o governo tomou diversas medidas, dentre elas a emissão, em 23 de janeiro de 2013, do Decreto nº 7.891/13, que orientou a utilização dos recursos da CDE para compensar os descontos aplicados nas tarifas praticadas para algumas classes de consumidores. Em 7 de março de 2013 foi publicado o Decreto 7.945/13, alterando o Decreto 7.891/13, ao incluir a possibilidade de repasses de recursos de CDE para neutralizar a exposição das concessionárias de distribuição no mercado de curto prazo, decorrente da alocação das cotas e da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica, e cobrir o custo adicional para as concessionárias de distribuição decorrente do despacho de usinas termelétricas acionadas em razão de segurança energética durante o ano de 2013.

Em junho de 2013 ocorreu o Leilão A-0 de energia existente, com intuito de suprir a exposição involuntária das distribuidoras decorrente do cancelamento do Leilão A-1 previsto para dezembro de 2012 e insuficiência na distribuição de cotas. No entanto, devido à falta de oferta de energia neste leilão, a necessidade de energia declarada pela Elektro foi integralmente frustrada. Em dezembro de 2013 ocorreu novo leilão (A-1) de energia para início de suprimento em janeiro de 2014. Neste novo leilão a Elektro conseguiu adquirir cerca de 50% da energia declarada para 2014 (288,6 MWmed), com preços médios de contrato 37% superiores aos vigentes e acima do previsto na tarifa, o que contribuiu para a pressão sobre os custos de energia, seja pela manutenção da exposição involuntária ao mercado *spot*, seja pelos maiores preços da energia contratada.

Em 7 de março de 2014, foi publicado o Decreto nº 8.203/14, que alterou novamente o Decreto 7.891/13. O novo decreto orientou a utilização dos recursos da CDE para neutralizar também a exposição involuntária decorrente da compra frustrada no leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes realizado em dezembro de 2013. O repasse destes recursos referiu-se apenas à competência de janeiro de 2014 e o montante repassado para a Companhia, conforme Despacho ANEEL nº 515/14, foi de R\$ 100.161.

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

Em 25 de abril de 2014 foi assinado um Contrato de Financiamento da Operação ACR – Ambiente de Contratação Regulada pela CCEE, junto a diversas instituições financeiras, com limite total de até R\$11,2 bilhões, repassados às distribuidoras que incorreram nos custos adicionais descritos acima. A CCEE liquidará esse compromisso financeiro com o recebimento das cotas vinculadas ao pagamento das obrigações de cada distribuidora junto à CCEE. Essas cotas serão estabelecidas futuramente pela ANEEL para cada empresa distribuidora de energia e não possuem nenhuma vinculação com o valor de reembolso recebido por meio da operação de empréstimo captado pela CCEE. A Companhia não disponibilizou nenhuma garantia direta para esse contrato.

As despesas cobertas por essa operação referem-se ao período fevereiro a dezembro de 2014. Assim, em agosto de 2014 a companhia havia recebido R\$ 730.728 para a cobertura de custos, dos quais R\$ 305.162, referente a fevereiro de 2014, conforme Despacho ANEEL nº 1.256/14, R\$ 274.914, referente a março de 2014, conforme Despacho ANEEL nº 1.443/14 e posteriormente R\$ 150.652, referente a abril de 2014 (cobertura parcial), conforme Despacho ANEEL nº 1.696/14. Adicionalmente a Companhia possui um contas a receber em 30 de junho de 2014 no montante de R\$ 107.066, sendo R\$ 88.515, referente a maio de 2014, conforme Nota Técnica 066/2014 e R\$ 18.551 referente a junho de 2014, conforme Despacho ANEEL nº 3.017/2014, os quais serão repassados em agosto de 2014, totalizando R\$ 837.794.

A Companhia entende que o direito legal dessa compensação de custos a receber em caixa já existia em 30 de junho de 2014, tendo em vista que, anteriormente, já havia diversos normativos e evidências, dentre as quais a Lei 10.438/02, Lei 12.783/13, Decreto 7.891/13, Decreto 7.945/13, e comunicados emitidos pelo Ministério da Fazenda e pelo Ministério de Minas e Energia, que suportavam o direito da Companhia de receber em caixa e no curto prazo tais valores de forma desvinculada de reajustes tarifários futuros.

Assim até 30 de junho de 2014 foi contabilizado na rubrica “Energia comprada para revenda”, como redutor de custos de energia, o montante de R\$ 937.955, compensando parcialmente os impactos da alta dos custos de energia sobre os resultados da Companhia.

Adicionalmente, em 30 de abril de 2014 ocorreu o 13º Leilão de Energia Existente A-0, no qual a Elektro adquiriu 212 MWmed, o que contribuiu para redução da sua exposição involuntária ao mercado *spot* para o ano de 2014. A Elektro deverá contratar a energia faltante ao longo de 2014 em leilões e outros mecanismos de compra de energia disponíveis sendo que, independentemente do sucesso nestas contratações, a eventual exposição é considerada involuntária, portanto não implicará em penalidades e seu custo será repassado integralmente dentro dos processos tarifários subsequentes.

3.3 Ciclo de Revisão Tarifária

Em 10 de junho a ANEEL abriu a 1ª Fase da Audiência Pública 023/2014, cujo objetivo é obter subsídios para o estabelecimento das metodologias e critérios gerais para as revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição de energia elétrica. A Elektro está acompanhando e realizando suas contribuições. Tão logo os resultados desta Audiência sejam publicados, a Elektro fará sua divulgação.

4. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

Vide as principais práticas contábeis adotadas pela Companhia na nota 5 das Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2013.

5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

O montante de R\$ 783.376 em 30 de junho de 2014 (R\$ 467.630 em 31 de dezembro de 2013) refere-se a saldos em conta corrente e aplicações financeiras. Os produtos bancários utilizados são vinculados a títulos de renda fixa (Certificados de Depósitos Bancários - CDB e debêntures com compromisso de recompra), com taxas pós-fixadas, indexados à variação diária dos Certificados de Depósitos Interbancários (CDI). Em 30 de junho de 2014 a variação média estava em 99,28% do CDI. Essas aplicações apresentam alta liquidez e podem ser resgatadas a qualquer momento, e não possuem 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 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

	30/06/2014				31/12/2013			
	A Vencer	até 90 dias Vencidos	(+) 90 dias Vencidos	Total	A Vencer	até 90 dias Vencidos	(+) 90 dias Vencidos	Total
	Fornecimento	199.652	131.018	29.581	360.251	224.175	111.520	24.741
Outras contas a receber	288.419	3.994	18.918	311.331	314.295	3.390	19.246	336.931
Parcelamentos de débitos	38.011	3.994	18.918	60.923	39.662	3.390	19.246	62.298
Receita não faturada	205.613	-	-	205.613	242.338	-	-	242.338
Supridores	37.763	-	-	37.763	23.951	-	-	23.951
Outros	7.032	-	-	7.032	8.344	-	-	8.344
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	(8.464)	-	(31.601)	(40.065)	(10.712)	-	(32.007)	(42.719)
Total	479.607	135.012	16.898	631.517	527.758	114.910	11.980	654.648
Circulante	450.292	135.012	16.898	602.202	495.507	114.910	11.980	622.397
Não circulante	29.315	-	-	29.315	32.251	-	-	32.251

Em 30 de junho de 2014 o prazo médio para recebimento das contas de energia de clientes finais era de 36 dias. A Administração da Companhia constitui provisão para créditos de liquidação duvidosa, de acordo com critérios estabelecidos pelo regulador e que estejam de acordo com as normas contábeis. Adicionalmente, a Companhia realiza análises individuais de acordo com o histórico de inadimplemento de clientes considerados críticos.

Sobre as faturas atrasadas incidem juros de 1% ao mês, além de multa de 2% e atualização monetária pelo IGP-M.

Do montante de R\$ 37.763 classificado como Supridores (R\$ 23.951 em 31 de dezembro de 2013), R\$ 19.004 referem-se a transações no âmbito da CCEE no período do racionamento de energia elétrica, entre 2000 e 2002, e contemplam: (i) R\$ 14.995 referentes a liminares interpostas junto à CCEE por agentes do setor; e (ii) R\$ 4.009 referentes a acordos bilaterais em negociação, e estão registrados no ativo não circulante. De acordo com o parecer emitido por seus assessores jurídicos, a Companhia não espera incorrer em perdas na realização desses valores.

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

	31/12/2013	Adições	Recuperação da Receita	Baixas Incobráveis	30/06/2014
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	42.719	22.655	(6.355)	(18.954)	40.065

7. TRIBUTOS A COMPENSAR

	30/06/2014	31/12/2013
Imposto de renda e contribuição social sobre lucro líquido	21.236	18.875
ICMS a recuperar	98.417	91.613
Total	119.653	110.488
Ativo circulante	49.157	47.552
Ativo não circulante	70.496	62.936

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.

8. CAUÇÃO DE FUNDOS E DEPÓSITOS VINCULADOS

Em 30 de junho de 2014 o saldo era R\$ 9.265 e R\$ 10.243 (R\$ 8.782 e R\$ 12.595 em 31 de dezembro de 2013), respectivamente nos ativos circulante e não circulante. Tais aplicações caucionadas estavam atreladas a instrumentos de renda fixa (pós-fixados), indexados à variação média de 99,93% do CDI. Esses instrumentos apresentam liquidez diária, não estão sujeitos a risco significativo de perda de valor, e estão caucionados pelos seguintes motivos: (i) garantir valores liberados através dos contratos de empréstimos da Eletrobrás (Luz Para Todos), que são liberados após comprovação dos investimentos; (ii) garantir participação em leilões de compra de energia em curto e longo prazo; e (iii) garantir programas de treinamento aos colaboradores conforme Acordo Coletivo de Trabalho.

9. DEPÓSITOS JUDICIAIS

Dos R\$ 94.930 (R\$ 88.642 em 31 de dezembro de 2013) registrados nessa rubrica, o montante de R\$ 33.788 em 30 de junho de 2014 (R\$ 33.116 em 31 de dezembro de 2013) refere-se ao valor atualizado do depósito judicial de R\$ 24.906, efetuado em 29 de outubro de 2004, em virtude 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.

Com a incorporação da Empresa Paranaense Comercializadora Ltda (EPC) pela Elektro em 2012, os direitos e as obrigações da incorporada passaram a ser de responsabilidade exclusiva da Elektro. Em 30 de junho de 2014 o valor atualizado de depósito judicial oriundo da EPC é de R\$ 29.173 (R\$ 28.313 em 31 de dezembro de 2013), e refere-se ao processo descrito na nota 20.1.

Os demais depósitos judiciais no montante de R\$ 31.969 em 30 de junho de 2014, (R\$ 27.213 em 31 de dezembro de 2013) referem-se a outros processos de natureza Trabalhista, Cível e Tributária.

10. CONTRATO DE CONCESSÃO

10.1. Ativo Indenizável (Concessão)

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

Em 30 de junho de 2014 o ativo financeiro está atualizado pelo valor residual da BRR do 3º Ciclo devidamente movimentada por adições, atualizações, baixas e depreciações.

Este ativo financeiro está classificado como um ativo disponível para venda, por tratar-se de uma categoria residual, já que o valor da indenização a ser recebido ao término da concessão não é fixo, embora seja estimável. A Companhia registra as variações no fluxo de caixa estimado desse ativo financeiro de acordo com o parágrafo AG8 do CPC 38 – Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração, que estabelece que uma entidade deva, ao revisar suas estimativas de recebimentos, ajustar o custo amortizado do instrumento de forma a refletir os fluxos de caixa estimados atualizados, reconhecendo esta variação no resultado do exercício. A Lei nº 12.783/13 corroborou o entendimento que variações no ativo financeiro vinculado à concessão por conta das revisões tarifárias resultam em variações no fluxo de caixa estimado desse ativo ao final do período da concessão.

Visando sempre a melhor estimativa da indenização ao final da concessão, o valor justo do ativo financeiro é revisado mensalmente, considerando, dentre outros fatores, a atualização pelo IGP-M, por ser este um dos principais critérios de atualização anual utilizada pelo regulador nos processos de reajuste tarifário. Possíveis variações decorrentes do critério de cálculo do VNR também são consideradas.

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. Esses recursos não

são exigíveis ao longo da concessão. O saldo das obrigações especiais, ao final da concessão, será deduzido do valor da indenização e, portanto, é redutor do ativo financeiro. A BRR residual, utilizada para determinação do valor justo do ativo financeiro, está líquida do valor reavaliado das obrigações especiais. A parcela das obrigações especiais a ser amortizada no período da concessão é classificada como redutora do ativo intangível. A taxa de amortização é aquela definida pela ANEEL no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico.

A mutação do ativo financeiro indenizável é compreendida por:

	Custo	Obrigações especiais	Valor justo	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2012	518.151	(71.854)	11.599	457.896
Transferências de ativo intangível	115.506	-	-	115.506
Adições	-	(770)	-	(770)
Ajustes ao valor justo	-	-	18.814	18.814
Baixas	(1.607)	1.112	-	(495)
Saldo em 31 de dezembro de 2013	632.050	(71.512)	30.413	590.951
Transferências de ativo intangível	9.581	-	-	9.581
Adições	-	(95)	-	(95)
Ajustes ao valor justo	-	-	7.377	7.377
Saldo em 30 de junho de 2014	641.631	(71.607)	37.790	607.814

O ativo financeiro relacionado à concessão é remunerado pelo custo médio ponderado do capital (WACC) regulatório, no valor de 7,50% ao ano (11,36% antes dos impostos), já incluído na atual tarifa da Companhia. Como esta receita já é contabilizada mensalmente (vide nota 23) e arrecadada pela Companhia, considera-se que o ativo financeiro já se encontra a valores atualizados.

10.2. 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, de acordo com o CPC 04 – Ativo Intangível. Este ativo intangível é avaliado ao custo de aquisição, incluindo custos de empréstimos capitalizados, deduzido da amortização acumulada que é calculada utilizando-se as taxas de depreciação definidas pela ANEEL para depreciação da infraestrutura.

Houve redução de R\$ 9.581 referente às transferências do período por ativos energizados, sem alterar os demais procedimentos contábeis decorrentes da adoção do ICPC 01/OCPC 5 – Contratos de Concessão.

O valor de encargos de dívidas capitalizados à infraestrutura, de acordo com o CPC 20 – Custos de Empréstimos, foi de R\$ 8.056 em 30 de junho de 2014 (R\$ 12.907 em 31 de dezembro de 2013).

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	Valor líquido
Saldo em 31 de dezembro de 2012	2.051.224	(321.527)	(322.625)	1.407.072	309.751	(47.973)	261.778	1.668.850
Adições	-	(1.102)	-	(1.102)	349.053	(33.907)	315.146	314.044
Baixas	(29.357)	2.412	10.172	(16.773)	-	-	-	(16.773)
Amortização	-	-	(142.589)	(142.589)	-	-	-	(142.589)
Transferências	191.589	-	-	191.589	(307.095)	-	(307.095)	(115.506)
Mudança na taxa de depreciação	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2013	2.213.456	(320.217)	(455.042)	1.438.197	351.709	(81.880)	269.829	1.708.026
Adições	-	(117)	-	(117)	167.210	(36.268)	130.942	130.825
Baixas	(14.405)	-	-	(14.405)	-	-	-	(14.405)
Amortização	-	-	(73.167)	(73.167)	-	-	-	(73.167)
Transferências	32.227	-	-	32.227	(41.808)	-	(41.808)	(9.581)
Saldo em 30 de junho de 2014	2.231.278	(320.334)	(528.209)	1.382.735	477.111	(118.148)	358.963	1.741.698

10.3. Receita e Custo de Construção

A ICPC 01 também estabelece que o concessionário registre e mensure a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 – Contratos de Construção e CPC 30 – Receitas, mesmo quando regidos por um único contrato de concessão. Em atendimento ao CPC 17, a Companhia contabilizou 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, no negócio 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.

11. IMOBILIZADO

Os ativos imobilizados adquiridos através de contratos de arrendamento mercantil financeiro e não vinculados à concessão apresentam saldos em 30 de junho de 2014 e 31 de dezembro de 2013 conforme mutação abaixo.

	31/12/2013	Adições	Depreciação	30/06/2014
Arrendamento mercantil em serviço				
Administração Central	9.470	-	(890)	8.580
Edif, obras civis e benf. - Arrendamento mercantil	16.529	-	-	16.529
(-) Depreciação acumulada	(7.059)	-	(890)	(7.949)
	1.709	4.883	(220)	6.372
Móveis e utensílios - Arrendamento mercantil	10.779	4.883	-	15.662
(-) Depreciação acumulada	(9.070)	-	(220)	(9.290)
Total	11.179	4.883	(1.110)	14.952

12. FORNECEDORES E SUPRIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA

	30/06/2014	31/12/2013
Moeda nacional	379.204	421.384
Supridores de energia elétrica	321.575	336.880
Encargos de serviço de sistema - ESS	12.988	18.056
Fornecedores de materiais e serviços	44.641	66.448
Moeda estrangeira	33.356	46.629
Supridores de energia elétrica - Itaipu	33.356	46.629
Total	412.560	468.013

13. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

	30/06/2014	31/12/2013	Condições Gerais	Vencimento	Garantias
Moeda Nacional	472.662	309.414			
BNDES					
Finame SE 2011	4.697	5.054	5,5% a.a.	Início: 15/02/2013 até 15/01/2021	Instrumento de Cessão
Finem CAPEX 2011/2012	138.834	152.805	de TJLP a TJLP + 3,03% a.a.	Início: 15/06/2013 até 15/12/2019	Fiduciária de Direitos
Finem 2013/2014	184.110	-	de TJLP a TJLP + 3,08% a.a.	Início: 15/01/2016 até 15/12/2023	Creditórios
Custos com emissão - BNDES	(336)	(246)			
Eletrobrás					
Eletrobrás - Luz para Todos ⁽¹⁾	79.058	86.030	RGR + 5,0% a.a. ⁽²⁾	Início: 30/11/2006 até 31/12/2022	
Finep - 1º Ciclo	1.725	4.312	TJLP + 0,94% a.a.	Início: 15/10/2010 até 15/10/2014	
Finep - 2º Ciclo	24.474	27.974	4,25% a.a.	Início: 15/04/2011 até 15/12/2017	Carta de Fiança
Finep - 3º Ciclo	6.532	3.816	5,0% a.a.	Início: 15/12/2013 até 15/01/2020	
Finep - 4º Ciclo	17.991	17.993	5,0% a.a.	Início: 15/03/2015 até 15/03/2021	
Arrendamento mercantil	15.577	11.676	de 10% a 18% a.a.	A partir de 2013 ⁽³⁾	
Moeda Estrangeira	687.046	277.349			
Banco Europeu de Investimento	282.658	282.762	US\$ + 3,4020% a.a.	31/10/2025	Carta de Fiança
Swap Empréstimo BEI	2.970	(5.205)	CDI - 0,30% a.a.	31/10/2025	
Cédula de Crédito Bancário 4131 Bank Of Tokyo	97.822	-	Libor 3mL + 0,8457% ⁽⁴⁾	17/06/2016	
Swap Céd. Créd Bancário 4131 Bank of Tokyo	2.434	-	103,0% do CDI a.a.	17/06/2016	
Cédula de Crédito Bancário 4131 Citi	144.727	-	Libor 3mL + 0,7782% ⁽⁴⁾	09/06/2016	
Swap Céd. Créd Bancário 4131 Citi	6.171	-	103,0% do CDI a.a.	09/06/2016	
Cédula de Crédito Bancário 4131 HSBC	147.993	-	Libor 3mL + 0,8500% ⁽⁴⁾	15/06/2016	
Swap Céd. Créd Bancário 4131 HSBC	2.595	-	104,9% do CDI a.a.	15/06/2016	
Custos com emissão - Moeda Estrangeira	(324)	(208)			
Total	1.159.708	586.763			
Circulante	63.172	60.871			
Não circulante	1.096.536	525.892			

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

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

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

⁽⁴⁾ Os prazos de amortização do arrendamento mercantil estão considerados no parágrafo abaixo.

Os vencimentos dos empréstimos, financiamentos e arrendamento mercantil de longo prazo em 30 de junho de 2014 ocorrerão da seguinte forma: R\$ 45.833 em 2015, R\$ 508.345 em 2016, R\$ 107.463 em 2017, R\$ 97.975 em 2018 e R\$ 336.920 após 2018.

Em 31 de outubro de 2013, depois de cumpridas todas as condições precedentes previstas no contrato de financiamento assinado com o Banco Europeu de Investimento (BEI), a Companhia recebeu a liberação do financiamento no montante de R\$ 281.050, com prazo de vencimento de 12 anos, pagamento de juros semestrais, carência de 3 anos para pagamento do principal e taxa pré-fixada de 3,4020% a.a., além da variação cambial.

Em junho de 2014, a Companhia captou, utilizando o instrumento financeiro da Lei nº 4.131, de 3 de setembro de 1962, linhas de financiamento de curto prazo denominadas em moeda estrangeira no montante total de R\$ 400.000 e com prazo de vencimento de 2 anos. Os pagamentos dos juros serão trimestrais e o pagamento do principal no final do contrato.

Na mesma data, para ambas captações foram contratadas operações 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 vinculada a uma taxa de juros fixa em dólares norte-americanos, resultando, assim, em uma operação denominada em moeda nacional atrelada à variação dos Certificados de Depósitos Interbancários (CDI), sendo para o BEI um custo final abaixo do CDI em 0,30% e para as linhas de 4131 um custo médio final de 103,7% do CDI.

Além disso, no primeiro semestre de 2014 foi liberado o montante de R\$ 184.000 referente ao novo contrato de financiamento junto ao BNDES e Banco do Brasil, firmado em dezembro de 2013 na modalidade FINEM, no montante de R\$ 348.392 destinado à implantação do Plano de Investimentos 2013-2014 com prazo de financiamento de 10 anos e carência de 02 anos e R\$ 3.257 por meio da linha de financiamento relacionada a projetos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação com a Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP).

Condições Restritivas

BNDES (FINEM): conforme cláusula décima segunda, inciso XII do contrato de financiamento.

Foi aprovada em 10 de outubro de 2013 a alteração da definição de EBITDA, com a inclusão dos Ativos e Passivos Regulatórios, para os contratos firmados com o BNDES.

Em 30 de junho de 2014 e 31 de dezembro de 2013, a Companhia cumpriu todas as condições restritivas e não há itens que façam parte da infraestrutura da concessão, oferecidos como garantias de empréstimos e financiamentos.

Arrendamento mercantil operacional

De acordo com o CPC 06 – Operações de Arrendamento Mercantil, a Companhia efetuou uma análise dos contratos classificados como arrendamento mercantil, dentre eles os contratos de aluguel de equipamentos, imóveis, veículos e outros.

A Companhia realizou a contabilização no ativo imobilizado, em contrapartida ao passivo, de arrendamento mercantil dos bens vinculados aos contratos de arrendamento mercantil que foram considerados como financeiros, em virtude da transferência de riscos e benefícios sobre referidos bens para a Companhia. Os contratos relativos a imóveis apresentam cláusulas de renovação e de reajuste conforme inflação do período. Cláusulas restritivas e pagamentos contingenciais não foram previstos em qualquer dos contratos existentes.

Abaixo estão demonstrados os valores dos contratos mais relevantes contabilizados como despesas nos períodos findos em 30 de junho de 2014 e de 2013, bem como os pagamentos futuros que a Companhia fará com base nesses contratos.

	30/06/2014	30/06/2013
Despesas reconhecidas no período		
Locação de equipamentos e serviços de informática	6.029	7.542
Locação de infraestrutura de pontos de atendimento (<i>Callcenter</i>)	1.543	1.702
Locação de imóveis	989	1.773
Locação de computadores	1.595	1.338
Locação de veículos	142	87
Locação de impressoras	204	44
Total	10.502	12.486

Os pagamentos futuros relativos aos contratos acima acontecerão nos valores de R\$ 4.683 em 2015, R\$ 1.960 em 2016, R\$ 1.051 em 2017, R\$ 1.196 em 2018 e R\$ 2.120 após 2018.

14. DEBÊNTURES

	30/06/2014	31/12/2013	Qtde.	Remuneração	Pagamento dos juros	Amortização do principal
5ª Emissão	352.365	335.043				
1ª Série	124.813	124.519	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	228.022	211.093	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	(470)	(569)				
6ª Emissão	730.461	697.166				
1ª Série	227.187	226.479	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	117.014	109.629	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	387.298	362.186	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	(1.038)	(1.128)				
	1.082.826	1.032.209				
Total						
Circulante	86.226	63.933				
Não circulante	996.600	968.276				

De acordo com o CPC 08 – Custos de Transações e Prêmios na Emissão de Títulos de Valores Mobiliários, os recursos captados em 2012 com a 6ª Emissão de Debêntures foram registrados de forma líquida dos custos decorrentes do processo de emissão, sendo que tais custos são apropriados ao resultado de acordo com a taxa efetiva da transação até o prazo de vencimento dos respectivos títulos. O saldo total a apropriar é de R\$ 1.508, sendo R\$ 355 no curto prazo (R\$ 175 referente a 5ª emissão e R\$ 180 referente a 6ª emissão) e R\$ 1.153 no longo prazo (R\$ 295 referente à 5ª emissão e R\$ 858 referente à 6ª emissão).

O vencimento do saldo de longo prazo das debêntures em 30 de junho de 2014 ocorrerá da seguinte forma: R\$ 39.831 em 2015, R\$ 220.995 em 2016, R\$ 181.076 em 2017, R\$ 127.400 em 2018 e R\$ 427.298 após 2018.

Abaixo características gerais das debêntures da Companhia:

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

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

Condições Restritivas Financeiras (*covenants*):

As debêntures contêm cláusulas restritivas que implicam em vencimento antecipado no caso de não observância no cumprimento de determinados índices financeiros conforme disposto na cláusula de vencimento antecipado, inciso XIX das escrituras da emissão.

A Companhia sempre cumpriu e vem mantendo uma relação confortável com relação aos limites estabelecidos para seus covenants financeiros baseados nos resultados apurados pelos critérios previstos nos contratos firmados com o BNDES e nas escrituras das 5ª e 6ª Emissões de Debêntures.

Em 28 de novembro de 2013 foram realizadas as Assembleias Gerais de Debenturistas das 5ª e 6ª Emissões, nas quais foram aprovadas as alterações dos textos das Escrituras de Emissão, a fim de incluir a definição de Ativos e Passivos Regulatórios e modificar a metodologia de cálculo do EBITDA, incluindo em sua composição os Ativos e Passivos Regulatórios. A alteração aprovada não modificou o patamar histórico dos covenants financeiros e teve como objetivo refletir de forma mais adequada os resultados da Companhia, eliminando a volatilidade decorrente da exclusão dos Ativos e Passivos Regulatórios.

Em 30 de junho de 2014 e 31 de dezembro de 2013 a Companhia cumpriu todas as condições restritivas exigidas pelas respectivas escrituras de emissão.

A íntegra dos termos e das condições da distribuição pública das 5ª e 6ª emissões de debêntures estão disponíveis no website da Elektro: www.elektro.com.br.

15. TRIBUTOS A RECOLHER

	<u>30/06/2014</u>	<u>31/12/2013</u>
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	81.422	94.901
Contribuição para o financiamento da seguridade social - COFINS	22.843	16.040
Imposto de renda e contribuição social sobre lucro líquido	8.067	116
Programa de integração social - PIS	4.959	3.482
Impostos retidos na fonte	927	1.400
Imposto sobre serviço - ISS	287	447
Total	<u>118.505</u>	<u>116.386</u>

A Companhia tem como prática efetuar as antecipações de imposto de renda e contribuição social no mês subsequente à sua apuração, de forma que durante o exercício há um descasamento entre o imposto a pagar e a antecipação. O encontro entre antecipações e impostos a pagar é efetuado no encerramento do exercício, fator que explica a variação do saldo da rubrica "Imposto de renda e contribuição social sobre lucro líquido" entre 30 de junho de 2014 e 31 de dezembro de 2013.

16. DIVIDENDOS E JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO A PAGAR

O saldo de dividendos a pagar de R\$ 162.966 (R\$ 6 em 31 de dezembro de 2013) está de acordo com as deliberações da Administração acerca do lucro do exercício de 2013, aprovados na Assembleia Geral Ordinária ocorrida em 20 de março de 2014, e serão pagos conforme disponibilidade de caixa, dentro do exercício social de 2014, precedidos de aviso aos acionistas publicados para esta finalidade.

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

17. OBRIGAÇÕES E ENCARGOS SOBRE FOLHA DE PAGAMENTO

	<u>30/06/2014</u>	<u>31/12/2013</u>
Férias e 13º salário a pagar	18.504	18.635
Retenções do empregado	1.946	2.841
INSS parte da empresa	10.403	9.003
FGTS	2.617	3.151
Participação nos lucros e resultados	9.879	12.917
Outros	359	366
Total	<u>43.708</u>	<u>46.913</u>

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

O contrato de concessão estabelece a obrigação da Companhia aplicar, anualmente, o montante de 1% da receita operacional líquida em ações que tenham como objetivo o combate ao desperdício de energia elétrica e o desenvolvimento tecnológico do setor elétrico. Esse montante é destinado aos Programas de Eficiência Energética e de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e parte deve ser recolhida ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e ao Ministério de Minas e Energia (MME). A participação de cada um dos programas é definida pela Lei nº 9.991/2000. Por meio das Resoluções Normativas nº 300/2008, nº 316/2008, nº 408/2010 e nº 504/2012, a ANEEL estabelece os critérios de apuração de valores dos programas, correção Selic, pagamentos e aplicação dos recursos.

O saldo das obrigações da Companhia com as obrigações de P&D e programas de Eficiência Energética, de acordo com a distribuição do recurso é como segue:

Distribuição do recurso	Percentual de distribuição da ROL	30/06/2014	31/12/2013
Programa de Eficiência Energética	0,50%	20.389	19.405
Pesquisa e Desenvolvimento	0,20%	17.924	18.507
FNDCT	0,20%	707	624
MME	0,10%	353	312
Total		39.373	38.848
Circulante		24.000	8.850
Não circulante		15.373	29.998

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 descrições:

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, de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 33 (R1) – Benefícios a Empregados. 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\$ 222.567 em 31 de dezembro de 2013. O superávit atuarial não é reconhecido contabilmente, pois de acordo com as regras da Secretaria da Previdência Complementar (SPC) - Resolução CGPC nº 26/2008, o reconhecimento do ativo atuarial é permitido, dentre outros critérios, somente se a reserva de contingência estiver reconhecida pelo seu percentual máximo, que é de 25% das reservas matemáticas, de modo a assegurar o equilíbrio financeiro do plano

em função da volatilidade destas obrigações. Somente a partir deste limite, o superávit poderá vir a ser utilizado pela patrocinadora para abater contribuições futuras ou ser reembolsado à patrocinadora. Para a Elektro, esta relação estava em 11% em 31 de dezembro de 2013, não permitindo, portanto, o reconhecimento contábil de nenhum superávit atuarial, conforme demonstrado abaixo:

Conciliação dos valores reconhecidos no balanço	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	803.985	1.076.309
Valor justo dos ativos do plano	1.026.552	1.109.871
Superávit para planos cobertos	<u>222.567</u>	<u>33.562</u>
Limite de Ativo de Benefício Definido	<u>(222.567)</u>	<u>(33.562)</u>
Ativo atuarial líquido	<u><u>-</u></u>	<u><u>-</u></u>

Os valores reconhecidos no resultado nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e de 2012 e no resultado abrangente são os seguintes:

Componentes da despesa (receita) do plano	<u>30/06/2014</u>	<u>30/06/2013</u>
Valores reconhecidos no demonstrativo de resultados do exercício		
Custo do serviço corrente	<u>(2.489)</u>	<u>(9.136)</u>
Despesa Reconhecida	<u><u>(2.489)</u></u>	<u><u>(9.136)</u></u>

Para o período findo em 30 de junho de 2014, a Companhia efetuou contribuições aos planos de benefícios mantidos junto à Fundação CESP no montante de R\$ 1.368 (R\$ 1.440 para o mesmo período de 2013).

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 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 no primeiro semestre de 2014 foram de R\$ 229 (R\$ 218 no mesmo período de 2013), tendo sido registradas à conta de despesa com pessoal.

19.2. Plano Especial de Aposentadoria

Por meio de Acordo Coletivo de Trabalho, a Elektro criou em 2007 o Plano Especial de Aposentadoria (PEA), como incentivo à aposentadoria daqueles empregados que já são elegíveis à aposentadoria oficial.

O PEA foi extinto do novo Acordo Coletivo do Trabalho (ACT), o qual está vigente desde julho de 2013. Desta forma, o pagamento do incentivo para os colaboradores elegíveis remanescentes foi efetuado em julho de 2014.

20. PROVISÕES E CONTINGÊNCIAS PASSIVAS

Provisão para ações judiciais e regulatórias

Todas as demandas de natureza judicial são acompanhadas continuamente pelos assessores jurídicos da Companhia que, de acordo com critérios previamente definidos pela Administração, classificam os riscos contingentes de forma individual, o que resulta no provisionamento dos objetos considerados como perda provável.

As provisões registradas refletem as perdas consideradas prováveis com tais demandas, e apresentam os seguintes saldos e movimentações:

	31/12/2013	Ingresso	Atualização	Reversão	Liquidação	30/06/2014
Cíveis e ambientais	110.986	12.237	3.512	(3.156)	(2.269)	121.310
Trabalhistas	24.783	2.865	1.495	(527)	(1.219)	27.397
Tributárias	31.258	335	1.117	(2.323)	-	30.387
Desapropriações e servidões	10.833	1	687	(1)	-	11.520
Regulatórias	24.873	2.098	-	(3.571)	-	23.400
Total das provisões	202.733	17.536	6.811	(9.578)	(3.488)	214.014

Em 30 de junho de 2014 e 31 de dezembro de 2013 as provisões efetuadas pela Companhia são principalmente para a cobertura de eventuais perdas referentes a ações indenizatórias cíveis e ambientais envolvendo objetos de naturezas diversas; causas trabalhistas envolvendo ações movidas por ex-empregados da Elektro (ou de suas contratadas) referentes a diferenças salariais, horas extras e outros; tributárias, envolvendo discussões relativas a exigências fiscais nos âmbitos federal, estadual e municipal; e regulatórias, que estão diretamente relacionadas com indicadores de desempenho da ANEEL e penalidades referentes à contratação do uso do sistema de transmissão (MUST). As desapropriações e servidões estão relacionadas a reclamações de proprietários e ex-proprietários de terrenos utilizados pela Elektro quanto aos valores das indenizações.

Provisões cíveis - Uso da faixa de domínio de rodovias

Em agosto de 2001, foram ajuizadas duas ações pela Elektro em face do Departamento de Estradas e Rodagem do Estado de São Paulo (DER) e concessionárias de rodovias estaduais, para que estas deixem de impedir a livre atuação da Elektro, quanto ao uso das faixas intermediárias e laterais das rodovias para a instalação de infraestrutura de distribuição de energia elétrica. O Tribunal de Justiça de São Paulo julgou a ação contra a Elektro.

Em agosto de 2008, a Elektro recorreu ao Superior Tribunal de Justiça (STJ) e propôs uma medida cautelar com pedido de liminar para suspender a decisão da corte paulista, sendo que, em novembro de 2008, a liminar foi denegada por um dos ministros do STJ. Em setembro de 2010, o STJ não conheceu o Recurso Especial apresentado pela Elektro por questões processuais. A Elektro apresentou recurso perante o STF, o qual não foi admitido pelo STJ. Diante de tal fato, a Elektro ingressou com ação rescisória para rediscutir o caso em 9 de agosto de 2013. Referida ação foi admitida e processada pelo Tribunal de Justiça do Estado de São Paulo, o qual, em 16 de junho de 2014 julgou a ação improcedente com base em argumentos exclusivamente processuais. Considerando que, no entendimento dos assessores jurídicos responsáveis pelo caso, esta decisão do Tribunal de São Paulo contraria o entendimento do Superior Tribunal de Justiça sobre a questão envolvida, a decisão foi objeto de recurso pela Elektro. Esta situação, no entendimento dos assessores jurídicos da Companhia, não altera seu prognóstico de perda. Em dois casos em que ações de cobrança movidas pelas concessionárias foram recebidas pela Elektro, seus argumentos foram acatados em sede de decisão de primeira instância, desconstituindo a decisão da ação originária. Desta forma, ainda que a incerteza sobre o desfecho destes casos nas instâncias superiores não autorize, no entendimento dos assessores jurídicos da Companhia, a reversão das provisões já constituídas, em relação a estas ações com decisões favoráveis, os assessores entendem que, diante do cenário atual, não há necessidade de novas provisões além das já constituídas para especificamente esses dois casos. Em virtude disto, a Elektro mantém provisão no montante de R\$ 90.140, em 30 de junho de 2014 (R\$ 87.346 em 31 de dezembro de 2013).

Provisões Tributárias

Em 5 de dezembro de 2007, a Empresa Paranaense Comercializadora Ltda (EPC) - sucedida pela Companhia, impetrou Mandado de Segurança para não pagar PIS e COFINS sobre a receita de juros sobre capital próprio. O processo aguarda julgamento de recurso em virtude de decisão de 1ª instância que lhes foi desfavorável. O valor provisionado em 30 de junho de 2014 é de R\$ 29.213 (R\$ 28.588 em 31 de dezembro de 2013).

Outras provisões tributárias envolvem questões relativas à ilegalidade da exigência de tributos federais, estaduais e municipais.

Contingências passivas com avaliação de risco possível

A Companhia discute questões de diversas naturezas que, com base na avaliação dos seus assessores jurídicos e seguindo critérios definidos pela Administração, são consideradas de risco de perda possível e, portanto, não são provisionadas. O valor estimado para os assuntos trabalhistas é de R\$ 13.922 e

para os cíveis é de R\$ 42.217, e os processos ambientais, de desapropriação e servidão de passagem, que somam R\$ 5.445 em 30 de junho de 2014, referem-se à utilização de espaço em terras de terceiros para a construção de linhas para a prestação do serviço de distribuição, cujas instâncias processuais são as mais diversas e em sua grande maioria, tratam-se de processos individuais com valores não relevantes.

Quanto aos assuntos previdenciários, o valor estimado é de R\$ 82.838, e 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. Com base na Súmula Vinculante nº 8 do STF, de junho de 2008, parte das autuações foram anuladas devido a prazos de prescrição e decadência.

Quanto às questões tributárias, atualmente a Companhia enfrenta discussões com a Administração Pública em suas esferas federal, municipal e estadual, nas instâncias administrativa e judicial, dentre as quais 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 transporte indevido a maior e a menor 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 de seu 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. Todos os processos envolvendo questões tributárias somam R\$ 428.318 atualizados para 30 de junho de 2014 (R\$ 412.210 em 31 de dezembro de 2013).

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. PLANO DE INCENTIVO BASEADO EM AÇÕES

Após aprovação do Conselho de Administração em 2011, a Elektro instituiu um Plano de Incentivo de Longo Prazo, baseado na outorga de ações da Iberdrola ao beneficiário, após cumpridas algumas condições e metas previstas em contrato assinado entre este e a Companhia, ao longo de dois anos contados a partir da assinatura do contrato, denominado “prazo de apuração”.

A transferência completa das ações se dará após o transcurso de outros três anos, denominado “prazo de liquidação”. Atingidas as metas e condições do “prazo de apuração”, a Elektro adquirirá por conta e ordem do beneficiário as ações, conforme previsão contratual.

Portanto, esse plano é “liquidado em caixa” pela Elektro e por isso a Companhia registrou um passivo exigível em contrapartida da despesa de pessoal.

Em 30 de junho de 2014 existem dois contratos em vigor cujos montantes estão registrados conforme segue: (i) R\$ 3.602 em “Outros Passivos” no passivo circulante e R\$ 9.223 no passivo não circulante, referente aos contratos assinados ao final de 2012, cuja vigência foi de 2011 a 2013 e a liquidação se dará no período de 2014 a 2016; (ii) R\$ 2.020 registrado em “Outros Passivos” no passivo não circulante em contrapartida ao resultado do período, referente ao novo plano firmado a partir de 2014 e aprovado na Reunião do Conselho de Administração realizada em 12 de agosto de 2014 que segue características semelhantes do plano anterior com vigência de 2014 a 2016.

22. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Capital social

O capital social subscrito e integralizado da Companhia em 30 de junho de 2014 e 31 de dezembro de 2013, 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	91.880.972	101.878.293	193.759.265	100,00%

23. RECEITAS OPERACIONAIS LÍQUIDAS

Nota Explicativa	30/06/2014			30/06/2013		
	Nº de consumidores	MWh (*)	R\$	Nº de consumidores	MWh (*)	R\$
Receitas operacionais	2.401.953	6.513.504	2.728.210	2.333.507	6.197.181	2.316.993
Fornecimento para consumidores	2.401.953	6.513.504	2.218.989	2.333.507	6.197.181	1.949.619
Outras receitas	-	-	509.221	-	-	367.374
CCEE	-	-	164.384	-	-	27.366
Receita de uso do sistema de distribuição	-	-	66.223	-	-	88.443
Remuneração do ativo financeiro (WACC)	-	-	40.076	-	-	26.956
Receita de construção	10.3	-	130.731	-	-	137.062
Outras receitas	-	-	107.807	-	-	87.547
Deduções às receitas operacionais	-	-	(734.904)	-	-	(646.619)
Quota para a reserva global de reversão - RGR	-	-	-	-	-	(2.266)
Quota para a conta de consumo de combustível - CCC	-	-	-	-	-	(9.876)
Quota para a conta de desenvolvimento energético - CDE	-	-	(35.690)	-	-	(23.105)
ICMS sobre fornecimento	-	-	(425.210)	-	-	(386.202)
COFINS	-	-	(200.810)	-	-	(169.832)
PIS	-	-	(43.597)	-	-	(36.871)
Programa de P&D e eficiência energética	-	-	(19.025)	-	-	(15.236)
Outros	-	-	(10.572)	-	-	(3.231)
Total	2.401.953	6.513.504	1.993.306	2.333.507	6.197.181	1.670.374

(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

24. ENERGIA COMPRADA PARA REVENDA

	30/06/2014		30/06/2013	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Supridores de energia	7.500.818	1.449.803	7.118.730	999.729
Itaipu Binacional (**)	1.521.031	202.826	1.446.460	170.418
Contratos bilaterais	-	-	23.125	4.294
Contrato de compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	3.952.970	820.788	4.272.807	632.634
Mercado SPOT	1.258.083	1.236.198	718.511	221.873
(-) Repasse CDE - Cotas	-	(100.161)	-	(136.847)
(-) Conta - ACR	-	(837.794)	-	-
Contrato cotas (CCGF e CCEN)	523.266	48.888	509.507	50.036
Geração Distribuída	100.846	16.257	-	-
PROINFA	144.622	53.060	148.320	49.364
Uso do transporte de energia	-	9.741	-	7.957
Outros custos de energia	-	126.079	-	154.950
ONS - Uso da rede básica	-	104.666	-	95.630
CTEEP - Encargos de conexão	-	12.894	-	12.413
Encargos de serviços do sistema - ESS	-	1.480	-	171.603
(-) Repasse CDE - ESS	-	-	-	(124.696)
Risco hidrológico	-	7.039	-	-
Créditos de PIS e COFINS sobre energia comprada	-	(129.448)	-	(104.340)
Total	7.500.818	1.446.434	7.118.730	1.050.339

(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

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

Desde o último trimestre de 2012 houve elevação dos custos decorrente de condições hidroenergéticas desfavoráveis, quando os níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas atingiram os menores patamares, levando ao despacho das usinas térmicas, cujos preços são bem mais elevados e devido ao aumento do volume de compra de energia no mercado de curto prazo, decorrente das usinas que não renovaram suas concessões nos moldes da Lei 12.783/13 e Decreto nº 7.945/13, pela rescisão de contratos do 6º e 7º leilões de Energia Nova devido a revogação da autorização das usinas pela ANEEL, por falta de oferta de energia por parte dos geradores no Leilão A-0, ocorrido em junho de 2013, que previa o suprimento de energia no período de julho de 2013 a junho de 2014, pela recontração parcial do volume de energia existente para os contratos que terminaram em dezembro de 2013 no Leilão A-1, ocorrido em 17 de dezembro de 2013 e devido ao atraso na entrada em operação comercial de alguns empreendimentos de geração, com conseqüente suspensão do início do suprimento dos CCEARs decorrente a liminares judiciais e a determinações da ANEEL.

Parte desta insuficiência foi amenizada com a aquisição de 30MWmed de contratos de geração distribuída com suprimento a partir de outubro de 2013 e de 212 MWmed decorrentes do 13º Leilão de Energia Existente A-0 ocorrido em 30 de abril de 2014, com suprimento a partir de maio de 2014. Conforme legislação vigente, esta exposição no *spot* é considerada involuntária, portanto não implicará em penalidades e seu custo será repassado integralmente dentro dos processos tarifários.

Em 7 de março de 2013 foi publicado o Decreto 7.945/13, alterando do Decreto 7.891/13 ao incluir a possibilidade de repasses de recursos de CDE para neutralizar a exposição das concessionárias de distribuição no mercado de curto prazo, decorrente da alocação das cotas e da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica, e cobrir o custo adicional para as concessionárias de distribuição decorrente do despacho de usinas termelétricas.

Em 7 de março de 2014, foi publicado o Decreto nº 8.203/14, que alterou novamente o Decreto 7.891/13. O novo decreto orientou a utilização dos recursos da CDE para neutralizar também a exposição involuntária decorrente da compra frustrada no leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes realizado em dezembro de 2013. O repasse destes recursos referiu-se apenas à competência de janeiro de 2014 e o montante repassado para a Companhia, conforme Despacho ANEEL nº 515/14, foi de R\$ 100.161.

Ainda atuando de forma a reduzir os impactos informados anteriormente, em 1º de abril de 2014 foi publicado o Decreto nº 8.221/14 que define a criação pela CCEE da Conta no Ambiente de Contratação Regulada – CONTA-ACR com a destinação de cobrir, total ou parcialmente, as despesas de exposição involuntária no mercado de curto prazo e despacho de térmicas vinculadas a CCEAR, na modalidade por disponibilidade. As despesas a serem cobertas referem-se ao período fevereiro a dezembro de 2014. Em 30 de junho de 2014 o montante recebido através da CONTA-ACR foi de R\$ 730.728. Adicionalmente a Companhia possui um contas a receber em 30 de junho de 2014 no montante de R\$ 107.066, sendo R\$ 88.515, referente a maio de 2014, conforme Nota Técnica 066/2014 e R\$ 18.551, referente a junho de 2014, conforme Despacho ANEEL nº 3.017/2014, os quais devem ser repassados em 15 de agosto de 2014, totalizando R\$ 837.794 (maiores detalhes vide nota 3).

25. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	30/06/2014	30/06/2013
Gastos com pessoal	128.265	126.269
Gastos com materiais	18.532	17.152
Gastos com serviços de terceiros	56.672	47.814
Outras despesas operacionais líquidas	<u>67.291</u>	<u>66.904</u>
Despesas com arrecadação bancária	8.025	7.474
Aluguéis e seguros	7.251	7.057
Provisão para créditos de liquidação duvidosa, líquida	9.142	12.627
Telefonia e telecomunicações	6.449	6.930
Perda na desativação e alienação de bens, líquida	6.713	7.266
Taxas e contribuições	6.834	8.622
Despesas com viagens	4.053	3.720
Provisões para ações judiciais e regulatórias	9.471	6.116
Outras	9.353	7.092
	<u>270.760</u>	<u>258.139</u>
Custo da operação	195.289	178.508
Despesas com vendas	6.444	7.723
Despesas gerais e administrativas	32.913	26.997
Outras despesas operacionais	36.114	44.911
	<u>270.760</u>	<u>258.139</u>

26. RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO

	30/06/2014	30/06/2013
Receitas	<u>64.308</u>	<u>58.124</u>
Aplicações financeiras	18.638	16.080
Encargos sobre conta de energia elétrica em atraso	22.196	21.561
Atualizações monetárias e cambiais	12.527	12.504
Atualização do Ativo Financeiro	7.376	5.951
Outras receitas financeiras	3.571	2.028
Despesas financeiras	<u>(115.632)</u>	<u>(96.972)</u>
Juros sobre empréstimos com terceiros	(17.407)	(11.296)
Juros sobre debêntures	(39.579)	(33.122)
Atualizações monetárias e cambiais	(35.718)	(36.995)
Outras despesas financeiras	(22.928)	(15.559)
Total	<u>(51.324)</u>	<u>(38.848)</u>

27. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

Reconciliação do imposto de renda e contribuição social no resultado:

	30/06/2014		30/06/2013	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social	19.779	19.779	112.685	112.685
Alíquota nominal dos tributos	15%	9%	15%	9%
Alíquota adicional sobre o valor excedente a R\$ 240/ano	10%	-	10%	-
	(4.933)	(1.780)	(28.159)	(10.142)
Efeito das (adições) exclusões no cálculo do tributo				
Permanentes - despesas indedutíveis e multas	(3.769)	(1.264)	(3.496)	(1.191)
Incentivos fiscais e outros	2.587	425	2.178	405
Imposto de renda e contribuição social no resultado	<u>(6.115)</u>	<u>(2.619)</u>	<u>(29.477)</u>	<u>(10.928)</u>
Imposto de renda e contribuição social correntes	(57.146)	(20.990)	(42.835)	(15.737)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	51.031	18.371	13.358	4.809
Total	<u>(6.115)</u>	<u>(2.619)</u>	<u>(29.477)</u>	<u>(10.928)</u>

Tributos diferidos

O imposto de renda e contribuição social diferidos foram calculados à alíquota de 34%, e estão apresentados no quadro abaixo:

	Balancos patrimoniais		Demonstrações do resultado e resultado abrangente	
	30/06/2014	31/12/2013	30/06/2014	30/06/2013
IR e CS sobre diferenças temporárias	121.087	128.019	(6.932)	(1.409)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	13.622	14.520	(898)	(1.220)
Provisão para ações judiciais e regulatórias	60.892	56.789	4.103	2.708
Plano especial de aposentadoria	-	982	(982)	(625)
Variação cambial	-	-	-	(35.438)
Provisão ganho/perda <i>hedge</i>	-	-	-	34.791
Provisão perda na desativação de ativos	-	-	-	4.436
Provisão efeito postergação tarifária	35.911	51.227	(15.316)	(9.871)
Bônus Estratégico + Encargos	687	-	687	-
Outras	9.975	4.501	5.474	3.810
Benefício fiscal do ágio incorporado Terraço	91.901	98.637	(6.736)	(6.556)
Benefício fiscal do ágio incorporado - Iberdrola	601.050	622.264	(21.214)	(21.215)
IR e CS diferidos sobre ajustes dos CPCs - Resultado	<u>82.137</u>	<u>(25.930)</u>	<u>104.284</u>	<u>47.347</u>
Plano de pensão	(846)	(5.475)	846	3.107
Leasing	213	169	44	(9)
Reversão dos ativos e passivos regulatórios	99.083	(2.185)	101.268	46.288
Marcação a mercado <i>swap</i>	-	(2.564)	2.564	(16)
Reversão Fiscal Diferimento	(3.464)	(5.534)	2.070	-
Contratos de concessão - marcação a mercado	(12.849)	(10.341)	(2.508)	(2.023)
Subtotal - impacto no resultado do exercício	896.175	822.990	69.402	18.167
IR e CS diferidos sobre ajustes dos CPCs - Resultado abrangente	846	5.475	(846)	(3.107)
Plano de pensão	846	5.475	(846)	(3.107)
Total	<u>897.021</u>	<u>828.465</u>	<u>68.556</u>	<u>15.060</u>

Os créditos fiscais diferidos oriundos de diferenças temporárias estão em conformidade com a Deliberação CVM nº 599/09 e Instrução CVM nº 371/02, inclusive quanto ao prazo de realização, que não ultrapassa dez anos.

O reconhecimento desses créditos tem como base as projeções de resultados tributáveis futuros da Companhia, as quais foram aprovadas pelo Conselho de Administração em 12 de fevereiro de 2014.

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 2014 é como segue: R\$ 41.555 em 2014, R\$ 67.880 em 2015, R\$ 65.257 em 2016, R\$ 65.008 em 2017 e R\$ 657.322 de 2018 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.

Medida provisória 627/13 convertida em Lei

Em novembro de 2013 foi publicada a Medida Provisória nº 627 estabelecendo que a não incidência de tributação sobre os lucros e dividendos calculados com base nos resultados apurados entre 1º de janeiro de 2008 e 31 de dezembro de 2013, pelas pessoas jurídicas tributadas com base no lucro real, presumido ou arbitrado, efetivamente pagos até a data de publicação da referida Medida Provisória, em valores superiores aos apurados com observância dos métodos e critérios contábeis vigentes em 31 de dezembro de 2007, desde que a empresa que tenha pagado os lucros ou dividendos optasse pela adoção antecipada do novo regime tributário já a partir de 2014.

Em maio de 2014, esta Medida Provisória foi convertida na Lei nº 12.973, com alterações em alguns dispositivos, inclusive no que se refere ao tratamento dos dividendos, dos juros sobre o capital próprio e da avaliação de investimentos pelo valor de patrimônio líquido. Diferentemente do que previa a Medida Provisória, a Lei nº 12.973 estabeleceu a não incidência tributária de forma incondicional para os lucros e dividendos calculados com base nos resultados apurados entre 1º de janeiro de 2008 e 31 de dezembro de 2013.

A Companhia elaborou estudos sobre os efeitos que poderiam advir da aplicação das disposições da Lei nº 12.973 e concluiu que não há efeitos significativos nas suas demonstrações financeiras de 30 de junho de 2014 e de 31 de dezembro de 2013 e está avaliando se optará ou não pela antecipação de seus efeitos, que deverá ser manifestada na Declaração de Débitos e Créditos Tributários Federais (DCTF) referentes aos fatos geradores ocorridos no mês a ser determinado pela Secretaria da Receita Federal do Brasil (SRFB).

28. PARTES RELACIONADAS

As transações com partes relacionadas estão associadas às receitas obtidas junto à Elektro Comercializadora de Energia Ltda., que se referem a serviços, compartilhamento de infraestrutura e sublocação de salas. As despesas são relativas à compra de energia elétrica no mercado livre para o prédio da Sede da Elektro e prestação de serviços por parte da Iberdrola. No período findo em 30 de junho de 2014, as receitas foram de R\$ 161 (R\$ 253 em 30 de junho de 2013) e as despesas de R\$ 1.109 (R\$ 617 em 30 de junho de 2013).

Os valores dos serviços e do compartilhamento de infraestrutura têm como base a estimativa de custos das atividades desenvolvidas pela Companhia e compartilhamento de infraestrutura. O contrato de sublocação é reajustado pelo IGP-M a cada 12 meses e foi firmado por tempo indeterminado, a partir de 1º de abril de 2004. O contrato de compra de energia elétrica foi firmado em 18 de outubro de 2011 com suprimento de energia no período de 22 de agosto de 2010 a 22 de agosto de 2014.

De acordo com o CPC 05 – Divulgação sobre Partes Relacionadas, aprovado pela Deliberação CVM nº 560/08, a remuneração total da Administração da Companhia no período findo em 30 de junho de 2014, registrada na rubrica de gastos com pessoal, foi de R\$ 3.798 (R\$ 2.829 em 30 de junho de 2013), sendo que esse valor está relacionado a remunerações fixa e variável de R\$ 2.926 (R\$ 2.181 em 30 de junho de 2013) e encargos sociais e benefícios, inclusive pós emprego, no valor de R\$ 872 (R\$ 648 em 30 de junho de 2013). Além desses montantes, destacam-se, ainda, benefícios adquiridos por estes administradores referentes ao plano de opções de ações da Iberdrola concedidas pela Elektro (vide nota 21) no montante de R\$ 2.020 no período findo em junho de 2014.

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).

29. SEGUROS

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

A vigência das apólices de Riscos operacionais e multirisco (Propriedade) e Responsabilidade civil com terceiros compreende o período de 31 de maio de 2013 a 31 de maio de 2014, e da apólice de Responsabilidade civil de administradores compreende o período de 1º de junho de 2013 a 1º de junho de 2014.

Riscos	Importância segurada	Cobertura da apólice
Riscos operacionais e multirisco	1.050.137	Danos materiais aos ativos da Companhia, exceto para as linhas de transmissão e distribuição
Responsabilidade civil terceiros	44.000	Danos materiais, corporais e morais causados a terceiros, incluindo aqueles causados por empregados próprios e contratados
Responsabilidade civil administradores	26.250	Cobertura padrão praticada pelo mercado segurador

30. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GERENCIAMENTO DE RISCOS

Considerando os termos da Instrução CVM nº 475/08, Deliberação CVM nº 550/08 e Deliberação CVM nº 604/09, que aprovou os CPCs 38, 39 e 40, do Comitê de Pronunciamentos Contábeis, que tratam do reconhecimento e mensuração, da apresentação e da evidenciação de instrumentos financeiros, 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 Trimestrais, bem como o nível hierárquico para mensuração do valor de mercado apresentado.

Ativo indenizável (concessão): vide nota 10.1. Nível hierárquico 2.

Empréstimos e financiamentos: Estão avaliados e registrados segundo parâmetros estabelecidos em contrato, sendo que o valor de mercado desses passivos, calculado, somente para fins de demonstração, foi projetado com base no fluxo de caixa descontado, utilizando taxas disponíveis no mercado para operações semelhantes na data das Informações Trimestrais. Para contratos vinculados a projetos específicos do setor, obtidos junto à Eletrobrás, os valores de mercado são considerados idênticos aos saldos contábeis, uma vez que não existem instrumentos similares disponíveis, com vencimentos e taxas de juros comparáveis. Os empréstimos e financiamentos foram mensurados e contabilizados pelo custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetivos. Ganhos e perdas são reconhecidos na demonstração do resultado no momento da baixa dos passivos, bem como durante o processo de amortização pelo método da taxa de juros efetivos. O valor contábil é o que melhor representa a posição patrimonial e financeira da Companhia com relação a esses instrumentos, portanto, o valor de mercado para esses passivos é somente informativo. Nível hierárquico 2.

Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira e derivativos: A Companhia captou empréstimo em moeda estrangeira com o Banco Europeu de Investimentos ("BEI") no montante de USD 128.898, com juros pré-fixados de 3,402%, prazo de vencimento de 12 anos, pagamento de juros semestrais e 3 (três) anos de carência para pagamento do principal. Para esta operação foram contratadas duas operações de "Swap" com os bancos Santander e HSBC (sendo 50% do montante total da dívida para cada banco) com o mesmo fluxo de liquidação do financiamento, cujo objetivo é a proteção contra risco de variação nas taxas de câmbio. Por meio dos "Swaps" substituiu-se o custo em dólar da dívida, com juros pré-fixados, por um custo em reais atrelado à variação dos Certificados de Depósitos Interbancários (CDI), resultando, assim, em uma operação denominada em moeda nacional com um custo final abaixo do CDI em 0,30 ponto percentual.

A Companhia também captou empréstimo em moeda estrangeira com os Bancos Citibank, HSBC e Banco de Tokyo nos montantes de USD 65.821, USD 67.165 e USD 44.504, com juros pré-fixados de LIBOR de três meses acrescida de 0,7782%, 0,8500% e 0,8457%, respectivamente, com prazo de vencimento de 2 anos, pagamento de juros trimestrais e pagamento do principal ao final do contrato.

Para esta operação foram contratadas operações de “Swap” com os respectivos bancos, com o mesmo fluxo de liquidação do financiamento, cujo objetivo é a proteção contra risco de variação nas taxas de câmbio. Por meio dos “Swaps” substituiu-se o custo em dólar da dívida, com juros pré-fixados, por um custo em reais atrelado à variação dos Certificados de Depósitos Interbancários (CDI), resultando, assim, em uma operação denominada em moeda nacional com um custo final de CDI acrescido de 103,0%, 104,9% e 103,0% respectivamente.

Os empréstimos contratados em moeda estrangeira foram considerados como itens objeto de *hedge* (*hedge accounting*), e contabilizados pelos seus valores justos, com vistas à proteção do risco de variação cambial. Os valores justos são calculados projetando os fluxos futuros das operações (ativo e passivo) utilizando as condições contratadas e descontando esse fluxo por taxas estimadas de mercado. Os derivativos a elas vinculados, por sua vez, foram considerados instrumentos de *hedge*. Nível hierárquico 2.

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

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

	30/06/2014		Classificação	
	Valor contábil	Valor de mercado	Avaliação	
Ativo				
Caixa e equivalentes de caixa	783.376	783.376	Valor justo	Mantido para negociação
Consumidores, parcelamentos de débitos e supridores	631.517	631.517	Custo amortizado	Empréstimos e recebíveis
Caução de fundos e depósitos vinculados	19.508	19.508	Custo amortizado	Empréstimos e recebíveis
Ativo indenizável (concessão)	607.814	607.814	Valor justo	Disponível para venda
Total ativo	2.042.215	2.042.215		
Passivo				
Fornecedores e supridores de energia elétrica	(412.560)	(412.560)	Custo amortizado	Passivos não mensurados a valor justo
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional*	(457.085)	(417.729)	Custo amortizado	Passivos não mensurados a valor justo
Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira	(672.876)	(672.876)	Valor justo	Objeto de <i>Hedge</i>
Operações de <i>swap</i>	(14.170)	(14.170)	Valor justo	Instrumento de <i>Hedge</i>
Debêntures*	(1.082.826)	(1.095.566)	Custo amortizado	Passivos não mensurados a valor justo
Arrendamento mercantil	(15.577)	(15.577)	Custo amortizado	Passivos não mensurados a valor justo
Total passivo	(2.655.094)	(2.628.478)		

* Valor de mercado demonstrado é informativo.

Ver mais detalhes sobre o ativo financeiro indenizável na nota 10.1.

Política de utilização de instrumentos financeiros derivativos

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

Nas atividades da Companhia, são consideradas de 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, embora apresentem impacto imediato nas demonstrações de resultado da Companhia, por não haver previsão de manutenção nas informações trimestrais dos ativos e passivos regulatórios, estão contempladas e garantidas em cada reajuste tarifário anual, por meio do mecanismo da CVA. Portanto, em termos financeiros (caixa) a Companhia permanece isenta do risco de variação cambial. Cabe à Administração suportar eventuais necessidades de capital de giro decorrentes da elevação da taxa de câmbio entre os reajustes tarifários.

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

Varição das taxas de juros

Em conformidade à Instrução CVM nº 475, de 17 de dezembro de 2008, a Companhia realizou uma análise em seus instrumentos financeiros, com objetivo de mensurar os impactos decorrentes de mudanças em variáveis de mercado.

A Administração da Companhia considera como cenário mais provável para a realização nos próximos 12 meses dos indicadores projetados abaixo as expectativas divulgadas 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 2014, de acordo com dados do Relatório Focus, disponibilizado em 27 de junho de 2014: 11,40%, 5,52% e 5,91% para CDI, IGP-M e IPCA, respectivamente, e a variação da TJLP de 5,00% divulgada pelo Conselho Monetário Nacional, (ii) elevação dos índices projetados atuais em 25% e (iii) elevação dos índices projetados atuais em 50%.

Instrumentos	Exposição	Risco	Cenário Provável (*)	Elevação do índice em 25% (*)	Elevação do índice em 50% (*)
Aplicações Financeiras	784.776	Varição CDI	89.425	111.782	134.138
Debêntures - 5ª Emissão 1ª Série	(124.813)	Varição CDI	(14.222)	(17.778)	(21.334)
Empréstimo ⁽¹⁾	(285.628)	Varição CDI	(32.547)	(40.684)	(48.821)
Debêntures - 6ª Emissão 1ª Série	(227.187)	Varição CDI	(25.888)	(32.360)	(38.832)
	147.148		16.768	20.960	25.151
Ativo Indenizável ⁽²⁾	607.814	Varição IGP-M	33.551	41.939	50.327
Debêntures - 5ª Emissão 2ª Série	(228.022)	Varição IPCA	(13.476)	(16.845)	(20.214)
Debêntures - 6ª Emissão 2ª Série	(117.014)	Varição IPCA	(6.915)	(8.644)	(10.373)
Debêntures - 6ª Emissão 3ª Série	(387.298)	Varição IPCA	(22.889)	(28.612)	(34.334)
Financiamentos - Finep 1º ciclo	(1.725)	Varição TJLP	(86)	(108)	(129)
Financiamentos - BNDES	(322.944)	Varição TJLP	(16.147)	(20.184)	(24.221)
Redução (aumento)			(9.194)	(11.494)	(13.793)

⁽¹⁾ 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.

⁽²⁾ Após análises frente ao cenário econômico e ao lastro do novo valor de reposição dos bens vinculados da concessão, a Sociedade levou em consideração para o cálculo de sensibilidade o custo médio ponderado do capital (WACC) regulatório e variação do IGP-M.

^(*) Conforme requerimento da instrução CVM nº 475/08, deterioração de 25% e 50% respectivamente, em relação ao cenário provável.

Risco de Inadimplência

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 2014, o saldo do contas a receber vencido apresentou aumento de R\$ 24.614 quando comparado com 31 de dezembro de 2013. O índice de inadimplência no encerramento do exercício foi de 4,3% (3,9% em 31 de dezembro de 2013).

Para recuperação da inadimplência, a Companhia atua por meio de: (i) programas de renegociação dos débitos pendentes atrelados a garantias; (ii) negativação de clientes em empresas de proteção ao crédito; (iii) corte do fornecimento de energia elétrica, em conformidade com a regulamentação vigente; (iv) contratação dos serviços de empresas especializadas na cobrança de contas em atraso e (v) cobrança judicial.

Risco da revisão e do reajuste das tarifas de fornecimento

Os processos de Revisão e Reajuste Tarifários são garantidos por contrato e empregam metodologias previamente definidas. Alterações na metodologia vigente devem ser amplamente discutidas e contarão com contribuições da Companhia, concessionárias e demais agentes do setor.

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

Risco de liquidez

A Companhia gerencia o risco de liquidez mantendo adequadas reservas, linhas de crédito bancárias para captação de recursos para capital de giro e para empréstimos e financiamentos que julgue adequados, através do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, e pela combinação dos perfis de vencimento dos ativos e passivos financeiros.

Risco de mercado

Considerando as condições estabelecidas pelo atual marco regulatório para a contratação de energia pelas distribuidoras, principalmente por meio de leilões regulados pela ANEEL, a Elektro participou ativamente de todos os mecanismos de compra de energia previstos na regulação para a contratação de sua necessidade de energia para 2014. Ainda assim, após os eventos descritos abaixo, a Elektro apresenta uma insuficiência contratual anual de 9,3% em 2014, decorrente da recontração parcial do volume de energia existente cujos contratos terminaram em dezembro de 2012, e que estava prevista para acontecer ainda naquele ano (em Leilão A-1) não foi realizada em sua totalidade tendo em vista (i) o cancelamento do referido leilão e a insuficiência na distribuição das cotas compulsórias provenientes das usinas que aceitaram a renovação das concessões, conforme estabelecido na Lei nº 12.783/13 e Decreto nº 7.945/13, (ii) a rescisão de contratos do 6º e 7º leilões de energia nova devido à revogação da autorização das usinas pela ANEEL, (iii) pela falta de oferta de energia por parte dos geradores no Leilão A-0, ocorrido em junho de 2013, que previa o suprimento de energia no período entre julho de 2013 e junho de 2014; (iv) recontração parcial do volume de energia existente para os contratos que terminaram em dezembro de 2013 no leilão A-1, ocorrido em 17 de dezembro de 2013; e (v) atraso na entrada em operação de alguns empreendimentos de geração, com consequente suspensão da obrigação contratual de suprimento do CCEAR.

Conforme legislação vigente, esta exposição é considerada involuntária, portanto não implicará em penalidades e seu custo será repassado integralmente dentro dos processos tarifários.

Em 2014 e para os anos subsequentes, há ainda necessidade de contratação de energia decorrente da insuficiência contratual não suprida em 2013 e 2014, conforme motivos citados anteriormente. Esta necessidade foi parcialmente suprida através do 13º Leilão de Energia Existente A-0, que ocorreu em 30 de abril de 2014, com a aquisição de 212 MWmed a partir de maio de 2014. Parte do volume necessário para atendimento do crescimento de mercado a partir de 2014 foi adquirida em leilões de anos anteriores e no 19º Leilão de Energia Nova A-3, que ocorreu em 06 de junho de 2014, com a aquisição de 5,77 MWmed. O restante deverá ser contratado através de leilões específicos a serem realizados a partir de 2014, conforme previsto na legislação vigente ou através de outros mecanismos de compra de energia disponíveis. Reafirma-se que independente do sucesso nestas contratações, a exposição é considerada involuntária, portanto não implicará em penalidades e seu custo será repassado integralmente dentro dos processos tarifários subsequentes.

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 três subestações móveis próprias que permitem flexibilidade operacional e agilidade no restabelecimento do fornecimento de energia elétrica. Acrescente-se o investimento na digitalização de 108 subestações (SE), a automação do comando de 1.139 equipamentos em redes de distribuição utilizando comunicação com tecnologia GSM que dispensa o deslocamento de equipes para a execução das tarefas, bem como a implantação de 93 sistemas de auto restabelecimento 'Self Healings' em funcionamento, que transferem de forma automática trechos desenergizados para fontes alternativas evitando desligamentos de longa duração. Esses sistemas beneficiam atualmente 70 municípios e 250.000 consumidores.

Como ações para reduzir o número de unidades consumidoras atingidas, a Elektro mantém consistente programa de manutenção preventiva, atuando em média em 20 mil km de rede por ano, bem como realiza investimentos de melhoria, expansão e modernização como a modernização de 458 disjuntores e a instalação de 2,2 mil km de redes compactas com cabos protegidos, nos últimos 9 anos.

Índices financeiros

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

Índices	Variação % acumulada nos períodos	
	30/06/2014	31/06/2013
Taxa de câmbio R\$/US\$ ⁽¹⁾	2,2025	2,2156
Valorização (desvalorização) do Real frente ao Dólar	5,98%	-8,42%
IGP-M	2,45%	1,75%
IPCA	3,75%	3,15%
TJLP	2,53%	2,47%
Selic	5,02%	3,62%
CDI	5,18%	3,57%

(1) Cotação em 30 de junho de 2014.

31. EVENTOS SUBSEQUENTES

Conforme detalhado na nota 3.2, em 8 de agosto de 2014 a Assembleia Geral Extraordinária da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE confirmou a aprovação da contratação adicional de financiamento para captação de recursos destinados à Conta-ACR, conforme regras previstas no decreto nº 8.221/2014.

DIRETORIA

MARCIO HENRIQUE FERNANDES

DIRETOR PRESIDENTE

SIMONE A. BORSATO SIMÃO

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

TALITA MENDES MASSON

GERENTE EXECUTIVA DE CONTROLADORIA

WEDSON ROMERO PERES

CONTADOR

CRC 1SP222804/O-9

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

PRESIDENTE

FRANCISCO JAVIER VILLALBA SANCHEZ

CONSELHEIROS

EDUARDO CAPELASTEGUI SAIZ

MARIO JOSÉ RUIZ-TAGLE LARRAIN

FERNANDO ARRONTE VILLEGAS

JUSTO GARZON ORTEGA

JUAN MANUEL EGUIAGARY UCELAY

LUIZ CARLOS SILVA

RESULTADOS E DESEMPENHO - 1º SEMESTRE DE 2014

Resultados Econômico-Financeiros (R\$ milhões)	1S 2014	1S 2013	Variação ⁽¹⁾	Variação %
Receita Líquida	1.993,3	1.670,4	322,9	19,3%
EBITDA	145,4	224,8	-79,4	-35,3%
Margem EBITDA	7,3%	13,5%	-6,2 p.p.	-45,9%
Lucro Líquido	11,0	72,3	-61,3	-84,8%
Dívida Líquida	1.459,2	937,6	521,6	55,6%
Investimentos	132,7	127,2	5,5	4,3%
Volume de fornecimento (GWh)	6.513,5	6.197,1	316,4	5,1%
Consumo de energia na área de concessão (GWh)	8.485,1	8.171,0	314,1	3,8%

Outros Resultados	jun/14	jun/13	Variação	Variação %
Clientes (milhares)	2.402	2.334	68	2,9%
DEC (horas)	8,31	9,02	-0,71	-7,9%
FEC (interrupções)	4,91	5,12	-0,21	-4,1%
Perdas de Distribuição ⁽²⁾	7,38%	7,35%	0,03 p.p.	0,4%
Rating corporativo (Standard & Poor's)	brAAA	brAAA	-	-

(1) Em milhões de Reais, exceto onde indicada outra unidade de medida.

(2) Este indicador não contempla o valor das perdas nas Demais Instalações de Transmissão (DITs), que passou a ser contabilizado desde set/12 pela CCEE como perdas das distribuidoras. Caso incluído este efeito, o índice de perdas de jun/14 da Elektro seria de 9,92% – ver item 12.2. – Perdas de Distribuição.

SUMÁRIO

1. A ELEKTRO E O MERCADO DE CAPITAIS.....	3
2. RELAÇÕES COM INVESTIDORES.....	3
3. AMBIENTE ECONÔMICO.....	3
4. CENÁRIO DO SETOR ELÉTRICO E AMBIENTE REGULATÓRIO	5
4.1. Reajuste Tarifário	5
4.2. Lei 12.783/13 e Decretos nº 7.891/13, nº 8.203/14 e 8.221/14	6
4.3. 4º Ciclo de Revisão Tarifária	7
5. DESEMPENHO COMERCIAL.....	8
5.1. Fornecimento de Energia e Uso do Sistema de Distribuição.....	8
5.2. Segmentação do Fornecimento de Energia.....	11
5.3. Contratos de Compra de Energia.....	11
6. RESULTADOS.....	13
6.1. Resultado ajustado	15
6.2. Dividendos e Juros sobre Capital Próprio	17
7. ESTRUTURA DE CAPITAL	18
7.1. <i>Covenants</i> Financeiros	19
8. CLASSIFICAÇÃO DE RISCO	20
9. POLÍTICA DE UTILIZAÇÃO DE INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS	20
10.FLUXO DE CAIXA.....	21
11.INVESTIMENTOS E MODERNIZAÇÃO.....	22
12.DESEMPENHO OPERACIONAL	23
12.1. DEC e FEC.....	23
12.2. Perdas de Distribuição.....	24
13.RECONHECIMENTO.....	24

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 2014, 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 30/06/2014						
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%
Total	91.880.972	100,00%	101.878.293	100,00%	193.759.265	100,00%
<i>Participação sobre o total de Ações</i>		<i>47,42%</i>		<i>52,58%</i>		<i>100,00%</i>

A política atualmente praticada pela Elektro para distribuição de dividendos e juros sobre capital próprio aos seus acionistas é de 100% do lucro (disponível¹) 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, pelo endereço eletrônico ri@elektro.com.br ou pelo telefone (19) 2122-1487.

3. AMBIENTE ECONÔMICO

O segundo trimestre de 2014 foi marcado pela manutenção da atividade internacional verificada no primeiro trimestre, com estabilidade econômica e contínua recuperação dos indicadores macroeconômicos.

Nos Estados Unidos, os dados de mercado de trabalho apresentaram melhora em comparação com os resultados do primeiro trimestre. A taxa de desemprego reduziu de 6,7% em março para 6,2% em julho e o nível de salários continua estável. Por outro lado, a inflação seguiu abaixo da meta oficial americana de 2,0%. Diante desse cenário, o *Federal Reserve* (“FED”), Banco Central norte-americano, optou por manter o nível atual das taxas de juros entre 0,00% e 0,25%, postergando possíveis aumentos somente para o início de 2015 e anunciou que em outubro deste ano encerrará a atual política de estímulos financeiros iniciada em novembro de 2008, que já injetou cerca de US\$ 4 trilhões na economia americana.

No Brasil o trimestre foi marcado pela desaceleração do crescimento econômico, o que fez com que o governo anunciasse medidas de estímulo ao crescimento, tais como a desoneração da folha de pagamentos de alguns setores da economia, como linha branca e automóveis, manutenção da taxa de juros e política de incentivo ao crédito. O PIB no primeiro trimestre cresceu 0,2% em relação ao trimestre anterior, um aumento de 1,9% em relação ao mesmo período de 2013.

¹ 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 imediatamente em lucros ou prejuízos acumulados e apresentados na Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido.

Segundo dados divulgados pelo MDIC (Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio) as exportações brasileiras somaram US\$ 114,8 bilhões no primeiro semestre de 2014, o que representou uma redução de 2,2% sobre o mesmo período do ano anterior, quando registraram US\$ 119,2 bilhões. As importações por sua vez, totalizaram US\$ 115,9 bilhões, com retração de 3,5% em relação ao mesmo período de 2013 (US\$ 122,1 bilhões). Dessa forma, a balança comercial apresentou déficit de US\$ 1,2 bilhão no período.

O déficit na Balança Comercial foi compensado pelo aumento no fluxo de capitais para o país, resultado da política monetária atual e programa de oferta de *swaps* cambiais que será mantido pelo menos até o fim de 2014, ampliando a captação de recursos das empresas no mercado internacional. O estoque dessas operações já passa de US\$ 89 bilhões. Assim, o fluxo cambial ficou positivo em US\$ 2,5 bilhões. No acumulado de janeiro a junho de 2014, a moeda brasileira apresentou valorização de 5,98% frente ao dólar norte-americano, cotada a R\$ 2,2025/US\$ em 30 de junho, contra uma desvalorização de 8,42% no mesmo período de 2013, quando era cotada a R\$ 2,2156/US\$, o que representou uma valorização cambial de 1,3% nos últimos 12 meses.

Em relação ao Índice Geral de Preços ao Mercado (IGP-M), o indicador registrou inflação de 2,45% no primeiro semestre de 2014, avançando 0,7 pontos percentuais em relação ao mesmo período de 2013, quando registrou 1,75%. No comparativo mensal, em junho o indicador apresentou recuo 0,74% frente ao mês anterior. O recuo no indicador mensal deve-se à queda de preços no setor atacadista e menor ritmo de inflação no varejo e construção civil.

O Índice Geral de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) fechou o semestre em 3,75%, 0,6 ponto percentual acima do ano anterior (3,15%), no comparativo mensal, em junho o indicador recuou pelo terceiro mês consecutivo (0,26% em junho frente a 0,42% em maio). A desaceleração deve-se à deflação no grupo de *commodities* agrícolas. Na contramão, as diárias de hotéis e passagens aéreas sofreram altas significativas com o efeito da Copa do Mundo.

Com relação à política monetária, em decorrência do nível da taxa de câmbio e inflação, o Comitê de Política Monetária (Copom) encerrou o movimento de elevação da taxa Selic, iniciado em abril de 2013, e sinaliza a manutenção da taxa em 11,00% a.a. até o fim de 2014. A Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), por sua vez, continuou em 5,00% a.a. e será mantida nesse patamar no próximo trimestre.

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

Indicadores	Variação Acumulada		
	1S 2014	1S 2013	Variação
Taxa de Câmbio R\$/US\$ (*)	2,2025	2,2156	-0,0131
Valorização / (desvalorização) cambial - real em relação ao dólar	5,98%	-8,42%	14,4 p.p.
IGP-M (Índice Geral de Preços do Mercado)	2,45%	1,75%	0,7 p.p.
IPCA (Índice de Preços ao Consumidor Amplo)	3,75%	3,15%	0,6 p.p.
CDI (Certificado de Depósitos Interbancários)	5,18%	3,57%	1,61 p.p.
TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo)	2,53%	2,47%	0,06 p.p.

(*) Cotação no encerramento do período.

4. CENÁRIO DO SETOR ELÉTRICO E AMBIENTE REGULATÓRIO

O primeiro semestre de 2014 foi marcado pela continuidade do baixo índice de chuvas na região sudeste, confirmando um cenário de escassez que se configura desde o último trimestre de 2012. Como consequência, houve a elevação significativa dos custos de energia, cujos efeitos impactam temporariamente os resultados das distribuidoras de energia.

Os principais efeitos deste cenário climático adverso foram (i) insuficiência de recursos hídricos desde o final de 2012, fundamentais para geração de energia via fontes hidráulicas e que possuem custos menores, (ii) elevação do preço da energia no mercado *spot* aos maiores níveis históricos (R\$ 822,32/MWmed) e (iii) necessidade de aumento no despacho térmico, de forma a garantir o suprimento de energia no país.

Parte deste aumento de custos foi compensado através de repasses governamentais, com recursos do Tesouro Nacional via Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”) e também por meio de Conta no Ambiente de Contratação Regulada (“Conta ACR”) com participação de instituições financeiras. Até junho de 2014, foram repassados R\$ 11,2 bilhões ao setor elétrico. Os recursos cobriram os custos de janeiro a março de 2014 e, parcialmente, os custos de abril de 2014. Para os meses subsequentes, o setor receberá aporte adicional no valor de R\$ 6,6 bilhões, cobrindo, inclusive, os custos de maio a junho.

De acordo com a regulação vigente, os custos não cobertos pela CDE ou Conta ACR e também não contemplados pela cobertura tarifária atual, compõem a conta de Ativos Regulatórios, cujo montante será repassado para as distribuidoras durante os processos tarifários subsequentes. Em decorrência da não cobertura total dos custos e da impossibilidade de reconhecimento dos Ativos Regulatórios, de acordo com as normas IFRS, a Elektro teve seu resultado temporariamente impactado.

Caso os Ativos Regulatórios fossem passíveis de registro, o EBITDA atual passaria de R\$ 145,4 milhões para R\$ 426,7 milhões (acréscimo de R\$ 281,3 milhões), comparado com R\$ 366,6 milhões no mesmo período de 2013, o que significaria um crescimento de 16,4%. Já o Lucro Líquido passaria de R\$ 11,0 milhões para R\$ 196,7 milhões (aumento de R\$ 185,7 milhões), frente a R\$ 165,9 milhões no mesmo período de 2013, implicando em um crescimento de 18,6%, motivado pelos efeitos mencionados anteriormente, o que reflete o real desempenho financeiro e operacional da Elektro.

Com o objetivo de garantir a liquidez financeira durante este momento de descasamento de caixa até a recomposição pelo reajuste tarifário, bem como manter o nível de investimento planejado, a companhia captou, de forma preventiva, recursos no mercado financeiro a taxas atrativas. Em junho de 2014, foram captados R\$ 400 milhões ao custo médio de 103,7% do CDI por meio de linha de capital de giro em moeda estrangeira, via Lei 4131 (vide mais detalhes do empréstimo no item 7 deste relatório).

4.1. Reajuste Tarifário

O Contrato de Concessão estabelece que a Elektro deve passar pelo processo de Revisão Tarifária a cada quatro anos, ou Revisões Tarifárias Extraordinárias a qualquer tempo, além de reajustes anuais entre os anos de revisões, sendo 27 de agosto a data de atualização de suas tarifas.

Em 24 de janeiro de 2013 a Aneel promoveu uma Revisão Tarifária Extraordinária envolvendo todas as distribuidoras do Brasil, na qual as tarifas da Elektro foram reduzidas, em média, em 20,34%. Esta redução ocorreu no intuito de contemplar os efeitos decorrentes da Lei 12.783/13, descrita adiante, e não apresentou efeito na Margem Operacional, já que implicou apenas em ajuste dos custos não gerenciáveis (Parcela A).

Em 27 de agosto de 2013 ocorreu o Reajuste Tarifário da Elektro, homologado pela Resolução nº 1.591 de 20 de agosto de 2013. O reajuste resultou em uma elevação média das tarifas de 8,9%. Este percentual contempla, dentre outros: (i) correção da parcela B por IGP-M; (ii) atualização dos custos de energia comprada de geradoras; e (iii) devolução de um terço do componente financeiro referente à postergação da Revisão Tarifária de 27 de agosto de 2011 para 27 de agosto de 2012, atualizado pela Selic, no valor de R\$ 90,7 milhões. A devolução de um terço desses valores já foi realizada por meio das tarifas praticadas desde 27 de agosto de 2012 até 26 de agosto de 2013 e o saldo remanescente será devolvido para os consumidores por meio das tarifas com vigência a partir de 27 de agosto de 2014.

Está previsto para 27 de agosto de 2014 o próximo Reajuste Tarifário da Elektro, quando a Aneel ajustará os valores dos custos não gerenciáveis (Parcela A), com vigência para os 12 meses subsequentes.

4.2. Lei 12.783/13 e Decretos nº 7.891/13, nº 8.203/14 e 8.221/14

O Governo Federal oficializou por meio da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a redução nos encargos de energia elétrica (o que resultou na Revisão Tarifária Extraordinária já mencionada, aplicada em 24 de janeiro de 2013) e as regras para renovação das concessões de Geração, Transmissão e Distribuição vincendas entre 2015 e 2017. Esta Lei permitiu àqueles concessionários a possibilidade de prorrogar suas concessões pela antecipação dos contratos mediante condições específicas previamente estabelecidas.

Para as concessões de Geração e Transmissão, a condição definida pelo Governo é que ativos não amortizados e não depreciados seriam indenizados tendo por base o denominado Valor Novo de Reposição (VNR), e as tarifas a partir de então contemplariam os custos de Operação e Manutenção (O&M) desses ativos. Adicionalmente, a Lei também desobrigou as distribuidoras do recolhimento da RGR (Reserva Global de Reversão), transferiu as necessidades da CCC (Conta de Consumo de Combustíveis) para a CDE (Conta de Desenvolvimento Energético) e reduziu em 2013 o valor da cota da CDE para as distribuidoras em 75%, sendo que para compensar estas alterações, a CDE passou a receber aportes adicionais do governo. Para as concessionárias de Distribuição também haveria condições específicas a serem estabelecidas pela Aneel em contrato de concessão ou termo aditivo. A antecipação das prorrogações das concessões afetadas pela Lei 12.783/13 não causou impactos no contrato de concessão da Elektro, uma vez que este tem vigência até 2028.

Como resultado das novas regras estabelecidas pela Lei 12.783/13, algumas geradoras decidiram pela não renovação das concessões e a energia proveniente das concessões renovadas foi distribuída por meio de cotas, que, no entanto, não foram suficientes para suprir as necessidades de mercado de cada distribuidora. Além disso, houve a rescisão de contratos dos 6º e 7º leilões de energia nova devido à revogação da autorização de algumas usinas pela Aneel e atraso na operação comercial de outras usinas, com postergações de cronogramas aprovadas pela Aneel e/ou liminares judiciais concedidas para suspensão do início de suprimento dos CCEARs firmados. Desta forma, a insuficiência de contratos fez com que as distribuidoras tivessem que comprar esta diferença de energia no mercado de curto prazo, a custos elevados.

Somam-se a isso as condições hidroenergéticas desfavoráveis desde o último trimestre de 2012 até o primeiro semestre de 2014, quando os níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas atingiram os menores patamares, levando ao despacho das usinas térmicas, cujos preços são bem mais elevados. Cita-se ainda o início da contabilização pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) das perdas nas Demais Instalações de Transmissão (DITs) para as Distribuidoras de Energia Elétrica a partir de setembro de 2012, dentre elas a Elektro, o que resultou em maior necessidade de energia, cujo volume foi suprido por compras no mercado de curto prazo.

No intuito de amenizar os impactos no caixa e no resultado das Distribuidoras o governo tomou diversas medidas, dentre elas a emissão, em 23 de janeiro de 2013, do Decreto nº 7.891/13, que orientou a utilização dos recursos da CDE para compensar os descontos aplicados nas tarifas praticadas para algumas classes de consumidores. Em 7 de março de 2013 foi publicado o Decreto 7.945/13, alterando do Decreto 7.891/13 ao incluir a possibilidade de repasses de recursos de CDE para neutralizar a exposição das concessionárias de distribuição no mercado de curto prazo, decorrente da alocação das cotas e da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica, e cobrir o custo adicional para as concessionárias de distribuição decorrente do despacho de usinas termelétricas acionadas em razão de segurança energética durante o ano de 2013.

Em junho de 2013 ocorreu o leilão A-0 de energia existente, com intuito de suprir a exposição involuntária das distribuidoras decorrente do cancelamento do leilão A-1 previsto para dezembro de 2012 e insuficiência na distribuição de cotas. No entanto, devido à falta de oferta de energia neste leilão, a necessidade de energia declarada pela Elektro foi integralmente frustrada. Em dezembro de 2013 ocorreu novo leilão (A-1) de energia para início de suprimento em janeiro de 2014. Neste novo leilão, a

Elektro conseguiu adquirir cerca de 50% da energia declarada para 2014 (288,6 MWmed), com preços médios de contrato 37% superiores aos vigentes e acima do previsto na tarifa, o que contribuiu para a pressão sobre os custos de energia, seja pela manutenção da exposição involuntária ao mercado *spot*, seja pelos maiores preços da energia contratada.

Em 7 de março de 2014, foi publicado o Decreto nº 8.203/14, que alterou novamente o Decreto 7.891/13. O novo decreto orientou a utilização dos recursos da CDE para neutralizar também a exposição involuntária decorrente da compra frustrada no leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes realizado em dezembro de 2013. O repasse destes recursos referiu-se apenas à competência de janeiro de 2014 e o montante repassado para a Companhia, conforme Despacho Aneel nº 515/14, foi de R\$ 100,1 milhões.

Ainda atuando de forma a reduzir os impactos informados anteriormente, em 1º de abril de 2014 foi publicado o Decreto nº 8.221/14 que define a criação pela CCEE da Conta no Ambiente de Contratação Regulada – CONTA-ACR com a destinação de cobrir, total ou parcialmente, as despesas de exposição involuntária no mercado de curto prazo e despacho de térmicas vinculadas a CCEARs, na modalidade por disponibilidade. As despesas cobertas referem-se ao período de fevereiro a dezembro de 2014. Assim, em agosto de 2014 a Companhia havia recebido R\$ 730,7 milhões para a cobertura de custos, dos quais R\$ 305,2 milhões foram repassados no mês de abril (referente a fevereiro de 2014), conforme Despacho Aneel nº 1.256/14, e R\$ 274,9 milhões foram repassados em maio (referente a março de 2014), conforme Despacho Aneel nº 1.443/14, posteriormente, R\$ 150,6 milhões em 09 de junho (cobrindo parcialmente os custos de abril de 2014), conforme Despacho Aneel nº 1.696/14.

Adicionalmente a Companhia possui um contas a receber em 30 de junho de 2014 no montante de R\$ 107,1 milhões, sendo R\$ 88,5 milhões referentes a maio de 2014, conforme Nota Técnica 066/2014 e R\$ 18,6 milhões referentes a junho de 2014, conforme Despacho ANEEL nº 3.017/2014, os quais serão repassados em agosto de 2014, totalizando R\$ 837,8 milhões.

Assim, em 30 de junho de 2014, foi contabilizado na rubrica “Energia comprada para revenda”, como redutor de custos de energia, o montante de R\$ 938,0 milhões compensando parcialmente os impactos da alta dos custos de energia sobre os resultados da Companhia.

A Companhia entende que o direito legal dessa compensação de custos a receber em caixa já existia em 30 de junho de 2014, tendo em vista que, anteriormente, já havia diversos normativos e evidências, dentre as quais a Lei 10.438/02, Lei 12.783/13, Decreto 7.891/13, Decreto 7.945/13, e comunicados emitidos pelo Ministério da Fazenda e pelo Ministério de Minas e Energia, que suportavam o direito da Companhia de receber em caixa e no curto prazo tais valores de forma desvinculada de reajustes tarifários futuros.

Adicionalmente, em 30 de abril de 2014, ocorreu o 13º leilão de energia existente A-0, no qual a Elektro adquiriu 212 MWmed, o que contribuiu para redução da sua exposição involuntária ao mercado *spot* para o ano de 2014, conforme detalhado no item 5.3 deste Relatório. A Elektro deverá contratar a energia faltante ao longo de 2014, bem como o montante de reposição para 2015, em leilões e outros mecanismos de compra de energia disponíveis sendo que, independentemente do sucesso nestas contratações, a eventual exposição é considerada involuntária, portanto não implicará em penalidades e seu custo será repassado integralmente dentro dos processos tarifários subsequentes.

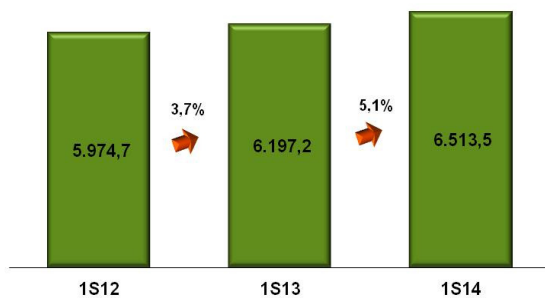
4.3. 4º Ciclo de Revisão Tarifária

Em 10 de junho a ANEEL abriu a 1ª Fase da Audiência Pública 023/2014, cujo objetivo é obter subsídios para o estabelecimento das metodologias e critérios gerais para as revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição de energia elétrica. A Elektro está acompanhando e realizando suas contribuições. Tão logo os resultados desta Audiência sejam publicados, a Elektro fará sua divulgação.

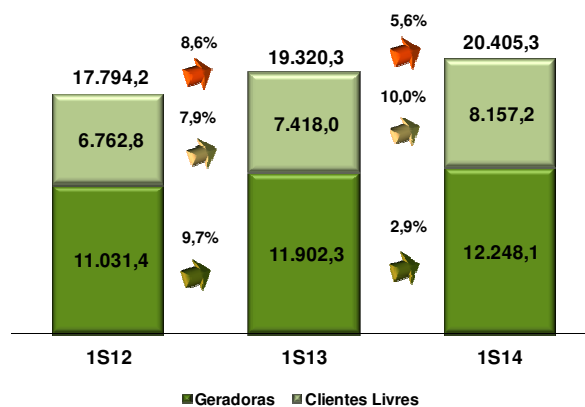
5. DESEMPENHO COMERCIAL

5.1. Fornecimento de Energia e Uso do Sistema de Distribuição

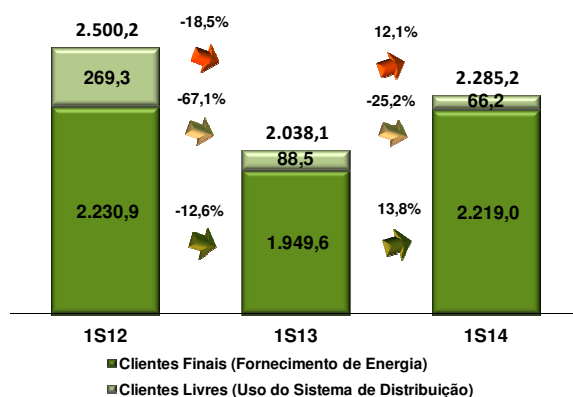
Volume de Fornecimento de Energia a Clientes Finais (GWh) (*)



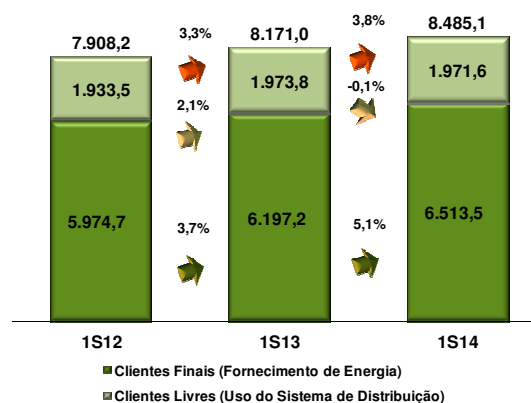
Soma das Demandas de Uso do Sistema de Distribuição por Clientes Livres e Geradoras (MW) (*)



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



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



(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

Fornecimento de Energia a Clientes Finais	GWh (*)		
	1S 2013	1S 2014	Var. %
Residencial	2.084,3	2.251,1	8,0%
Industrial	1.824,7	1.785,3	-2,2%
Comercial	1.195,5	1.300,2	8,8%
Rural	454,9	511,6	12,5%
Poder Público	157,6	169,1	7,3%
Iluminação Pública	220,0	231,2	5,1%
Serviços Públicos	260,1	264,9	1,8%
Total de Fornecimento de Energia a Clientes Finais	6.197,1	6.513,5	5,1%

Uso do Sistema de Distribuição por Clientes Livres e Geradoras	MW (*)		
	1S 2013	1S 2014	Var. %
Soma das Demandas de Uso do Sistema de Distribuição (1)	19.320,3	20.405,3	5,6%

Fornecimento de Energia a Clientes Finais	R\$ milhões		
	1S 2013	1S 2014	Var. %
Residencial	821,7	918,9	11,8%
Industrial	517,8	544,0	5,1%
Comercial	427,0	485,8	13,8%
Rural	95,0	117,4	23,6%
Poder Público	55,9	62,7	12,2%
Iluminação Pública	46,8	53,5	14,3%
Serviços Públicos	64,7	73,5	13,6%
Receita não Faturada (2)	(79,4)	(36,7)	-53,8%
Total de Fornecimento de Energia a Clientes Finais	1.949,5	2.219,0	13,8%

Uso do Sistema de Distribuição por Clientes Livres e Geradoras	R\$ milhões		
	1S 2013	1S 2014	Var. %
Soma das Demandas de Uso do Sistema de Distribuição (1)	88,4	66,2	-25,1%
Receita de Fornecimento de Energia + Uso do Sistema de Distribuição (R\$ milhões)	2.037,9	2.285,2	12,1%

(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

(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. Considerando que a contabilização da receita não faturada é o resultado líquido da provisão do mês corrente menos o estorno da provisão do mês anterior, e que esta estimativa tem como base um percentual sobre a receita faturada, o resultado do primeiro semestre de 2013 está impactado pela redução das tarifas a partir de 24 de janeiro de 2013.

Neste primeiro semestre a Elektro forneceu 6.513 GWh de energia elétrica a clientes finais, representando um aumento no consumo de 5,1% quando comparado ao mesmo período do ano anterior (6.197 GWh).

A temperatura mais elevada nos primeiros meses deste ano foi a principal responsável pela elevação do consumo das classes residencial e comercial, já que a sensação térmica registrada no período superou em quase 1,5º C a temperatura registrada no primeiro semestre de 2013. A classe residencial apresentou crescimento de 8,0% e a comercial 8,8% em comparação ao mesmo período do ano anterior.

O consumo cativo da classe industrial, por sua vez, apresentou redução de 2,2% no acumulado até junho deste ano quando comparado ao mesmo período de 2013. Considerando a totalidade dos clientes industriais, nos mercados livre e cativo, a classe apresentou redução no consumo de 1,1% na

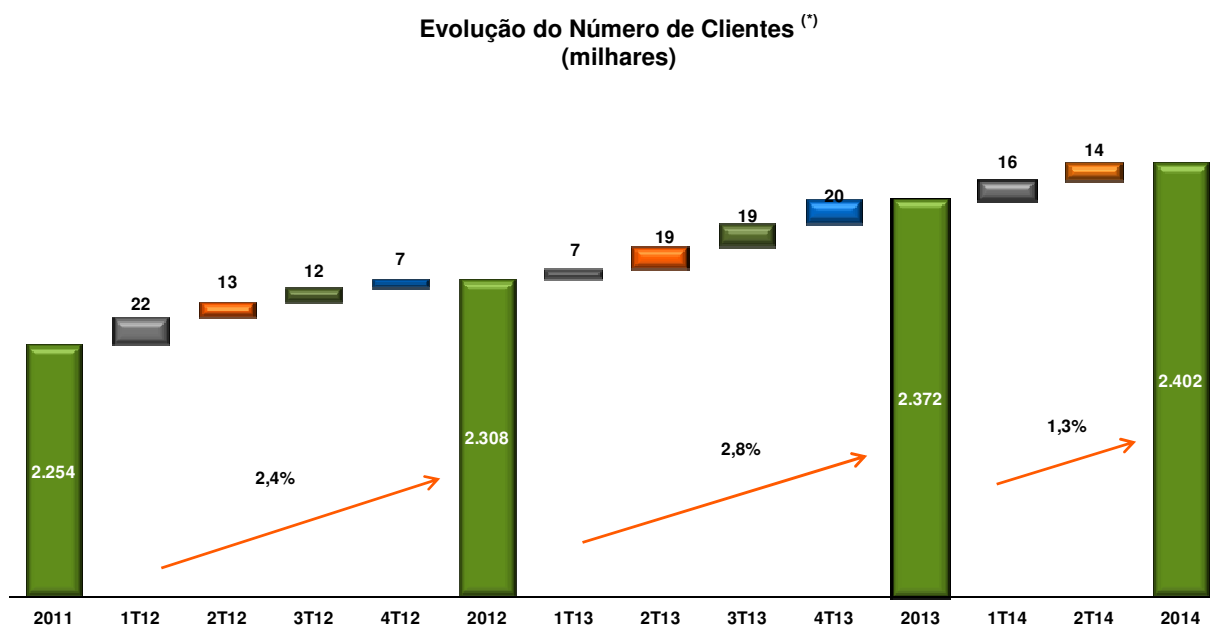
comparação de igual período. Esta variação está em linha com os dados da Produção Industrial, que segundo o IBGE apresentou redução de 2,6% no acumulado de janeiro a junho de 2014.

O consumo da classe rural cresceu 12,5% no acumulado de janeiro a junho, quando comparado ao mesmo período de 2013. Este crescimento é explicado pelo baixo índice de chuvas verificado nos primeiros meses do ano, resultando na maior utilização do sistema de irrigação por muitos dos clientes da área de concessão.

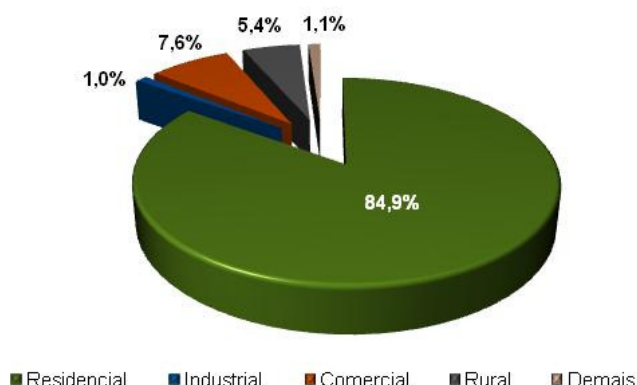
O crescimento das classes poder público de 7,3% e serviço público de 1,8% no primeiro trimestre de 2014, também sofreram os efeitos das altas temperaturas. O crescimento da classe serviço público foi impactado negativamente em 2014 devido a migração de um grande cliente para o mercado livre, o qual foi faturado parcialmente em 2013 como cliente cativo, elevando a base de comparação.

De janeiro a junho de 2014, o crescimento do mercado na área de concessão da Elektro foi de 3,8%. O consumo do mercado cativo cresceu 5,1% ao passo que dos clientes livres reduziu 0,1%. Em junho de 2014 a Elektro faturou 117 clientes no mercado livre, frente a 109 clientes faturados no mesmo período de 2013.

Em junho de 2014, foram atendidos 2,4 milhões de clientes, com incremento de 2,9%, representado por 69 mil novos clientes, quando comparado ao mês de junho de 2013. O crescimento vegetativo da população da área de concessão e, conseqüentemente, do número de domicílios ligados à rede elétrica, foram responsáveis pelo aumento na base de clientes da Elektro.



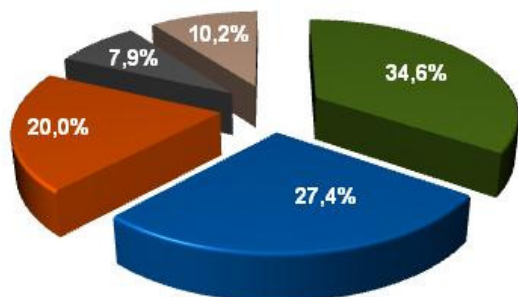
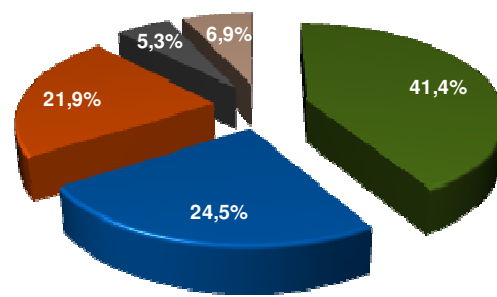
(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

Segmentação dos Clientes ^(*)
 (Total: 2,4 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 no primeiro semestre de 2014:

Volume de Fornecimento de Energia a Clientes Finais (6.513,5 GWh) ^(*)

Receita de Fornecimento de Energia a Clientes Finais (R\$ 2.219,0 milhões) ⁽¹⁾


■ Residencial ■ Industrial ■ Comercial ■ Rural ■ Demais

(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

(1) Inclui receita não faturada a clientes finais.

5.3. Contratos de Compra de Energia

Considerando as condições estabelecidas pelo atual marco regulatório para a contratação de energia pelas distribuidoras, principalmente por meio de leilões regulados pela Aneel, a Elektro participou ativamente de todos os mecanismos de compra de energia previstos na regulação para a contratação de sua necessidade de energia para 2014. Ainda assim, após os eventos descritos abaixo, a Elektro apresenta uma insuficiência contratual média anual de 9,3%² em 2014, que decorre da combinação dos seguintes efeitos:

² Poderá sofrer alteração em função dos efeitos das Liminares nº 0009500-90.2013.4.01.4100 e nº 5535-51.2014.01.0000/DF, respectivamente a favor do Consórcio Energia Sustentável do Brasil S/A(ESBR), responsável pela Usina UHE Jirau, e do Consórcio Santo Antônio Energia, responsável pela Usina UHE Santo Antonio.

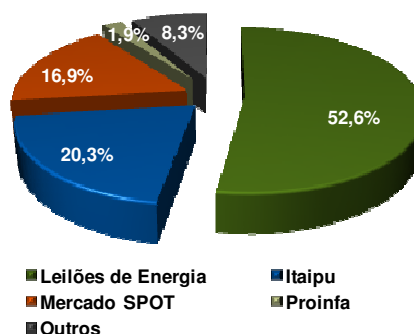
- (i) recontração parcial do volume de energia existente para os contratos que terminaram em dezembro de 2012 em virtude do cancelamento do Leilão A-1 previsto para 2012 e a insuficiência na distribuição das cotas compulsórias provenientes das usinas que aceitaram a renovação das concessões, conforme estabelecido na Lei nº 12.783/13 e Decreto nº 7.945/13;
- (ii) rescisão contratual dos CCEARs provenientes dos 6º e 7º leilões de energia nova devido à revogação da autorização das usinas pela Aneel;
- (iii) falta de oferta de energia por parte dos geradores no Leilão A-0, ocorrido em junho de 2013, que previa o suprimento de energia no período de julho de 2013 a junho de 2014;
- (iv) recontração parcial do volume de energia existente para os contratos que terminaram em dezembro de 2013 no Leilão A-1, ocorrido em 17 de dezembro de 2013;
- (v) atraso na entrada em operação comercial de alguns empreendimentos de geração, com consequente suspensão da obrigação contratual de suprimento dos CCEARs devido principalmente a liminares judiciais, mas também a determinações da Aneel;
- (vi) realização do Leilão A-0 em 30 de abril de 2014, com a aquisição de 212 MWmed a partir de maio de 2014, reduzindo o percentual de insuficiência contratual para este ano.

Conforme legislação vigente, esta exposição é considerada involuntária, portanto não implicará em penalidades e seu custo será repassado integralmente dentro dos processos tarifários.

Assim, no primeiro semestre de 2014 o suprimento de energia para a Elektro foi realizado (i) 52,6% por meio de contratos provenientes de Leilões de Energia no Ambiente Regulado, (ii) 20,3% da energia compulsória proveniente de Itaipu, (iii) 16,9% decorreram de compras no mercado *spot*, (iv) 1,9% provém de empreendimentos participantes do Programa de Incentivo a Fontes Alternativas (Proinfa), (v) 8,3% provenientes de outras fontes, tais como Contratos de Cotas decorrentes das novas regras estabelecidas pela Lei 12.783/13 e de também por compra de energia de Geração Distribuída.

O gráfico a seguir demonstra a composição do volume de compras de energia da Elektro no primeiro semestre de 2014:

Contratos de Compra de Energia (*)



(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes

Em 2014 e para os anos subsequentes, há ainda necessidade de contratação de energia decorrente da insuficiência contratual não suprida em 2013 e 2014, conforme motivos citados anteriormente. Conforme comentado, esta necessidade foi parcialmente suprida através do 13º Leilão de Energia Existente A-0, que ocorreu em 30 de abril de 2014, com a aquisição de 212 MWmed a partir de maio de 2014. Parte do volume necessário para atendimento do crescimento de mercado a partir de 2014 foi adquirida em leilões de anos anteriores e no 19º Leilão de Energia Nova A-3, que ocorreu em 06 de junho de 2014, com a aquisição de 5,77 MWmed. O restante deverá ser contratado através de leilões específicos a serem realizados a partir de 2014, conforme previsto na legislação vigente ou através de outros mecanismos de compra de energia disponíveis. Reafirma-se que independente do sucesso nestas

contratações, a exposição é considerada involuntária, portanto não implicará em penalidades e seu custo será repassado integralmente dentro dos processos tarifários subsequentes.

6. RESULTADOS

Demonstração de Resultados	1S 2014	1S 2013	1S 2014/1S 2013	
			Δ R\$	Δ %
Venda de Energia Clientes Finais	2.219,0	1.949,6	269,4	13,8%
Receita pelo Uso do Sistema de Distribuição	66,2	88,4	(22,2)	-25,1%
Receita de construção	130,7	137,1	(6,4)	-4,7%
Outras Receitas	312,3	141,9	170,4	120,1%
Receitas Operacionais	2.728,2	2.317,0	411,2	17,7%
Deduções às Receitas Operacionais	(734,9)	(646,6)	(88,3)	13,7%
Receitas Operacionais Líquidas	1.993,3	1.670,4	322,9	19,3%
Energia Comprada para Revenda	(1.446,4)	(1.050,3)	(396,1)	37,7%
Custo de Construção	(130,7)	(137,1)	6,4	-4,7%
Gastos e Despesas Operacionais	(345,1)	(331,4)	(13,7)	4,1%
Resultado do Serviço	71,1	151,6	(80,5)	-53,1%
EBITDA *	145,4	224,8	(79,4)	-35,3%
Resultado Financeiro	(51,3)	(38,8)	(12,5)	32,2%
Lucro Líquido	11,0	72,3	(61,3)	-84,8%

* O EBITDA (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*) consiste no lucro líquido (R\$ 11,0 milhões no primeiro semestre de 2014) ajustado pelo resultado financeiro (-R\$ 51,3 milhões), imposto de renda e contribuição social (R\$ 8,7 milhões), e depreciação e amortização (R\$ 74,3 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.

A Receita Operacional Bruta da Elektro foi de R\$ 2,7 bilhões no primeiro semestre de 2014, registrando crescimento de 17,7% em relação ao mesmo período de 2013 (R\$ 2,3 bilhões). Já as Receitas Operacionais Líquidas atingiram R\$ 2,0 bilhões, com incremento de 19,3% em comparação com o acumulado no primeiro semestre de 2013 (R\$ 1,7 bilhão). As variações observadas devem-se principalmente a:

- (i) reajuste nas tarifas aplicado a partir de 27 de agosto de 2013, resultado do Reajuste Tarifário de 2013, cujo efeito médio percebido pelo consumidor foi um incremento de 8,9% nas tarifas praticadas;
- (ii) crescimento no fornecimento de energia a clientes finais de 5,1%, em especial no consumo das classes residencial e comercial; e
- (iii) incremento de R\$ 170,4 milhões em Outras Receitas, em especial: (a) na contabilização pela CCEE de excedente financeiro referente ao suprimento de energia no montante de R\$ 137,0 milhões, (b) nas subvenções de CDE para subsídio tarifário (que, no primeiro trimestre de 2013, passaram a ser repassadas via CDE apenas a partir da emissão do Decreto 7.891/13, em 23 de janeiro de 2013) no valor de R\$ 19,4 milhões, e (c) na remuneração do Ativo Financeiro no valor de R\$ 13,1 milhões.

O Custo da Energia Comprada para Revenda vem registrando incrementos significativos desde o último trimestre de 2012, devido ao maior despacho de usinas térmicas e às compras de energia no mercado *spot* a preços de PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) elevados conforme motivos detalhados no item 4 deste Relatório.

Parte destes custos foi compensada com R\$ 100,1 milhões de recursos de CDE recebidos conforme Decreto 8.203/14 referente à competência de janeiro, e adicionalmente, R\$ 837,8 milhões referente às

competências de fevereiro a junho de 2014, recursos advindos do Financiamento da Conta no Ambiente de Contratação Regulada (CONTA-ACR).

Dessa forma, o aumento dos custos de energia comprada foi de 37,7% (R\$ 1.446,4 milhões) no primeiro semestre de 2014 em relação ao mesmo período do ano anterior, devido, dentre outros, incremento nos preços médios de contrato de energia em relação ao primeiro semestre de 2013 (principalmente em função dos maiores preços contratados no leilão A-1 ocorrido em dezembro de 2013 e no leilão A-0 ocorrido em abril de 2014), a exposição involuntária e ao crescimento de mercado. Esses custos adicionais são repassados nos reajustes tarifários subsequentes, neutralizando os impactos para a companhia.

Os Gastos e Despesas Operacionais somaram R\$ 345,1 milhões, com incremento de 4,1% (R\$ 13,7 milhões) em relação ao primeiro semestre de 2013, devido principalmente aos maiores gastos com serviços no sistema elétrico, a fim de garantir a confiabilidade do sistema. É relevante frisar que o incremento nos Gastos e Despesas Operacionais foi menor do que os índices de inflação dos últimos 12 meses (IGP-M de 6,25% e IPCA de 6,52%), refletindo as eficiências operacionais alcançadas pela companhia.

O EBITDA encerrou o período em R\$ 145,4 milhões, com redução de 35,3% em relação ao EBITDA do primeiro semestre de 2013 (R\$ 224,8 milhões) e redução da margem EBITDA em relação ao mesmo período (de 13,5% de janeiro a junho de 2013 para 7,3% para o mesmo período de 2014), decorrente de:

- (i) aumento dos custos de energia comprada em R\$ 396,1 milhões, devido, dentre outros, ao incremento nos preços médios de contrato de energia (principalmente em função dos maiores preços contratados no leilão A-1 ocorrido em dezembro de 2013 e no leilão A-0 ocorrido em abril de 2014), exposição involuntária e crescimento de mercado;
- (ii) incremento nos Gastos e Despesas Operacionais da companhia, porém em níveis inferiores aos índices de inflação registrados no período.

As variações negativas foram parcialmente compensadas pelas variações positivas da Receita Operacional Líquida apresentadas acima e pelos repasses governamentais advindos de recursos da CDE e Conta ACR no montante total de R\$ 938,0 milhões, reduzindo os custos de energia comprada da companhia.

O Resultado Financeiro apresentou despesa financeira líquida com aumento de 32,2% em relação ao primeiro semestre de 2013, no valor de R\$ 12,5 milhões. As maiores despesas de juros e variação monetária são relacionadas ao maior saldo médio de dívida do período (empréstimos, financiamentos e debêntures) e aumento dos seus indexadores (IPCA, IGP-M e CDI).

Considerando os fatores acima mencionados, além dos impactos descritos no item 4.2 deste relatório, bem como o novo aporte financeiro via Conta ACR, a Elektro registrou lucro líquido de R\$ 11,0 milhões no acumulado de janeiro a junho de 2014, com redução de 84,8% quando comparado ao mesmo período de 2013 (R\$ 72,3 milhões) e a margem líquida passou de 4,3% no primeiro semestre de 2013 para 0,6% no mesmo período de 2014. É importante ressaltar que os efeitos negativos dos impactos no custo de energia serão considerados nos processos tarifários subsequentes.

6.1. Resultado ajustado

R\$ Milhões

DRE - Resultado ajustado	2014	2013	Variação	
	1S 2014	1S 2013	R\$ Mil	%
Receitas operacionais líquidas	1.993,3	1.670,4	322,9	19,3
(-) Receita de construção	130,7	137,1	(6,4)	-4,7
(-) Ativos e passivos regulatórios (ROL)	(37,5)	(20,1)	(17,4)	86,6
Receitas operacionais líquidas ajustadas	1.900,1	1.553,4	346,7	22,3
Resultado do Serviço	71,1	151,5	(80,4)	-53,1
(-) Ativos e passivos regulatórios (ROL)	(37,5)	(20,1)	(17,4)	86,6
(-) Ativos e passivos regulatórios (Compra energia)	(243,8)	(121,7)	(122,1)	100,3
Resultado do Serviço ajustado	352,4	293,3	59,1	20,2
EBITDA	145,4	224,8	(79,4)	-35,3
(-) Ativos e passivos regulatórios (ROL)	(37,5)	(20,1)	(17,4)	86,6
(-) Ativos e passivos regulatórios (Compra energia)	(243,8)	(121,7)	(122,1)	100,3
EBITDA ajustado	426,7	366,6	60,1	16,4
Lucro (prejuízo) líquido	11,0	72,3	(61,3)	-84,8
(-) Ajustes EBITDA líquidos de IR/CS	(185,7)	(93,6)	(92,1)	98,4
Lucro (prejuízo) líquido ajustado	196,7	165,9	30,8	18,6

Os Resultados da Companhia no primeiro semestre de 2013 e 2014, apresentados no item 6 deste Relatório, estão impactados por eventos que foram e serão repassados às tarifas nos Reajustes Tarifários subsequentes. Esses eventos estão apresentados no quadro acima como “ativos e passivos regulatórios”. As Receitas Operacionais Líquidas (ROL) são ajustadas principalmente pela Receita de Construção, que tem impacto nulo sobre o Resultado da Companhia, uma vez que é uma contrapartida das variações do Custo de Construção, dado que não há margem de contribuição na prestação deste serviço pelas distribuidoras de energia elétrica no Brasil (maiores detalhes vide Nota Explicativa nº 10.3). Dessa forma, a exclusão destes efeitos sobre as Receitas Operacionais Líquidas resultaria em uma receita de R\$ 1.900,1 milhões no primeiro semestre de 2014 contra R\$ 1.553,4 milhões no mesmo período de 2013, o que significaria um crescimento de 22,3%, motivado principalmente pelo reajuste tarifário a partir de agosto de 2013, além do crescimento de mercado na área de concessão e melhora no mix de consumo de energia.

O EBITDA contém ainda, além do efeito dos ativos e passivos regulatórios sobre a Receita, o impacto dos Custos de Energia Comprada, que são repassados em reajustes tarifários subsequentes, negativo de R\$ 243,8 milhões no primeiro semestre de 2014 e de R\$ 121,7 milhões no mesmo período de 2013. Se efetuados os ajustes para exclusão desses eventos em ambos os períodos, considerando os repasses desses valores nas tarifas da Companhia, o EBITDA ajustado seria de R\$ 426,7 milhões de janeiro a junho de 2014 e de R\$ 366,6 milhões no mesmo período de 2013, o que significaria um crescimento de 16,4% neste período. Da mesma forma, o Resultado do Serviço ajustado seria de R\$ 352,4 milhões no acumulado do primeiro semestre de 2014 contra R\$ 293,3 milhões no mesmo período de 2013, o que representaria um incremento de 20,2%. Os fatores que motivaram esse crescimento são:

- (i) reajuste nas tarifas aplicado a partir de 27 de agosto de 2013, resultado do Reajuste Tarifário de 2013, cujo efeito médio percebido pelo consumidor foi um incremento de 8,9% nas tarifas praticadas;
- (ii) crescimento no fornecimento de energia a clientes finais de 5,1%, em especial no consumo das classes residencial e comercial;
- (iii) incremento de R\$ 170,4 milhões em Outras Receitas, em especial: (a) na contabilização pela CCEE de excedente financeiro referente ao suprimento de energia no montante de R\$ 137,0 milhões, (b) nas subvenções de CDE para subsídio tarifário (que, no primeiro trimestre de 2013, passaram a ser repassadas via CDE apenas a partir da emissão do Decreto 7.891/13, em 23 de

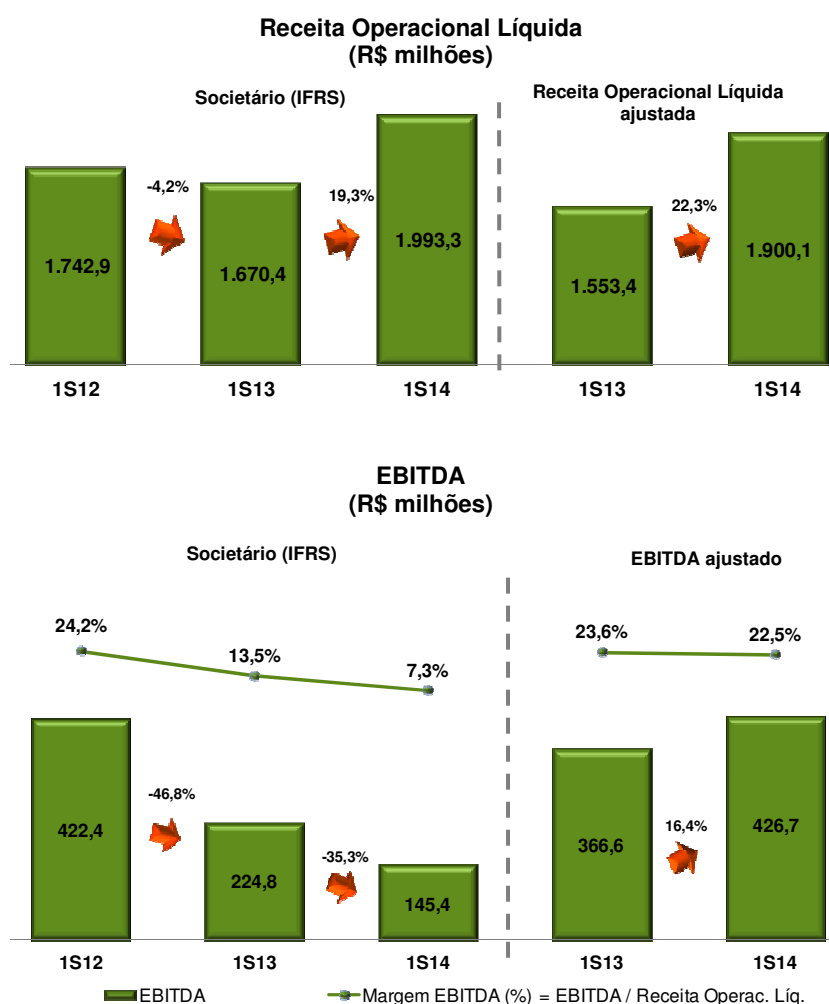
janeiro de 2013) no valor de R\$ 19,4 milhões, e (c) na remuneração do Ativo Financeiro na quantia de R\$ 13,1 milhões; e

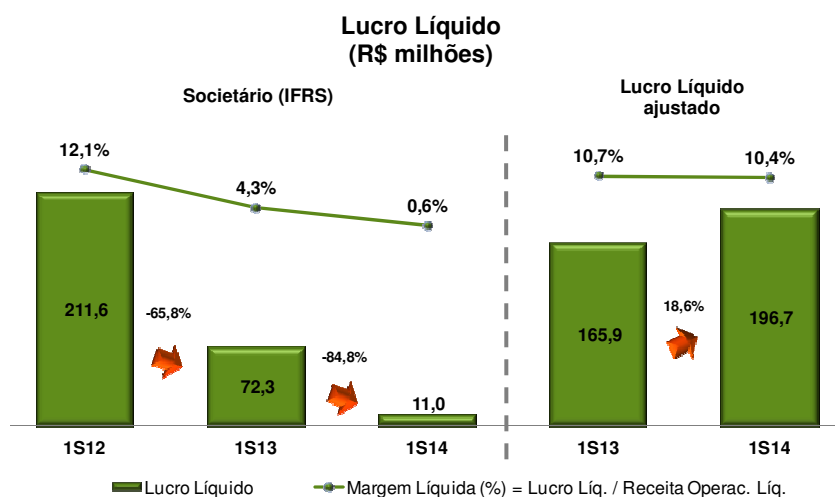
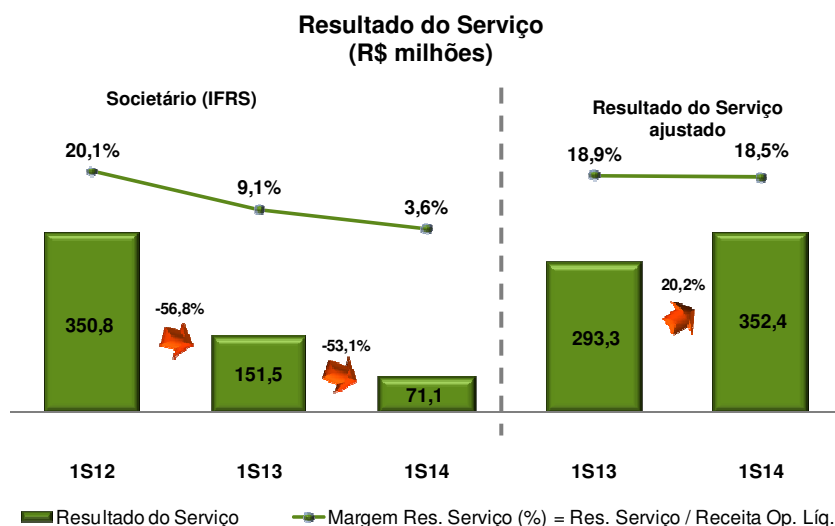
- (iv) Incremento nos Gastos e Despesas Operacionais da companhia, porém em níveis inferiores aos índices de inflação registrados no período.

Considerando os efeitos destes mesmos ajustes no EBITDA e Resultado do Serviço, líquidos de Imposto de Renda e Contribuição Social, o Lucro Líquido do primeiro semestre de 2014 seria de R\$ 196,7 milhões frente a R\$ 165,9 milhões no mesmo período de 2013, implicando em um crescimento de 18,6% no Lucro Líquido ajustado, motivado pelos efeitos mencionados anteriormente.

A Elektro entende que esses ajustes são necessários para um adequado entendimento dos níveis de geração de caixa operacional, descontados os efeitos temporários decorrentes do descasamento entre variações de custos não gerenciáveis e o reflexo destas variações nas Receitas, que serão ajustados a partir da Revisão ou Reajuste Tarifário subsequente, conforme a regulação do setor.

Os gráficos a seguir ilustram o desempenho dos resultados da Elektro no primeiro semestre de 2014 comparados ao mesmo período de 2013, considerando os resultados societários (IFRS) e ajustados (ajustes de ativos e passivos regulatórios):





6.2. Dividendos e Juros sobre Capital Próprio

Em 2013 foram distribuídos Dividendos Intermediários com base no Lucro Líquido apurado no primeiro semestre de 2013 no valor de R\$ 78,3 milhões, pagos em 1º de novembro de 2013. Também foram declarados Juros sobre Capital Próprio referentes ao exercício social de 2013 no total de R\$ 93,1 milhões pagos, líquidos de imposto de renda retido na fonte, em 23 de dezembro de 2013.

Em 20 de março de 2014, a Assembleia Geral dos Acionistas da Elektro aprovou a distribuição de dividendos no montante de R\$ 163,0 milhões, referentes ao exercício social de 2013 (deduzidos os dividendos intermediários e juros sobre capital próprio), cujo pagamento se dará até o encerramento do exercício social de 2014, conforme disponibilidade de caixa da Companhia.

7. ESTRUTURA DE CAPITAL

30/06/2014	Curto Prazo	Longo Prazo	Total	
			R\$ milhões	%
Empréstimos com Terceiros				
Debêntures	86,2	996,6	1.082,8	48,3%
BNDES Finem / Finame	28,9	298,4	327,3	14,6%
Eletrobrás	13,9	65,1	79,0	3,5%
Finep	11,2	39,5	50,7	2,3%
BEI	4,6	280,8	285,4	12,7%
Moeda Estrangeira (4131)	1,7	400,0	401,7	17,9%
Arrendamento mercantil	2,8	12,9	15,7	0,7%
Total da Dívida	149,3	2.093,3	2.242,6	100,0%
Perfil da Dívida	7%	93%	100%	
Caixa, Aplicações Financeiras e Caução de Fundos ⁽¹⁾			(783,4)	
Endividamento Líquido			1.459,2	

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

A Elektro encerrou o primeiro semestre de 2014 com endividamento líquido de R\$ 1.459,2 milhões (26,8% maior que a posição encerrada em 31 de dezembro de 2013, quando o endividamento líquido era de R\$ 1.151,0 milhões), resultado do endividamento total de R\$ 2.242,6 milhões e saldo de caixa, aplicações financeiras e caução de fundos de R\$ 783,4 milhões. A dívida de curto prazo corresponde a 7% do total do endividamento.

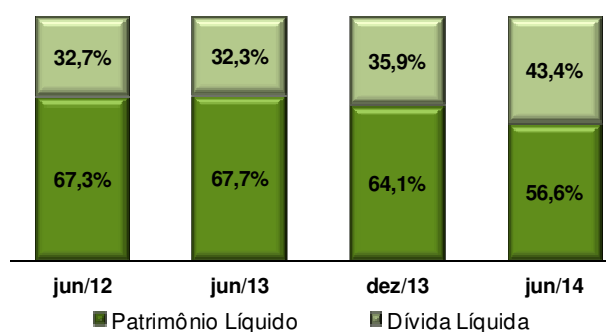
No primeiro semestre de 2014, a empresa captou o total de R\$ 587,3 milhões, dos quais R\$ 187,3 milhões para financiar seu programa de investimentos, sendo (i) R\$ 184,0 milhões por meio da nova linha de financiamento com o BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social) e (ii) R\$ 3,3 milhões por meio da linha financiamento relacionada a projetos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação com a Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP).

Entre os dias 10 e 17 de junho de 2014, a empresa utilizando o instrumento financeiro da Lei nº 4.131, de 3 de setembro de 1962, contratou linhas de financiamento de longo prazo denominadas em moeda estrangeira no montante total de R\$ 400,0 milhões (US\$ 177,5 milhões) e com prazo de vencimento de 2 anos.

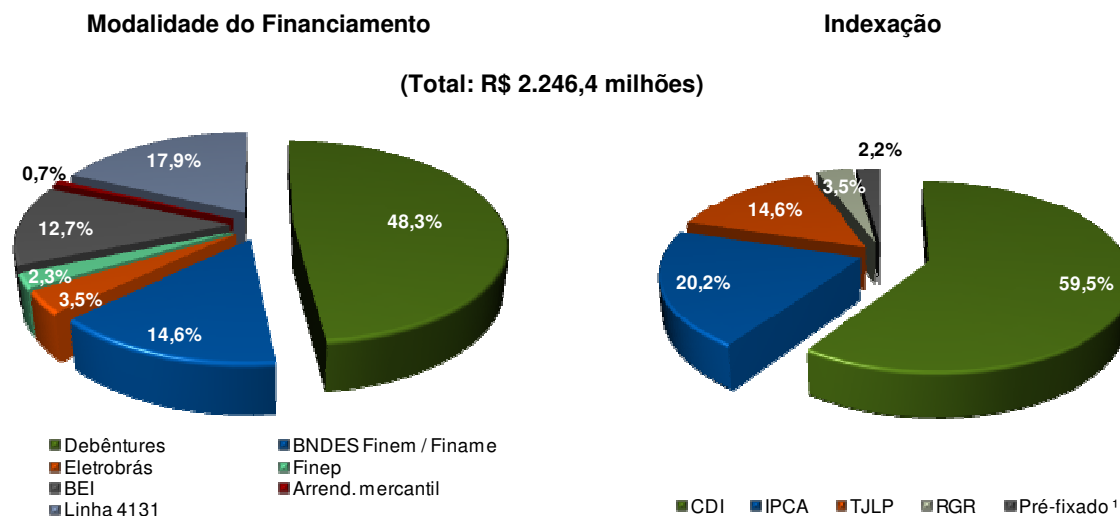
Objetivando a neutralização de qualquer risco cambial derivado desta operação, a empresa contratou *swap* com o mesmo prazo de vencimento e sobre o mesmo valor da operação de empréstimo, resultando, assim, em uma operação denominada em moeda nacional com um custo médio final atrelado ao CDI de 103,7%.

Estas captações estão em linha com a política da Companhia de obtenção de endividamento com taxas atrativas para financiamento de seus investimentos e manutenção de sua liquidez financeira.

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



Em 30 de junho de 2014, o endividamento total da Elektro apresentava as seguintes características:



(1) Consideram recursos da FINEP sem indexação.

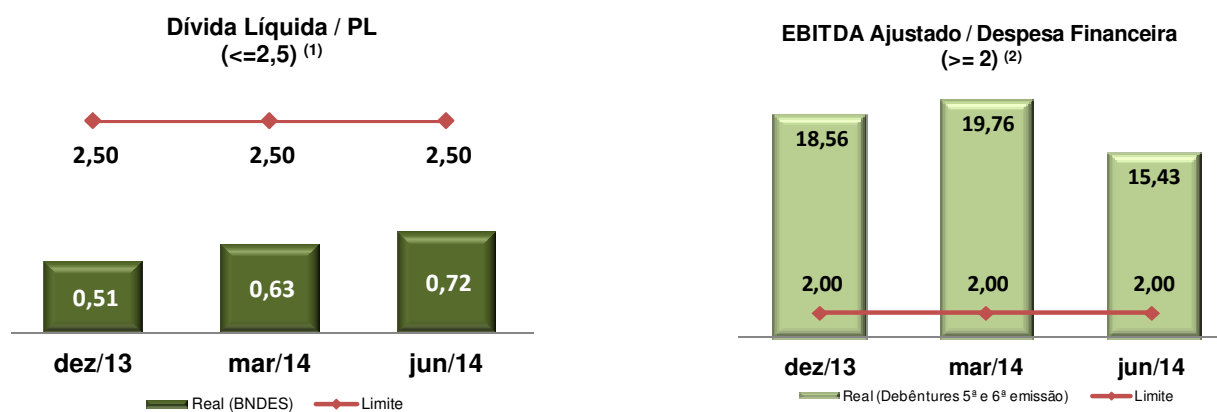
7.1. Covenants Financeiros

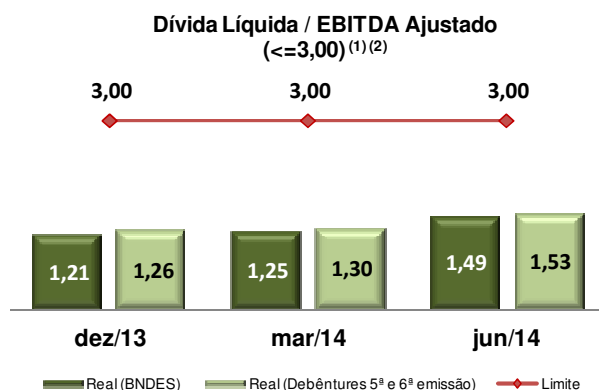
A Companhia sempre cumpriu e vem mantendo uma relação confortável com relação aos limites estabelecidos para seus *covenants* financeiros baseados nos resultados apurados pelos critérios previstos nos contratos firmados com o BNDES, nas escrituras das 5ª e 6ª Emissões de Debêntures e nos financiamentos em moeda estrangeira (4131) com o HSBC e Bank of Tokyo.

Em 28 de novembro de 2013 foram realizadas as Assembleias Gerais de Debenturistas das 5ª e 6ª Emissões, nas quais foram aprovadas as alterações dos textos das Escrituras de Emissão, a fim de incluir a definição de Ativos e Passivos Regulatórios e modificar a metodologia de cálculo do EBITDA, incluindo em sua composição os Ativos e Passivos Regulatórios. A alteração aprovada não modificou o patamar histórico dos *covenants* financeiros e teve como objetivo refletir de forma mais adequada os resultados da Companhia, eliminando a volatilidade decorrente da exclusão dos Ativos e Passivos Regulatórios.

Da mesma forma, foi aprovada em 10 de outubro de 2013 a alteração da definição de EBITDA, com a inclusão dos Ativos e Passivos Regulatórios, para os contratos firmados com o BNDES.

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





- (1) BNDES. Para este contrato, a definição de EBITDA ajustado contempla, além dos ajustes de Ativos e Passivos Regulatórios, a exclusão dos efeitos de outras Receitas/Despesas Operacionais, tais como ganhos/perdas com planos de pensão e lucro/prejuízo na alienação de imobilizado.
- (2) 4131 e Debêntures 5ª e 6ª emissão. Para as Escrituras de Emissão, a definição de EBITDA ajustado contempla os ajustes de Ativos e Passivos Regulatórios.

8. CLASSIFICAÇÃO DE RISCO

Em 03 de julho de 2014, a agência de classificação de riscos *Standard & Poor's* reafirmou o *rating* de crédito corporativo da Elektro em 'brAAA', mantido desde 1º de julho de 2010, o melhor *rating* da escala de crédito. 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* reafirmados em 'brAAA'.

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 moedas ou taxas de juros.

Em Junho de 2014 a Elektro contratou três novas operações de *swap* no montante total de R\$ 400 milhões, junto aos bancos HSBC, Citibank e Bank of Tokyo com início e vencimento nas mesmas datas dos contratos de financiamento (linha 4131).

Adicionalmente, a Elektro mantém contrato de operação de *swap* vinculada ao desembolso do 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.

O *swap* tem 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, conforme mecanismo da CVA.

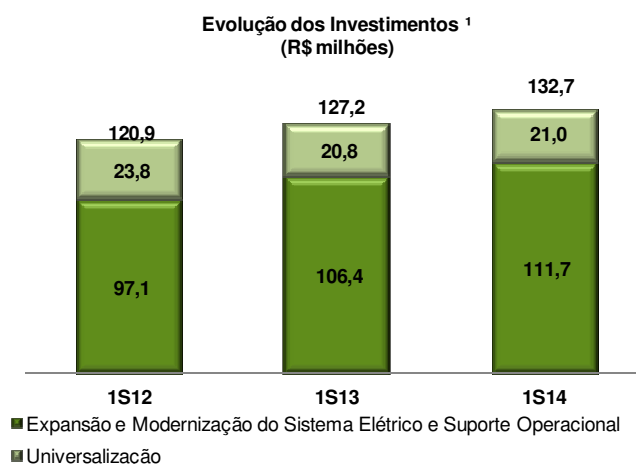
10. FLUXO DE CAIXA

Fluxo de Caixa	Valores em R\$ milhões		△ R\$ milhões
	1S 2014	1S 2013	2S 2014/2S 2013
Lucro líquido do período	11,0	72,3	(61,3)
Depreciação e outras amortizações	74,3	73,3	1,0
Juros e variação monetária e cambial	103,2	69,8	33,4
Outros	(15,5)	62,3	(77,8)
Despesas (receitas) que não afetam o caixa	162,0	205,4	(43,4)
Lucro Líquido Ajustado	173,0	277,7	(104,7)
Variação do Capital de Giro Operacional	(273,0)	67,40	(340,4)
Geração Operacional de Caixa após Imposto de Renda, Contribuição Social e Pagamento de Juros	(100,0)	345,1	(445,1)
Adições ao intangível, ao ativo indenizável e imobilizado	(130,7)	(137,1)	6,4
Valor recebido (pago) na baixa do ativo intangível, ativo indenizável e imobilizado	7,7	(0,3)	8,0
Caução de fundos e depósitos vinculados	2,9	(7,3)	10,2
Atividades de Investimento	(120,1)	(144,7)	24,6
Amortização de principal de empréstimos, financiamentos e arrendamento mercantil	(51,1)	(407,1)	356,0
Captação de empréstimos e debêntures	587,0	55,7	531,3
Atividades de Financiamento antes do Pagamento de Dividendos	535,9	(351,4)	887,3
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio Pagos	0,00	0,00	0,00
Atividades de Financiamento após Pagamento de Dividendos	535,9	(351,4)	887,3
Geração (consumo) Líquido de Caixa	315,8	(151,0)	466,8
Saldo Inicial do Período (excluindo caução de fundos)	467,6	583,1	(115,5)
Saldo Disponível de Caixa do Período (excluindo caução de fundos)	783,4	432,1	351,3

No primeiro semestre de 2014 houve geração líquida de caixa no montante de R\$ 315,7 milhões, contra um consumo líquido de caixa de R\$ 151,0 milhões em relação ao mesmo período de 2013. Dentre as principais justificativas destacam-se: (i) captação por meio de instrumento financeiro da Lei nº 4.131, de 3 de setembro de 1962, linhas de financiamento de longo prazo denominadas em moeda estrangeira no montante total de R\$ 400,0 milhões, (ii) montante menor realizado com amortização de principal de empréstimos, financiamentos e arrendamento mercantil por conta de liquidação de linhas de financiamento de longo prazo denominadas em moeda estrangeira em abril de 2013, impactando a base comparativa entre os dois períodos; (iii) consumo de capital de giro operacional devido principalmente ao incremento de fornecedores e supridores de energia elétrica a pagar, também relacionado ao aumento dos custos de energia. Este efeito foi parcialmente compensado pelo repasse de CDE via conta ACR, referente aos repasses de custo de energia a receber, cujos gastos já foram incorridos no período; (iv) consumo de capital de giro devido a incremento no valor pago de Imposto de Renda por conta de contabilização de lucro no Resultado Fiscal, que desconsidera os valores de Ativos e Passivos Regulatórios, impactados pelos maiores custos de energia.

11. INVESTIMENTOS E MODERNIZAÇÃO

No primeiro semestre de 2014, a Elektro investiu R\$ 139,3 milhões, dos quais R\$ 6,6 milhões correspondem a investimentos realizados com recursos de clientes. Este montante representa um incremento de 4,1% em relação aos investimentos registrados no mesmo período do ano anterior (R\$ 133,8 milhões, dos quais R\$ 6,6 milhões referiam-se a investimentos realizados com recursos de clientes).



(1) Exclui investimentos com recursos de clientes.

Os destaques do programa de investimentos foram:

- (i) R\$ 111,7 milhões na expansão, melhorias, preservação do sistema elétrico e suporte operacional, dos quais:
 - (a) R\$ 56,5 milhões estão associados a novas ligações e à expansão de subestações e de linhas de transmissão;
 - (b) R\$ 30,5 milhões foram investidos na preservação do sistema elétrico;
 - (c) R\$ 15,3 milhões foram investidos em programas de Tecnologia da Informação, Infraestrutura e na Frota;
 - (d) R\$ 9,4 milhões em melhorias e atualizações tecnológicas.
- (ii) R\$ 21,0 milhões no Programa de Universalização, em cumprimento à Lei nº 10.438 de abril de 2002, segregados da seguinte forma:
 - (a) R\$ 19,3 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
 - (b) R\$ 1,7 milhão referente a Programas Rurais, relacionados aos projetos de eletrificação de áreas rurais que viabilizam o fornecimento de energia elétrica a 64 novos clientes, por meio do Programa Luz para Todos.

O nível de investimento realizado no primeiro semestre de 2014 está em linha com realizado no mesmo período do ano anterior.

12. DESEMPENHO OPERACIONAL

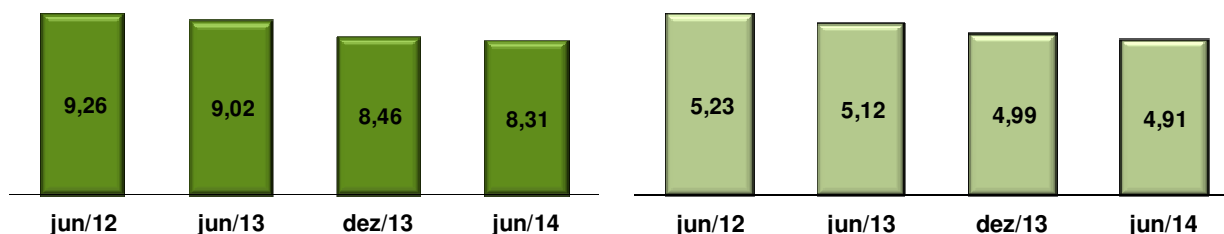
12.1. DEC e FEC

A Elektro mantém forte compromisso com a eficiência e melhoria contínua 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.

Como resultado, os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor), apresentaram melhora em relação aos indicadores anualizados em dezembro de 2013, que foram os melhores resultados da história da Elektro para ambos. Em junho de 2014, o DEC anualizado registrou 8,31 horas contra 8,46 em dezembro de 2013 e 9,02 em junho de 2013 e o FEC registrou 4,91 interrupções contra 4,99 em dezembro de 2013 e 5,12 em junho de 2013, valores esses bem abaixo dos limites regulatórios definidos pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica.

Estes resultados refletem a melhoria contínua e estão diretamente relacionados a robustez da rede elétrica, notadamente influenciada pelo plano anual de manutenção preventiva e preditiva, pela utilização de novas tecnologias e componentes de rede, introdução de processos inovadores de engenharia de distribuição e pela política de investimentos em melhorias que garantem maior confiabilidade no fornecimento de energia elétrica.

DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor (horas) (*) **FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor (interrupções) (*)**

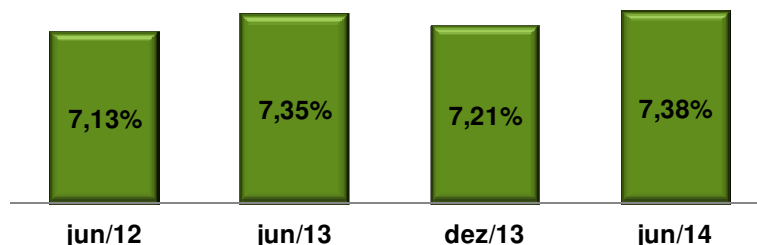


Obs: Os indicadores acima não consideram os dias críticos, associados a situações de emergência, conforme definido pela resolução ANEEL no Prodist (Procedimentos da Distribuição). Caso considerados, os indicadores DEC e FEC de 30/06/2012 seriam 10,78 e 5,87, respectivamente. Os indicadores DEC e FEC de 30/06/2013 seriam 12,94 e 6,73, respectivamente. Os indicadores DEC e FEC de 31/12/2013 seriam 11,57 e 6,22, respectivamente e os indicadores DEC e FEC de 30/06/2014 seriam 11,58 e 6,17, respectivamente.

(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

12.2. Perdas de Distribuição

Perdas de Distribuição (*)



Obs.: 1 - O método de cálculo das perdas considerado é uma média móvel de 12 meses.

2 - O critério de cálculo das perdas é baseado na compra total de energia pela Elektro.

(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

As perdas de distribuição apresentaram ligeira elevação quando comparadas a períodos anteriores, registrando índice de 7,38% em junho de 2014 em função, principalmente, do menor crescimento 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), que tiveram crescimento bem mais significativo.

Adicionalmente, 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 2,54% acumulados nos últimos 12 meses encerrados em 30 de junho de 2014. Dessa forma, incluindo-se o efeito da contabilização de perdas nas DIT, o índice de perdas de junho de 2014 seria de 9,92%.

13. RECONHECIMENTO

Prêmio Abradee de Melhor Distribuidora de Energia Elétrica do País e da Região Sudeste, Melhor Responsabilidade Social, Melhor Qualidade da Gestão e Melhor Gestão Operacional.

Em 18 de Julho de 2014, a Elektro foi premiada pela sétima vez (2004, 2005, 2007, 2010, 2011, 2012 e 2014) como Melhor Distribuidora de Energia Elétrica do País pela Abradee (Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica), entre as empresas com mais de 500 mil clientes. Além do prêmio Nacional e da região Sudeste, a Elektro também foi premiada nas seguintes categorias: Responsabilidade Social (2007, 2010 e 2014), Qualidade da Gestão (2011 e 2014) e Melhor Gestão Operacional (2004, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012 e 2014).

Trata-se do principal reconhecimento do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil. A avaliação da Responsabilidade Social tem o objetivo de avaliar o quanto a empresa está comprometida em implementar ações para o desenvolvimento sustentável das comunidades onde atua, a melhoria contínua do desempenho ambiental e social, assim como acidente zero com parceiros e população.

A vertente Qualidade da Gestão resulta da avaliação da Fundação Nacional da Qualidade, com base no Relatório de Gestão, refletindo o diagnóstico da gestão organizacional.

A Gestão Operacional, na qual a empresa se destacou pela nona vez, julga elementos como continuidade do fornecimento, segurança (de colaboradores, parceiros e da população) qualidade do faturamento, inadimplência e perdas de energia.

Mais informações sobre a Elektro no site www.elektro.com.br

Relações com Investidores

☎ (19) 2122-1487

✉ ri@elektro.com.br

**Balancos patrimoniais
em 30 de junho de 2014 e 31 de dezembro de 2013
(em milhares de reais)**

Ativo	Notas	30/06/2014	31/12/2013
Circulante		1.686.818	1.223.769
Caixa e equivalentes de caixa	5	783.376	467.630
Consumidores, parcelamentos de débitos e fornecedores	6	602.202	622.397
Contas a receber CDE - Decreto nº 8.221/2014	3	123.586	11.363
Tributos a compensar	7	49.157	47.552
Caução de fundos e depósitos vinculados	8	9.265	8.782
Outros créditos		119.232	66.045
Não circulante		3.508.691	3.377.611
Parcelamentos de débitos e fornecedores	6	29.315	32.251
Tributos a compensar	7	70.496	62.936
Caução de fundos e depósitos vinculados	8	10.243	12.595
Depósitos judiciais	9	94.930	88.642
Tributos diferidos	27	897.021	828.465
Outros créditos		42.222	42.566
Ativo indenizável (concessão)	10.1	607.814	590.951
Ativo intangível	10.2	1.741.698	1.708.026
Imobilizado	11	14.952	11.179
Total do ativo		5.195.509	4.601.380

As notas explicativas são parte integrante destas informações trimestrais.

Balancos patrimoniais
em 30 de junho de 2014 e 31 de dezembro de 2013
(em milhares de reais)

Passivo e patrimônio líquido	Notas	30/06/2014	31/12/2013
Circulante		958.516	808.162
Fornecedores e supridores de energia elétrica	12	412.560	468.013
Empréstimos e financiamentos	13	63.172	60.871
Debêntures	14	86.226	63.933
Tributos a recolher	15	118.505	116.386
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	16	162.966	6
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	17	43.708	46.913
Obrigações P&D e eficiência energética	18	24.000	8.850
Plano especial de aposentadoria	19.2	-	2.889
Outros passivos		47.379	40.301
Não circulante		2.334.509	1.740.463
Empréstimos e financiamentos	13	1.096.536	525.892
Debêntures	14	996.600	968.276
Obrigações P&D e eficiência energética	18	15.373	29.998
Provisão para ações judiciais e regulatórias	20	214.014	202.733
Outros passivos		11.986	13.564
Patrimônio líquido		1.902.484	2.052.755
Capital social	22	952.492	952.492
Reservas de capital		765.882	765.882
Reservas de lucros		171.422	171.422
Lucros acumulados		12.688	-
Dividendos adicionais propostos		-	162.959
Total do passivo e patrimônio líquido		5.195.509	4.601.380

As notas explicativas são parte integrante destas informações trimestrais.

Demonstração de resultados
para os períodos findos em 30 de junho de 2014 e de 2013
(em milhares de reais, exceto lucro por ação)

	Notas	2º Trimestre de 2014	1º Semestre 2014	2º Trimestre de 2013	1º Semestre 2013
Receitas operacionais líquidas	23	975.239	1.993.306	808.747	1.670.374
Custo do serviço de energia elétrica e operação		(885.211)	(1.716.000)	(578.258)	(1.302.147)
Energia comprada para revenda	24	(743.309)	(1.446.434)	(452.049)	(1.050.339)
Custos operacionais	25	(104.898)	(195.289)	(88.371)	(178.508)
Depreciação	11	(554)	(1.110)	(1.227)	(2.462)
Amortização de ativo intangível	10.2	(36.450)	(73.167)	(36.611)	(70.838)
Custo de construção		(65.841)	(130.731)	(76.258)	(137.062)
Lucro operacional bruto		24.187	146.575	154.231	231.165
Despesas operacionais		(36.290)	(75.472)	(44.979)	(79.632)
Despesas com vendas	25	(4.438)	(6.445)	(5.841)	(7.723)
Despesas gerais e administrativas	25	(17.782)	(32.913)	(14.987)	(26.998)
Outras despesas operacionais líquidas	25	(14.070)	(36.114)	(24.151)	(44.911)
Resultado do serviço		(12.103)	71.103	109.252	151.533
Resultado financeiro líquido	26	(24.548)	(51.324)	(14.406)	(38.848)
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social		(36.651)	19.779	94.846	112.685
Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos	27	12.315	(8.734)	(32.446)	(40.405)
Lucro líquido do período		(24.336)	11.045	62.400	72.280
Lucro básico e diluído por ação (expresso em reais):					
Preferencial		(0,13126)	0,05957	0,33656	0,38985
Ordinária		(0,11933)	0,05416	0,30596	0,35441

As notas explicativas são parte integrante destas informações trimestrais.



**Demonstração do resultado abrangente
para os períodos findos em 30 de junho de 2014 e de 2013
(em milhares de reais)**

	Notas	2º Trimestre 2014	1º Semestre 2014	2º Trimestre 2013	1º Semestre 2013
Lucro (prejuízo) líquido do período		(24.336)	11.045	62.400	72.280
Outros resultados abrangentes do período		823	1.643	3.014	6.029
Efeito do limite do ativo de benefício definido	19.1	1.245	2.489	4.568	9.136
Tributo diferido sobre ajustes atuariais	27	(422)	(846)	(1.554)	(3.107)
Resultado abrangente do período		(23.513)	12.688	65.414	78.309

As notas explicativas são parte integrante destas informações trimestrais.

Demonstração das mutações do patrimônio líquido
para o período findo em 30 de junho de 2014 e exercício findo em 31 de dezembro de 2013
(em milhares de reais)

	Capital social	Reserva de capital	Reservas de lucro/legal	Lucros acumulados	Dividendos adicionais propostos	Outros resultados abrangentes	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2012	952.492	765.882	171.422	-	46.576	-	1.936.372
Lucro líquido do exercício	-	-	-	323.694	-	-	323.694
Outros resultados abrangentes:							
Ganhos e perdas atuariais, líquidos	-	-	-	-	-	10.627	10.627
Reclassificação requerida parágrafo 93 d do CPC 33	-	-	-	10.627	-	(10.627)	-
Dividendos propostos e pagos	-	-	-	-	(46.576)	-	(46.576)
Dividendos intermediários pagos	-	-	-	(78.311)	-	-	(78.311)
Juros sobre capital próprio	-	-	-	(93.051)	-	-	(93.051)
Dividendos adicionais propostos	-	-	-	(162.959)	162.959	-	-
Saldos em 31 de dezembro de 2013	952.492	765.882	171.422	-	162.959	-	2.052.755
Lucro líquido do período	-	-	-	11.045	-	-	11.045
Outros resultados abrangentes:							
Ganhos e perdas atuariais, líquidos	-	-	-	-	-	1.643	1.643
Reclassificação requerida parágrafo 122 do CPC 33 (R1)	-	-	-	1.643	-	(1.643)	-
Aprovação de dividendos propostos	-	-	-	-	(162.959)	-	(162.959)
Saldos em 30 de junho de 2014	952.492	765.882	171.422	12.688	-	-	1.902.484

As notas explicativas são parte integrante destas informações trimestrais.

Demonstração dos fluxos de caixa
para os períodos findos em 30 de junho de 2014 e 2013
(em milhares de reais)

	Notas	2º Trimestre 2014	1º Semestre 2014	2º Trimestre 2013	1º Semestre 2013
Atividades operacionais					
Lucro (prejuízo) líquido do período		(24.336)	11.045	62.400	72.280
Itens do lucro (prejuízo) líquido que não afetam caixa		78.868	162.077	121.753	205.257
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	6	10.291	16.300	9.649	22.117
Juros e variações monetárias e cambiais		49.137	103.227	29.932	69.840
Depreciações e amortizações	10.2 e 11	37.004	74.277	37.838	73.300
Ganho / (perda) na baixa de ativos intangíveis e financeiros indenizáveis		7.129	6.713	14.647	13.422
Plano de pensão	19.1	1.245	2.489	4.568	9.136
Plano especial de aposentadoria		-	37	858	1.169
Provisão para ações judiciais e regulatórias	20	8.658	14.769	7.974	17.876
Tributos diferidos	27	(45.704)	(69.402)	5.435	(18.167)
Marcação a mercado - ativo financeiro	10.1	758	(7.377)	2.872	-
Programa de P&D e eficiência energética		9.341	19.025	7.318	15.239
Pagamentos baseados em ações	21	1.009	2.019	662	1.325
Variações no ativo e passivo operacional		(80.160)	(273.098)	67.431	67.434
Contas a receber		60.965	6.831	13.057	93.616
Almoxarifado - Ativo circulante		(1.694)	(2.108)	(27)	362
Tributos a compensar	7	(8.093)	(9.165)	(7.347)	5.727
Contas a receber CDE - Decreto nº 8.221/2014	3	473.010	(112.223)	11.617	(87.280)
Outros créditos		(35.375)	(58.726)	7.107	(4.187)
Juros pagos (empréstimos, debêntures e arrend. mercantil)		(166)	(17.728)	4.338	(13.167)
Fornecedores e supridores de energia elétrica e encargos do consumidor	12	(547.014)	(59.299)	(36.746)	28.170
Antecipação Repasse CDE - Decreto nº 8.020/2013		-	-	52.257	52.257
Tributos a recolher	15	15.275	86.900	26.446	51.684
Imposto de renda e contribuição social pagos		(40.500)	(84.781)	(13.083)	(42.799)
Provisão para ações judiciais e regulatórias	20	(2.343)	(3.488)	(2.255)	(4.772)
Plano especial de aposentadoria		-	(2.926)	(1.451)	(3.008)
Programa de P&D e eficiência energética		(10.707)	(20.167)	(5.567)	(14.124)
Outros passivos		16.482	3.782	19.085	4.955
Caixa líquido aplicado nas atividades operacionais		(25.628)	(99.976)	251.584	344.971
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento		(63.005)	(120.187)	(115.390)	(144.650)
Adições ao ativo intangível, ativo indenizável e o imobilizado	10.1 e 10.2	(65.840)	(130.730)	(76.258)	(137.062)
Valor pago na baixa do ativo intangível, ativo indenizável e imobilizado		74	7.692	(8.028)	(271)
Caução de fundos e depósitos vinculados		2.761	2.851	(31.104)	(7.317)
Caixa líquido gerado (aplicado) nas atividades de financiamento		509.666	535.909	(381.168)	(351.377)
Amortização de empréstimos, debêntures e arrendamento mercantil (principal)		(32.279)	(51.096)	(399.122)	(407.091)
Captação de empréstimos		541.945	587.005	17.954	55.714
Variação de caixa e equivalentes de caixa		421.033	315.746	(244.974)	(151.056)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	5	362.343	467.630	677.066	583.148
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	5	783.376	783.376	432.092	432.092
Variação de caixa e equivalentes de caixa		421.033	315.746	(244.974)	(151.056)

As notas explicativas são parte integrante destas informações trimestrais.

**Demonstração do valor adicionado
para os períodos findos em 30 de junho de 2014 e 2013
(em milhares de reais)**

	Notas	2º Trimestre 2014	1º Semestre 2014	2º Trimestre 2013	1º Semestre 2013
Receitas		1.345.230	2.720.175	1.115.645	2.306.310
Vendas de energia e serviços	23	1.285.447	2.597.479	1.044.365	2.179.931
Receita de construção	23	65.841	130.731	76.258	137.062
Provisão para créditos de liquidação duvidosa, líquida		(6.723)	(9.142)	(5.676)	(12.627)
Outras receitas		665	1.107	698	1.944
Insumos adquiridos de terceiros		(949.966)	(1.854.391)	(644.835)	(1.423.469)
Energia comprada bruta	24	(810.365)	(1.575.882)	(496.696)	(1.154.679)
Materiais	25	(9.442)	(18.532)	(8.187)	(17.152)
Serviço de terceiros	25	(30.495)	(56.672)	(26.087)	(47.814)
Custo de construção		(65.841)	(130.731)	(76.258)	(137.062)
Outros custos operacionais		(33.823)	(72.574)	(37.607)	(66.762)
Valor adicionado bruto		395.264	865.784	470.810	882.841
Depreciação e amortização	10.2 e 11	(37.004)	(74.277)	(37.838)	(73.300)
Valor adicionado líquido		358.260	791.507	432.972	809.541
Receitas financeiras e variações monetárias e cambiais	26	27.217	64.308	27.364	58.124
Valor adicionado a distribuir		385.477	855.815	460.336	867.665
Distribuição do valor adicionado		385.477	855.815	460.336	867.665
Pessoal		58.971	110.774	53.470	110.003
Impostos, taxas e contribuições		278.106	582.723	291.170	553.062
Federais		71.289	157.368	110.714	166.722
Estaduais		206.734	425.210	180.381	386.203
Municipais		83	145	75	137
Encargos setoriais e outros		20.991	35.690	11.552	35.422
Despesas financeiras e variações monetárias e cambiais	26	51.744	115.583	41.744	96.898
Lucros retidos / Prejuízos do período		(24.335)	11.045	62.400	72.280

As notas explicativas são parte integrante destas informações trimestrais.

ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A.
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS
EM 30 DE JUNHO DE 2014
(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., denominada a seguir como “Elektro” ou “Companhia”, cuja sede localiza-se à Rua Ary Antenor de Souza, 321 no município de Campinas, Estado de 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).

Em 27 de agosto de 1998, foi celebrado o Contrato de Concessão de Distribuição nº 187/98, entre a União (Poder Concedente, por intermédio da ANEEL) e a Elektro, regulando a exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica, na área de concessão compreendida por 228 municípios, sendo 223 no Estado de São Paulo e 5 no Estado do Mato Grosso do Sul. O prazo de vigência é de 30 anos e pode ser prorrogado por, no máximo 30 anos, por requerimento da concessionária e a critério da ANEEL. As principais obrigações da concessionária, previstas no contrato de concessão, consistem em fornecer energia elétrica a consumidores de sua área de concessão, realizar as obras necessárias à prestação dos serviços, e manter inventário dos bens vinculados à concessão. É vedado à concessionária alienar ou conceder em garantia tais bens sem a prévia e expressa autorização do regulador. Ao final da concessão, esses bens serão revertidos automaticamente ao Poder Concedente, procedendo-se às avaliações e determinação do valor de indenização à concessionária (vide nota 10.1).

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) e Parcela B (custos operacionais eficientes e custos de capital - remuneração do investimento e quota de reintegração regulatória). Os mecanismos de ajuste são o reajuste tarifário anual e revisão tarifária ordinária a cada quatro anos (vide nota 30).

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 S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros.

2. APRESENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS

As Informações Trimestrais foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações e normas e procedimentos contábeis emitidos pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

A Companhia adotou no preparo das Informações Trimestrais todas as normas, revisões de normas, pronunciamentos técnicos, interpretações técnicas e orientações técnicas emitidas pela CVM e CPC, os quais são consistentes com aqueles adotados na elaboração das Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2013. Essas Informações Trimestrais 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 2014 também foram analisados e não trouxeram impactos para esta informação trimestral. Outras normas e procedimentos emitidos e revisados, que têm aplicação obrigatória futura, serão analisados oportunamente.

A emissão dessas Informações Trimestrais foi autorizada pela Administração em 12 de agosto de 2014.

3. ALTERAÇÕES E ATUALIZAÇÕES NA LEGISLAÇÃO REGULATÓRIA

3.1 Reajuste Tarifário

O Contrato de Concessão estabelece que a Elektro deve passar pelo processo de Revisão Tarifária a cada quatro anos, ou Revisões Tarifárias Extraordinárias a qualquer tempo, além de reajustes anuais entre os anos de revisões, sendo 27 de agosto a data de atualização de suas tarifas.

Em 24 de janeiro de 2013, a ANEEL promoveu uma Revisão Tarifária Extraordinária envolvendo todas as distribuidoras do Brasil, na qual as tarifas da Elektro foram reduzidas, em média, em 20,34%. Esta redução ocorreu no intuito de contemplar os efeitos decorrentes da Lei 12.783/13, descrita adiante, e não apresentou efeito na Margem Operacional, já que implicou apenas em ajuste dos custos não gerenciáveis (Parcela A).

Em 27 de agosto de 2013 ocorreu o Reajuste Tarifário da Elektro, homologado pela Resolução nº 1.591 de 20 de agosto de 2013. O reajuste resultou em uma elevação média das tarifas de 8,9%. Este percentual contempla, dentre outros: (i) correção da parcela B por IGP-M; (ii) atualização dos custos de energia comprada de geradoras; e (iii) devolução de um terço do componente financeiro referente à postergação da Revisão Tarifária de 27 de agosto de 2011 para 27 de agosto de 2012, atualizado pela Selic, no valor de R\$ 90.703. A devolução de um terço desses valores já foi realizada por meio das tarifas praticadas desde 27 de agosto de 2012 até 26 de agosto de 2013 e o saldo remanescente será devolvido para os consumidores por meio das tarifas com vigência a partir de 27 de agosto de 2014.

Está previsto para 27 de agosto de 2014 o próximo Reajuste Tarifário da Elektro, quando a ANEEL ajustará os valores dos custos não gerenciáveis (Parcela A), com vigência para os 12 meses subsequentes.

3.2 Lei nº 12.783/13 e Decretos nº 7.891/13, nº 8.203/14 e nº 8.221/14

O Governo Federal oficializou por meio da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a redução nos encargos de energia elétrica (o que resultou na Revisão Tarifária Extraordinária já mencionada, aplicada em 24 de janeiro de 2013) e as regras para renovação das concessões de Geração, Transmissão e Distribuição vincendas entre 2015 e 2017. Esta Lei permitiu àqueles concessionários a possibilidade de prorrogar suas concessões pela antecipação dos contratos mediante condições específicas previamente estabelecidas.

Para as concessões de Geração e Transmissão, a condição definida pelo Governo é que ativos não amortizados e não depreciados seriam indenizados tendo por base o denominado Valor Novo de Reposição (VNR), e as tarifas a partir de então contemplariam os custos de Operação e Manutenção (O&M) desses ativos. Adicionalmente, a Lei também desobrigou as distribuidoras do recolhimento da RGR (Reserva Global de Reversão), transferiu as necessidades da CCC (Conta de Consumo de Combustíveis) para a CDE (Conta de Desenvolvimento Energético) e reduziu em 2013 o valor da cota da CDE para as distribuidoras em 75%, sendo que, para compensar estas alterações, a CDE passou a receber aportes adicionais do governo. Para as concessionárias de Distribuição também haveria condições específicas a serem estabelecidas pela ANEEL em contrato de concessão ou termo aditivo. A antecipação das prorrogações das concessões afetadas pela Lei 12.783/13 não causou impactos no contrato de concessão da Elektro, uma vez que este tem vigência até 2028.

Como resultado das novas regras estabelecidas pela Lei 12.783/13, algumas geradoras decidiram pela não renovação das concessões e a energia proveniente das concessões renovadas foi distribuída por meio de cotas, que, no entanto, não foram suficientes para suprir as necessidades de mercado de cada distribuidora. Além disso, houve a rescisão de contratos dos 6º e 7º leilões de energia nova devido à revogação da autorização de algumas usinas pela ANEEL e atraso na operação comercial de outras usinas, com postergações de cronogramas aprovadas pela ANEEL e/ou liminares judiciais concedidas para suspensão do início de suprimento dos CCEARs firmados. Desta forma, a insuficiência de contratos fez com que as distribuidoras tivessem que comprar essa energia no mercado de curto prazo, gerando custos elevados na compra de energia.

Somam-se a isso as condições hidroenergéticas desfavoráveis desde o último trimestre de 2012 até o primeiro semestre de 2014, quando os níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas atingiram os menores patamares, levando ao despacho das usinas térmicas, cujos preços são bem mais elevados. Cita-se ainda o início da contabilização pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) das perdas nas Demais Instalações de Transmissão (DIT) para as Distribuidoras de Energia Elétrica a partir

de setembro de 2012, dentre elas a Elektro, o que resultou em um volume maior de energia comprada no mercado de curto prazo.

No intuito de amenizar os impactos no caixa e no resultado das Distribuidoras, o governo tomou diversas medidas, dentre elas a emissão, em 23 de janeiro de 2013, do Decreto nº 7.891/13, que orientou a utilização dos recursos da CDE para compensar os descontos aplicados nas tarifas praticadas para algumas classes de consumidores. Em 7 de março de 2013 foi publicado o Decreto 7.945/13, alterando o Decreto 7.891/13, ao incluir a possibilidade de repasses de recursos de CDE para neutralizar a exposição das concessionárias de distribuição no mercado de curto prazo, decorrente da alocação das cotas e da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica, e cobrir o custo adicional para as concessionárias de distribuição decorrente do despacho de usinas termelétricas acionadas em razão de segurança energética durante o ano de 2013.

Em junho de 2013 ocorreu o Leilão A-0 de energia existente, com intuito de suprir a exposição involuntária das distribuidoras decorrente do cancelamento do Leilão A-1 previsto para dezembro de 2012 e insuficiência na distribuição de cotas. No entanto, devido à falta de oferta de energia neste leilão, a necessidade de energia declarada pela Elektro foi integralmente frustrada. Em dezembro de 2013 ocorreu novo leilão (A-1) de energia para início de suprimento em janeiro de 2014. Neste novo leilão a Elektro conseguiu adquirir cerca de 50% da energia declarada para 2014 (288,6 MWmed), com preços médios de contrato 37% superiores aos vigentes e acima do previsto na tarifa, o que contribuiu para a pressão sobre os custos de energia, seja pela manutenção da exposição involuntária ao mercado *spot*, seja pelos maiores preços da energia contratada.

Em 7 de março de 2014, foi publicado o Decreto nº 8.203/14, que alterou novamente o Decreto 7.891/13. O novo decreto orientou a utilização dos recursos da CDE para neutralizar também a exposição involuntária decorrente da compra frustrada no leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes realizado em dezembro de 2013. O repasse destes recursos referiu-se apenas à competência de janeiro de 2014 e o montante repassado para a Companhia, conforme Despacho ANEEL nº 515/14, foi de R\$ 100.161.

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

Em 25 de abril de 2014 foi assinado um Contrato de Financiamento da Operação ACR – Ambiente de Contratação Regulada pela CCEE, junto a diversas instituições financeiras, com limite total de até R\$11,2 bilhões, repassados às distribuidoras que incorreram nos custos adicionais descritos acima. A CCEE liquidará esse compromisso financeiro com o recebimento das cotas vinculadas ao pagamento das obrigações de cada distribuidora junto à CCEE. Essas cotas serão estabelecidas futuramente pela ANEEL para cada empresa distribuidora de energia e não possuem nenhuma vinculação com o valor de reembolso recebido por meio da operação de empréstimo captado pela CCEE. A Companhia não disponibilizou nenhuma garantia direta para esse contrato.

As despesas cobertas por essa operação referem-se ao período fevereiro a dezembro de 2014. Assim, em agosto de 2014 a companhia havia recebido R\$ 730.728 para a cobertura de custos, dos quais R\$ 305.162, referente a fevereiro de 2014, conforme Despacho ANEEL nº 1.256/14, R\$ 274.914, referente a março de 2014, conforme Despacho ANEEL nº 1.443/14 e posteriormente R\$ 150.652, referente a abril de 2014 (cobertura parcial), conforme Despacho ANEEL nº 1.696/14. Adicionalmente a Companhia possui um contas a receber em 30 de junho de 2014 no montante de R\$ 107.066, sendo R\$ 88.515, referente a maio de 2014, conforme Nota Técnica 066/2014 e R\$ 18.551 referente a junho de 2014, conforme Despacho ANEEL nº 3.017/2014, os quais serão repassados em agosto de 2014, totalizando R\$ 837.794.

A Companhia entende que o direito legal dessa compensação de custos a receber em caixa já existia em 30 de junho de 2014, tendo em vista que, anteriormente, já havia diversos normativos e evidências, dentre as quais a Lei 10.438/02, Lei 12.783/13, Decreto 7.891/13, Decreto 7.945/13, e comunicados emitidos pelo Ministério da Fazenda e pelo Ministério de Minas e Energia, que suportavam o direito da Companhia de receber em caixa e no curto prazo tais valores de forma desvinculada de reajustes tarifários futuros.

Assim até 30 de junho de 2014 foi contabilizado na rubrica “Energia comprada para revenda”, como redutor de custos de energia, o montante de R\$ 937.955, compensando parcialmente os impactos da alta dos custos de energia sobre os resultados da Companhia.

Adicionalmente, em 30 de abril de 2014 ocorreu o 13º Leilão de Energia Existente A-0, no qual a Elektro adquiriu 212 MWmed, o que contribuiu para redução da sua exposição involuntária ao mercado *spot* para o ano de 2014. A Elektro deverá contratar a energia faltante ao longo de 2014 em leilões e outros mecanismos de compra de energia disponíveis sendo que, independentemente do sucesso nestas contratações, a eventual exposição é considerada involuntária, portanto não implicará em penalidades e seu custo será repassado integralmente dentro dos processos tarifários subsequentes.

3.3 Ciclo de Revisão Tarifária

Em 10 de junho a ANEEL abriu a 1ª Fase da Audiência Pública 023/2014, cujo objetivo é obter subsídios para o estabelecimento das metodologias e critérios gerais para as revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição de energia elétrica. A Elektro está acompanhando e realizando suas contribuições. Tão logo os resultados desta Audiência sejam publicados, a Elektro fará sua divulgação.

4. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

Vide as principais práticas contábeis adotadas pela Companhia na nota 5 das Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2013.

5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

O montante de R\$ 783.376 em 30 de junho de 2014 (R\$ 467.630 em 31 de dezembro de 2013) refere-se a saldos em conta corrente e aplicações financeiras. Os produtos bancários utilizados são vinculados a títulos de renda fixa (Certificados de Depósitos Bancários - CDB e debêntures com compromisso de recompra), com taxas pós-fixadas, indexados à variação diária dos Certificados de Depósitos Interbancários (CDI). Em 30 de junho de 2014 a variação média estava em 99,28% do CDI. Essas aplicações apresentam alta liquidez e podem ser resgatadas a qualquer momento, e não possuem 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 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

	30/06/2014				31/12/2013			
	A Vencer	até 90 dias Vencidos	(+) 90 dias Vencidos	Total	A Vencer	até 90 dias Vencidos	(+) 90 dias Vencidos	Total
	Fornecimento	199.652	131.018	29.581	360.251	224.175	111.520	24.741
Outras contas a receber	288.419	3.994	18.918	311.331	314.295	3.390	19.246	336.931
Parcelamentos de débitos	38.011	3.994	18.918	60.923	39.662	3.390	19.246	62.298
Receita não faturada	205.613	-	-	205.613	242.338	-	-	242.338
Supridores	37.763	-	-	37.763	23.951	-	-	23.951
Outros	7.032	-	-	7.032	8.344	-	-	8.344
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	(8.464)	-	(31.601)	(40.065)	(10.712)	-	(32.007)	(42.719)
Total	479.607	135.012	16.898	631.517	527.758	114.910	11.980	654.648
Circulante	450.292	135.012	16.898	602.202	495.507	114.910	11.980	622.397
Não circulante	29.315	-	-	29.315	32.251	-	-	32.251

Em 30 de junho de 2014 o prazo médio para recebimento das contas de energia de clientes finais era de 36 dias. A Administração da Companhia constitui provisão para créditos de liquidação duvidosa, de acordo com critérios estabelecidos pelo regulador e que estejam de acordo com as normas contábeis. Adicionalmente, a Companhia realiza análises individuais de acordo com o histórico de inadimplemento de clientes considerados críticos.

Sobre as faturas atrasadas incidem juros de 1% ao mês, além de multa de 2% e atualização monetária pelo IGP-M.

Do montante de R\$ 37.763 classificado como Supridores (R\$ 23.951 em 31 de dezembro de 2013), R\$ 19.004 referem-se a transações no âmbito da CCEE no período do racionamento de energia elétrica, entre 2000 e 2002, e contemplam: (i) R\$ 14.995 referentes a liminares interpostas junto à CCEE por agentes do setor; e (ii) R\$ 4.009 referentes a acordos bilaterais em negociação, e estão registrados no ativo não circulante. De acordo com o parecer emitido por seus assessores jurídicos, a Companhia não espera incorrer em perdas na realização desses valores.

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

	31/12/2013	Adições	Recuperação da Receita	Baixas Incobráveis	30/06/2014
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	42.719	22.655	(6.355)	(18.954)	40.065

7. TRIBUTOS A COMPENSAR

	30/06/2014	31/12/2013
Imposto de renda e contribuição social sobre lucro líquido	21.236	18.875
ICMS a recuperar	98.417	91.613
Total	119.653	110.488
Ativo circulante	49.157	47.552
Ativo não circulante	70.496	62.936

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.

8. CAUÇÃO DE FUNDOS E DEPÓSITOS VINCULADOS

Em 30 de junho de 2014 o saldo era R\$ 9.265 e R\$ 10.243 (R\$ 8.782 e R\$ 12.595 em 31 de dezembro de 2013), respectivamente nos ativos circulante e não circulante. Tais aplicações caucionadas estavam atreladas a instrumentos de renda fixa (pós-fixados), indexados à variação média de 99,93% do CDI. Esses instrumentos apresentam liquidez diária, não estão sujeitos a risco significativo de perda de valor, e estão caucionados pelos seguintes motivos: (i) garantir valores liberados através dos contratos de empréstimos da Eletrobrás (Luz Para Todos), que são liberados após comprovação dos investimentos; (ii) garantir participação em leilões de compra de energia em curto e longo prazo; e (iii) garantir programas de treinamento aos colaboradores conforme Acordo Coletivo de Trabalho.

9. DEPÓSITOS JUDICIAIS

Dos R\$ 94.930 (R\$ 88.642 em 31 de dezembro de 2013) registrados nessa rubrica, o montante de R\$ 33.788 em 30 de junho de 2014 (R\$ 33.116 em 31 de dezembro de 2013) refere-se ao valor atualizado do depósito judicial de R\$ 24.906, efetuado em 29 de outubro de 2004, em virtude 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.

Com a incorporação da Empresa Paranaense Comercializadora Ltda (EPC) pela Elektro em 2012, os direitos e as obrigações da incorporada passaram a ser de responsabilidade exclusiva da Elektro. Em 30 de junho de 2014 o valor atualizado de depósito judicial oriundo da EPC é de R\$ 29.173 (R\$ 28.313 em 31 de dezembro de 2013), e refere-se ao processo descrito na nota 20.1.

Os demais depósitos judiciais no montante de R\$ 31.969 em 30 de junho de 2014, (R\$ 27.213 em 31 de dezembro de 2013) referem-se a outros processos de natureza Trabalhista, Cível e Tributária.

10. CONTRATO DE CONCESSÃO

10.1. Ativo Indenizável (Concessão)

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

Em 30 de junho de 2014 o ativo financeiro está atualizado pelo valor residual da BRR do 3º Ciclo devidamente movimentada por adições, atualizações, baixas e depreciações.

Este ativo financeiro está classificado como um ativo disponível para venda, por tratar-se de uma categoria residual, já que o valor da indenização a ser recebido ao término da concessão não é fixo, embora seja estimável. A Companhia registra as variações no fluxo de caixa estimado desse ativo financeiro de acordo com o parágrafo AG8 do CPC 38 – Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração, que estabelece que uma entidade deva, ao revisar suas estimativas de recebimentos, ajustar o custo amortizado do instrumento de forma a refletir os fluxos de caixa estimados atualizados, reconhecendo esta variação no resultado do exercício. A Lei nº 12.783/13 corroborou o entendimento que variações no ativo financeiro vinculado à concessão por conta das revisões tarifárias resultam em variações no fluxo de caixa estimado desse ativo ao final do período da concessão.

Visando sempre a melhor estimativa da indenização ao final da concessão, o valor justo do ativo financeiro é revisado mensalmente, considerando, dentre outros fatores, a atualização pelo IGP-M, por ser este um dos principais critérios de atualização anual utilizada pelo regulador nos processos de reajuste tarifário. Possíveis variações decorrentes do critério de cálculo do VNR também são consideradas.

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. Esses recursos não

são exigíveis ao longo da concessão. O saldo das obrigações especiais, ao final da concessão, será deduzido do valor da indenização e, portanto, é redutor do ativo financeiro. A BRR residual, utilizada para determinação do valor justo do ativo financeiro, está líquida do valor reavaliado das obrigações especiais. A parcela das obrigações especiais a ser amortizada no período da concessão é classificada como redutora do ativo intangível. A taxa de amortização é aquela definida pela ANEEL no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico.

A mutação do ativo financeiro indenizável é compreendida por:

	Custo	Obrigações especiais	Valor justo	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2012	518.151	(71.854)	11.599	457.896
Transferências de ativo intangível	115.506	-	-	115.506
Adições	-	(770)	-	(770)
Ajustes ao valor justo	-	-	18.814	18.814
Baixas	(1.607)	1.112	-	(495)
Saldo em 31 de dezembro de 2013	632.050	(71.512)	30.413	590.951
Transferências de ativo intangível	9.581	-	-	9.581
Adições	-	(95)	-	(95)
Ajustes ao valor justo	-	-	7.377	7.377
Saldo em 30 de junho de 2014	641.631	(71.607)	37.790	607.814

O ativo financeiro relacionado à concessão é remunerado pelo custo médio ponderado do capital (WACC) regulatório, no valor de 7,50% ao ano (11,36% antes dos impostos), já incluído na atual tarifa da Companhia. Como esta receita já é contabilizada mensalmente (vide nota 23) e arrecadada pela Companhia, considera-se que o ativo financeiro já se encontra a valores atualizados.

10.2. 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, de acordo com o CPC 04 – Ativo Intangível. Este ativo intangível é avaliado ao custo de aquisição, incluindo custos de empréstimos capitalizados, deduzido da amortização acumulada que é calculada utilizando-se as taxas de depreciação definidas pela ANEEL para depreciação da infraestrutura.

Houve redução de R\$ 9.581 referente às transferências do período por ativos energizados, sem alterar os demais procedimentos contábeis decorrentes da adoção do ICPC 01/OCPC 5 – Contratos de Concessão.

O valor de encargos de dívidas capitalizados à infraestrutura, de acordo com o CPC 20 – Custos de Empréstimos, foi de R\$ 8.056 em 30 de junho de 2014 (R\$ 12.907 em 31 de dezembro de 2013).

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	Valor líquido
Saldo em 31 de dezembro de 2012	2.051.224	(321.527)	(322.625)	1.407.072	309.751	(47.973)	261.778	1.668.850
Adições	-	(1.102)	-	(1.102)	349.053	(33.907)	315.146	314.044
Baixas	(29.357)	2.412	10.172	(16.773)	-	-	-	(16.773)
Amortização	-	-	(142.589)	(142.589)	-	-	-	(142.589)
Transferências	191.589	-	-	191.589	(307.095)	-	(307.095)	(115.506)
Mudança na taxa de depreciação	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2013	2.213.456	(320.217)	(455.042)	1.438.197	351.709	(81.880)	269.829	1.708.026
Adições	-	(117)	-	(117)	167.210	(36.268)	130.942	130.825
Baixas	(14.405)	-	-	(14.405)	-	-	-	(14.405)
Amortização	-	-	(73.167)	(73.167)	-	-	-	(73.167)
Transferências	32.227	-	-	32.227	(41.808)	-	(41.808)	(9.581)
Saldo em 30 de junho de 2014	2.231.278	(320.334)	(528.209)	1.382.735	477.111	(118.148)	358.963	1.741.698

10.3. Receita e Custo de Construção

A ICPC 01 também estabelece que o concessionário registre e mensure a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 – Contratos de Construção e CPC 30 – Receitas, mesmo quando regidos por um único contrato de concessão. Em atendimento ao CPC 17, a Companhia contabilizou 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, no negócio 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.

11. IMOBILIZADO

Os ativos imobilizados adquiridos através de contratos de arrendamento mercantil financeiro e não vinculados à concessão apresentam saldos em 30 de junho de 2014 e 31 de dezembro de 2013 conforme mutação abaixo.

	31/12/2013	Adições	Depreciação	30/06/2014
Arrendamento mercantil em serviço				
Administração Central	9.470	-	(890)	8.580
Edif, obras civis e benf. - Arrendamento mercantil	16.529	-	-	16.529
(-) Depreciação acumulada	(7.059)	-	(890)	(7.949)
	1.709	4.883	(220)	6.372
Móveis e utensílios - Arrendamento mercantil	10.779	4.883	-	15.662
(-) Depreciação acumulada	(9.070)	-	(220)	(9.290)
Total	11.179	4.883	(1.110)	14.952

12. FORNECEDORES E SUPRIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA

	30/06/2014	31/12/2013
Moeda nacional	379.204	421.384
Supridores de energia elétrica	321.575	336.880
Encargos de serviço de sistema - ESS	12.988	18.056
Fornecedores de materiais e serviços	44.641	66.448
Moeda estrangeira	33.356	46.629
Supridores de energia elétrica - Itaipu	33.356	46.629
Total	412.560	468.013

13. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

	30/06/2014	31/12/2013	Condições Gerais	Vencimento	Garantias
Moeda Nacional	472.662	309.414			
BNDES					
Finame SE 2011	4.697	5.054	5,5% a.a.	Início: 15/02/2013 até 15/01/2021	Instrumento de Cessão
Finem CAPEX 2011/2012	138.834	152.805	de TJLP a TJLP + 3,03% a.a.	Início: 15/06/2013 até 15/12/2019	Fiduciária de Direitos
Finem 2013/2014	184.110	-	de TJLP a TJLP + 3,08% a.a.	Início: 15/01/2016 até 15/12/2023	Creditórios
Custos com emissão - BNDES	(336)	(246)			
Eletrobrás					
Eletrobrás - Luz para Todos ⁽¹⁾	79.058	86.030	RGR + 5,0% a.a. ⁽²⁾	Início: 30/11/2006 até 31/12/2022	
Finep - 1º Ciclo	1.725	4.312	TJLP + 0,94% a.a.	Início: 15/10/2010 até 15/10/2014	
Finep - 2º Ciclo	24.474	27.974	4,25% a.a.	Início: 15/04/2011 até 15/12/2017	Carta de Fiança
Finep - 3º Ciclo	6.532	3.816	5,0% a.a.	Início: 15/12/2013 até 15/01/2020	
Finep - 4º Ciclo	17.991	17.993	5,0% a.a.	Início: 15/03/2015 até 15/03/2021	
Arrendamento mercantil	15.577	11.676	de 10% a 18% a.a.	A partir de 2013 ⁽³⁾	
Moeda Estrangeira	687.046	277.349			
Banco Europeu de Investimento	282.658	282.762	US\$ + 3,4020% a.a.	31/10/2025	Carta de Fiança
Swap Empréstimo BEI	2.970	(5.205)	CDI - 0,30% a.a.	31/10/2025	
Cédula de Crédito Bancário 4131 Bank Of Tokyo	97.822	-	Libor 3mL + 0,8457% ⁽⁴⁾	17/06/2016	
Swap Céd. Créd Bancário 4131 Bank of Tokyo	2.434	-	103,0% do CDI a.a.	17/06/2016	
Cédula de Crédito Bancário 4131 Citi	144.727	-	Libor 3mL + 0,7782% ⁽⁴⁾	09/06/2016	
Swap Céd. Créd Bancário 4131 Citi	6.171	-	103,0% do CDI a.a.	09/06/2016	
Cédula de Crédito Bancário 4131 HSBC	147.993	-	Libor 3mL + 0,8500% ⁽⁴⁾	15/06/2016	
Swap Céd. Créd Bancário 4131 HSBC	2.595	-	104,9% do CDI a.a.	15/06/2016	
Custos com emissão - Moeda Estrangeira	(324)	(208)			
Total	1.159.708	586.763			
Circulante	63.172	60.871			
Não circulante	1.096.536	525.892			

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

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

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

⁽⁴⁾ Os prazos de amortização do arrendamento mercantil estão considerados no parágrafo abaixo.

Os vencimentos dos empréstimos, financiamentos e arrendamento mercantil de longo prazo em 30 de junho de 2014 ocorrerão da seguinte forma: R\$ 45.833 em 2015, R\$ 508.345 em 2016, R\$ 107.463 em 2017, R\$ 97.975 em 2018 e R\$ 336.920 após 2018.

Em 31 de outubro de 2013, depois de cumpridas todas as condições precedentes previstas no contrato de financiamento assinado com o Banco Europeu de Investimento (BEI), a Companhia recebeu a liberação do financiamento no montante de R\$ 281.050, com prazo de vencimento de 12 anos, pagamento de juros semestrais, carência de 3 anos para pagamento do principal e taxa pré-fixada de 3,4020% a.a., além da variação cambial.

Em junho de 2014, a Companhia captou, utilizando o instrumento financeiro da Lei nº 4.131, de 3 de setembro de 1962, linhas de financiamento de curto prazo denominadas em moeda estrangeira no montante total de R\$ 400.000 e com prazo de vencimento de 2 anos. Os pagamentos dos juros serão trimestrais e o pagamento do principal no final do contrato.

Na mesma data, para ambas captações foram contratadas operações 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 vinculada a uma taxa de juros fixa em dólares norte-americanos, resultando, assim, em uma operação denominada em moeda nacional atrelada à variação dos Certificados de Depósitos Interbancários (CDI), sendo para o BEI um custo final abaixo do CDI em 0,30% e para as linhas de 4131 um custo médio final de 103,7% do CDI.

Além disso, no primeiro semestre de 2014 foi liberado o montante de R\$ 184.000 referente ao novo contrato de financiamento junto ao BNDES e Banco do Brasil, firmado em dezembro de 2013 na modalidade FINEM, no montante de R\$ 348.392 destinado à implantação do Plano de Investimentos 2013-2014 com prazo de financiamento de 10 anos e carência de 02 anos e R\$ 3.257 por meio da linha de financiamento relacionada a projetos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação com a Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP).

Condições Restritivas

BNDES (FINEM): conforme cláusula décima segunda, inciso XII do contrato de financiamento.

Foi aprovada em 10 de outubro de 2013 a alteração da definição de EBITDA, com a inclusão dos Ativos e Passivos Regulatórios, para os contratos firmados com o BNDES.

Em 30 de junho de 2014 e 31 de dezembro de 2013, a Companhia cumpriu todas as condições restritivas e não há itens que façam parte da infraestrutura da concessão, oferecidos como garantias de empréstimos e financiamentos.

Arrendamento mercantil operacional

De acordo com o CPC 06 – Operações de Arrendamento Mercantil, a Companhia efetuou uma análise dos contratos classificados como arrendamento mercantil, dentre eles os contratos de aluguel de equipamentos, imóveis, veículos e outros.

A Companhia realizou a contabilização no ativo imobilizado, em contrapartida ao passivo, de arrendamento mercantil dos bens vinculados aos contratos de arrendamento mercantil que foram considerados como financeiros, em virtude da transferência de riscos e benefícios sobre referidos bens para a Companhia. Os contratos relativos a imóveis apresentam cláusulas de renovação e de reajuste conforme inflação do período. Cláusulas restritivas e pagamentos contingenciais não foram previstos em qualquer dos contratos existentes.

Abaixo estão demonstrados os valores dos contratos mais relevantes contabilizados como despesas nos períodos findos em 30 de junho de 2014 e de 2013, bem como os pagamentos futuros que a Companhia fará com base nesses contratos.

	30/06/2014	30/06/2013
Despesas reconhecidas no período		
Locação de equipamentos e serviços de informática	6.029	7.542
Locação de infraestrutura de pontos de atendimento (<i>Callcenter</i>)	1.543	1.702
Locação de imóveis	989	1.773
Locação de computadores	1.595	1.338
Locação de veículos	142	87
Locação de impressoras	204	44
Total	10.502	12.486

Os pagamentos futuros relativos aos contratos acima acontecerão nos valores de R\$ 4.683 em 2015, R\$ 1.960 em 2016, R\$ 1.051 em 2017, R\$ 1.196 em 2018 e R\$ 2.120 após 2018.

14. DEBÊNTURES

	30/06/2014	31/12/2013	Qtde.	Remuneração	Pagamento dos juros	Amortização do principal
5ª Emissão	352.365	335.043				
1ª Série	124.813	124.519	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	228.022	211.093	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	(470)	(569)				
6ª Emissão	730.461	697.166				
1ª Série	227.187	226.479	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	117.014	109.629	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	387.298	362.186	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	(1.038)	(1.128)				
	1.082.826	1.032.209				
Total						
Circulante	86.226	63.933				
Não circulante	996.600	968.276				

De acordo com o CPC 08 – Custos de Transações e Prêmios na Emissão de Títulos de Valores Mobiliários, os recursos captados em 2012 com a 6ª Emissão de Debêntures foram registrados de forma líquida dos custos decorrentes do processo de emissão, sendo que tais custos são apropriados ao resultado de acordo com a taxa efetiva da transação até o prazo de vencimento dos respectivos títulos. O saldo total a apropriar é de R\$ 1.508, sendo R\$ 355 no curto prazo (R\$ 175 referente a 5ª emissão e R\$ 180 referente a 6ª emissão) e R\$ 1.153 no longo prazo (R\$ 295 referente à 5ª emissão e R\$ 858 referente à 6ª emissão).

O vencimento do saldo de longo prazo das debêntures em 30 de junho de 2014 ocorrerá da seguinte forma: R\$ 39.831 em 2015, R\$ 220.995 em 2016, R\$ 181.076 em 2017, R\$ 127.400 em 2018 e R\$ 427.298 após 2018.

Abaixo características gerais das debêntures da Companhia:

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

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

Condições Restritivas Financeiras (*covenants*):

As debêntures contêm cláusulas restritivas que implicam em vencimento antecipado no caso de não observância no cumprimento de determinados índices financeiros conforme disposto na cláusula de vencimento antecipado, inciso XIX das escrituras da emissão.

A Companhia sempre cumpriu e vem mantendo uma relação confortável com relação aos limites estabelecidos para seus covenants financeiros baseados nos resultados apurados pelos critérios previstos nos contratos firmados com o BNDES e nas escrituras das 5ª e 6ª Emissões de Debêntures.

Em 28 de novembro de 2013 foram realizadas as Assembleias Gerais de Debenturistas das 5ª e 6ª Emissões, nas quais foram aprovadas as alterações dos textos das Escrituras de Emissão, a fim de incluir a definição de Ativos e Passivos Regulatórios e modificar a metodologia de cálculo do EBITDA, incluindo em sua composição os Ativos e Passivos Regulatórios. A alteração aprovada não modificou o patamar histórico dos covenants financeiros e teve como objetivo refletir de forma mais adequada os resultados da Companhia, eliminando a volatilidade decorrente da exclusão dos Ativos e Passivos Regulatórios.

Em 30 de junho de 2014 e 31 de dezembro de 2013 a Companhia cumpriu todas as condições restritivas exigidas pelas respectivas escrituras de emissão.

A íntegra dos termos e das condições da distribuição pública das 5ª e 6ª emissões de debêntures estão disponíveis no website da Elektro: www.elektro.com.br.

15. TRIBUTOS A RECOLHER

	<u>30/06/2014</u>	<u>31/12/2013</u>
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	81.422	94.901
Contribuição para o financiamento da seguridade social - COFINS	22.843	16.040
Imposto de renda e contribuição social sobre lucro líquido	8.067	116
Programa de integração social - PIS	4.959	3.482
Impostos retidos na fonte	927	1.400
Imposto sobre serviço - ISS	287	447
Total	<u>118.505</u>	<u>116.386</u>

A Companhia tem como prática efetuar as antecipações de imposto de renda e contribuição social no mês subsequente à sua apuração, de forma que durante o exercício há um descasamento entre o imposto a pagar e a antecipação. O encontro entre antecipações e impostos a pagar é efetuado no encerramento do exercício, fator que explica a variação do saldo da rubrica "Imposto de renda e contribuição social sobre lucro líquido" entre 30 de junho de 2014 e 31 de dezembro de 2013.

16. DIVIDENDOS E JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO A PAGAR

O saldo de dividendos a pagar de R\$ 162.966 (R\$ 6 em 31 de dezembro de 2013) está de acordo com as deliberações da Administração acerca do lucro do exercício de 2013, aprovados na Assembleia Geral Ordinária ocorrida em 20 de março de 2014, e serão pagos conforme disponibilidade de caixa, dentro do exercício social de 2014, precedidos de aviso aos acionistas publicados para esta finalidade.

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

17. OBRIGAÇÕES E ENCARGOS SOBRE FOLHA DE PAGAMENTO

	<u>30/06/2014</u>	<u>31/12/2013</u>
Férias e 13º salário a pagar	18.504	18.635
Retenções do empregado	1.946	2.841
INSS parte da empresa	10.403	9.003
FGTS	2.617	3.151
Participação nos lucros e resultados	9.879	12.917
Outros	359	366
Total	<u>43.708</u>	<u>46.913</u>

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

O contrato de concessão estabelece a obrigação da Companhia aplicar, anualmente, o montante de 1% da receita operacional líquida em ações que tenham como objetivo o combate ao desperdício de energia elétrica e o desenvolvimento tecnológico do setor elétrico. Esse montante é destinado aos Programas de Eficiência Energética e de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e parte deve ser recolhida ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e ao Ministério de Minas e Energia (MME). A participação de cada um dos programas é definida pela Lei nº 9.991/2000. Por meio das Resoluções Normativas nº 300/2008, nº 316/2008, nº 408/2010 e nº 504/2012, a ANEEL estabelece os critérios de apuração de valores dos programas, correção Selic, pagamentos e aplicação dos recursos.

O saldo das obrigações da Companhia com as obrigações de P&D e programas de Eficiência Energética, de acordo com a distribuição do recurso é como segue:

Distribuição do recurso	Percentual de distribuição da ROL	30/06/2014	31/12/2013
Programa de Eficiência Energética	0,50%	20.389	19.405
Pesquisa e Desenvolvimento	0,20%	17.924	18.507
FNDCT	0,20%	707	624
MME	0,10%	353	312
Total		39.373	38.848
Circulante		24.000	8.850
Não circulante		15.373	29.998

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 descrições:

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, de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 33 (R1) – Benefícios a Empregados. 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\$ 222.567 em 31 de dezembro de 2013. O superávit atuarial não é reconhecido contabilmente, pois de acordo com as regras da Secretaria da Previdência Complementar (SPC) - Resolução CGPC nº 26/2008, o reconhecimento do ativo atuarial é permitido, dentre outros critérios, somente se a reserva de contingência estiver reconhecida pelo seu percentual máximo, que é de 25% das reservas matemáticas, de modo a assegurar o equilíbrio financeiro do plano

em função da volatilidade destas obrigações. Somente a partir deste limite, o superávit poderá vir a ser utilizado pela patrocinadora para abater contribuições futuras ou ser reembolsado à patrocinadora. Para a Elektro, esta relação estava em 11% em 31 de dezembro de 2013, não permitindo, portanto, o reconhecimento contábil de nenhum superávit atuarial, conforme demonstrado abaixo:

Conciliação dos valores reconhecidos no balanço	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	803.985	1.076.309
Valor justo dos ativos do plano	1.026.552	1.109.871
Superávit para planos cobertos	222.567	33.562
Limite de Ativo de Benefício Definido	(222.567)	(33.562)
Ativo atuarial líquido	<u>-</u>	<u>-</u>

Os valores reconhecidos no resultado nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e de 2012 e no resultado abrangente são os seguintes:

Componentes da despesa (receita) do plano	<u>30/06/2014</u>	<u>30/06/2013</u>
Valores reconhecidos no demonstrativo de resultados do exercício		
Custo do serviço corrente	(2.489)	(9.136)
Despesa Reconhecida	<u>(2.489)</u>	<u>(9.136)</u>

Para o período findo em 30 de junho de 2014, a Companhia efetuou contribuições aos planos de benefícios mantidos junto à Fundação CESP no montante de R\$ 1.368 (R\$ 1.440 para o mesmo período de 2013).

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 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 no primeiro semestre de 2014 foram de R\$ 229 (R\$ 218 no mesmo período de 2013), tendo sido registradas à conta de despesa com pessoal.

19.2. Plano Especial de Aposentadoria

Por meio de Acordo Coletivo de Trabalho, a Elektro criou em 2007 o Plano Especial de Aposentadoria (PEA), como incentivo à aposentadoria daqueles empregados que já são elegíveis à aposentadoria oficial.

O PEA foi extinto do novo Acordo Coletivo do Trabalho (ACT), o qual está vigente desde julho de 2013. Desta forma, o pagamento do incentivo para os colaboradores elegíveis remanescentes foi efetuado em julho de 2014.

20. PROVISÕES E CONTINGÊNCIAS PASSIVAS

Provisão para ações judiciais e regulatórias

Todas as demandas de natureza judicial são acompanhadas continuamente pelos assessores jurídicos da Companhia que, de acordo com critérios previamente definidos pela Administração, classificam os riscos contingentes de forma individual, o que resulta no provisionamento dos objetos considerados como perda provável.

As provisões registradas refletem as perdas consideradas prováveis com tais demandas, e apresentam os seguintes saldos e movimentações:

	31/12/2013	Ingresso	Atualização	Reversão	Liquidação	30/06/2014
Cíveis e ambientais	110.986	12.237	3.512	(3.156)	(2.269)	121.310
Trabalhistas	24.783	2.865	1.495	(527)	(1.219)	27.397
Tributárias	31.258	335	1.117	(2.323)	-	30.387
Desapropriações e servidões	10.833	1	687	(1)	-	11.520
Regulatórias	24.873	2.098	-	(3.571)	-	23.400
Total das provisões	202.733	17.536	6.811	(9.578)	(3.488)	214.014

Em 30 de junho de 2014 e 31 de dezembro de 2013 as provisões efetuadas pela Companhia são principalmente para a cobertura de eventuais perdas referentes a ações indenizatórias cíveis e ambientais envolvendo objetos de naturezas diversas; causas trabalhistas envolvendo ações movidas por ex-empregados da Elektro (ou de suas contratadas) referentes a diferenças salariais, horas extras e outros; tributárias, envolvendo discussões relativas a exigências fiscais nos âmbitos federal, estadual e municipal; e regulatórias, que estão diretamente relacionadas com indicadores de desempenho da ANEEL e penalidades referentes à contratação do uso do sistema de transmissão (MUST). As desapropriações e servidões estão relacionadas a reclamações de proprietários e ex-proprietários de terrenos utilizados pela Elektro quanto aos valores das indenizações.

Provisões cíveis - Uso da faixa de domínio de rodovias

Em agosto de 2001, foram ajuizadas duas ações pela Elektro em face do Departamento de Estradas e Rodagem do Estado de São Paulo (DER) e concessionárias de rodovias estaduais, para que estas deixem de impedir a livre atuação da Elektro, quanto ao uso das faixas intermediárias e laterais das rodovias para a instalação de infraestrutura de distribuição de energia elétrica. O Tribunal de Justiça de São Paulo julgou a ação contra a Elektro.

Em agosto de 2008, a Elektro recorreu ao Superior Tribunal de Justiça (STJ) e propôs uma medida cautelar com pedido de liminar para suspender a decisão da corte paulista, sendo que, em novembro de 2008, a liminar foi denegada por um dos ministros do STJ. Em setembro de 2010, o STJ não conheceu o Recurso Especial apresentado pela Elektro por questões processuais. A Elektro apresentou recurso perante o STF, o qual não foi admitido pelo STJ. Diante de tal fato, a Elektro ingressou com ação rescisória para rediscutir o caso em 9 de agosto de 2013. Referida ação foi admitida e processada pelo Tribunal de Justiça do Estado de São Paulo, o qual, em 16 de junho de 2014 julgou a ação improcedente com base em argumentos exclusivamente processuais. Considerando que, no entendimento dos assessores jurídicos responsáveis pelo caso, esta decisão do Tribunal de São Paulo contraria o entendimento do Superior Tribunal de Justiça sobre a questão envolvida, a decisão foi objeto de recurso pela Elektro. Esta situação, no entendimento dos assessores jurídicos da Companhia, não altera seu prognóstico de perda. Em dois casos em que ações de cobrança movidas pelas concessionárias foram recebidas pela Elektro, seus argumentos foram acatados em sede de decisão de primeira instância, desconstituindo a decisão da ação originária. Desta forma, ainda que a incerteza sobre o desfecho destes casos nas instâncias superiores não autorize, no entendimento dos assessores jurídicos da Companhia, a reversão das provisões já constituídas, em relação a estas ações com decisões favoráveis, os assessores entendem que, diante do cenário atual, não há necessidade de novas provisões além das já constituídas para especificamente esses dois casos. Em virtude disto, a Elektro mantém provisão no montante de R\$ 90.140, em 30 de junho de 2014 (R\$ 87.346 em 31 de dezembro de 2013).

Provisões Tributárias

Em 5 de dezembro de 2007, a Empresa Paranaense Comercializadora Ltda (EPC) - sucedida pela Companhia, impetrou Mandado de Segurança para não pagar PIS e COFINS sobre a receita de juros sobre capital próprio. O processo aguarda julgamento de recurso em virtude de decisão de 1ª instância que lhes foi desfavorável. O valor provisionado em 30 de junho de 2014 é de R\$ 29.213 (R\$ 28.588 em 31 de dezembro de 2013).

Outras provisões tributárias envolvem questões relativas à ilegalidade da exigência de tributos federais, estaduais e municipais.

Contingências passivas com avaliação de risco possível

A Companhia discute questões de diversas naturezas que, com base na avaliação dos seus assessores jurídicos e seguindo critérios definidos pela Administração, são consideradas de risco de perda possível e, portanto, não são provisionadas. O valor estimado para os assuntos trabalhistas é de R\$ 13.922 e

para os cíveis é de R\$ 42.217, e os processos ambientais, de desapropriação e servidão de passagem, que somam R\$ 5.445 em 30 de junho de 2014, referem-se à utilização de espaço em terras de terceiros para a construção de linhas para a prestação do serviço de distribuição, cujas instâncias processuais são as mais diversas e em sua grande maioria, tratam-se de processos individuais com valores não relevantes.

Quanto aos assuntos previdenciários, o valor estimado é de R\$ 82.838, e 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. Com base na Súmula Vinculante nº 8 do STF, de junho de 2008, parte das autuações foram anuladas devido a prazos de prescrição e decadência.

Quanto às questões tributárias, atualmente a Companhia enfrenta discussões com a Administração Pública em suas esferas federal, municipal e estadual, nas instâncias administrativa e judicial, dentre as quais 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 transporte indevido a maior e a menor 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 de seu 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. Todos os processos envolvendo questões tributárias somam R\$ 428.318 atualizados para 30 de junho de 2014 (R\$ 412.210 em 31 de dezembro de 2013).

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. PLANO DE INCENTIVO BASEADO EM AÇÕES

Após aprovação do Conselho de Administração em 2011, a Elektro instituiu um Plano de Incentivo de Longo Prazo, baseado na outorga de ações da Iberdrola ao beneficiário, após cumpridas algumas condições e metas previstas em contrato assinado entre este e a Companhia, ao longo de dois anos contados a partir da assinatura do contrato, denominado “prazo de apuração”.

A transferência completa das ações se dará após o transcurso de outros três anos, denominado “prazo de liquidação”. Atingidas as metas e condições do “prazo de apuração”, a Elektro adquirirá por conta e ordem do beneficiário as ações, conforme previsão contratual.

Portanto, esse plano é “liquidado em caixa” pela Elektro e por isso a Companhia registrou um passivo exigível em contrapartida da despesa de pessoal.

Em 30 de junho de 2014 existem dois contratos em vigor cujos montantes estão registrados conforme segue: (i) R\$ 3.602 em “Outros Passivos” no passivo circulante e R\$ 9.223 no passivo não circulante, referente aos contratos assinados ao final de 2012, cuja vigência foi de 2011 a 2013 e a liquidação se dará no período de 2014 a 2016; (ii) R\$ 2.020 registrado em “Outros Passivos” no passivo não circulante em contrapartida ao resultado do período, referente ao novo plano firmado a partir de 2014 e aprovado na Reunião do Conselho de Administração realizada em 12 de agosto de 2014 que segue características semelhantes do plano anterior com vigência de 2014 a 2016.

22. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Capital social

O capital social subscrito e integralizado da Companhia em 30 de junho de 2014 e 31 de dezembro de 2013, 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	91.880.972	101.878.293	193.759.265	100,00%

23. RECEITAS OPERACIONAIS LÍQUIDAS

Nota Explicativa	30/06/2014			30/06/2013		
	Nº de consumidores	MWh (*)	R\$	Nº de consumidores	MWh (*)	R\$
Receitas operacionais	2.401.953	6.513.504	2.728.210	2.333.507	6.197.181	2.316.993
Fornecimento para consumidores	2.401.953	6.513.504	2.218.989	2.333.507	6.197.181	1.949.619
Outras receitas	-	-	509.221	-	-	367.374
CCEE	-	-	164.384	-	-	27.366
Receita de uso do sistema de distribuição	-	-	66.223	-	-	88.443
Remuneração do ativo financeiro (WACC)	-	-	40.076	-	-	26.956
Receita de construção	10.3	-	130.731	-	-	137.062
Outras receitas	-	-	107.807	-	-	87.547
Deduções às receitas operacionais	-	-	(734.904)	-	-	(646.619)
Quota para a reserva global de reversão - RGR	-	-	-	-	-	(2.266)
Quota para a conta de consumo de combustível - CCC	-	-	-	-	-	(9.876)
Quota para a conta de desenvolvimento energético - CDE	-	-	(35.690)	-	-	(23.105)
ICMS sobre fornecimento	-	-	(425.210)	-	-	(386.202)
COFINS	-	-	(200.810)	-	-	(169.832)
PIS	-	-	(43.597)	-	-	(36.871)
Programa de P&D e eficiência energética	-	-	(19.025)	-	-	(15.236)
Outros	-	-	(10.572)	-	-	(3.231)
Total	2.401.953	6.513.504	1.993.306	2.333.507	6.197.181	1.670.374

(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

24. ENERGIA COMPRADA PARA REVENDA

	30/06/2014		30/06/2013	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Supridores de energia	7.500.818	1.449.803	7.118.730	999.729
Itaipu Binacional (**)	1.521.031	202.826	1.446.460	170.418
Contratos bilaterais	-	-	23.125	4.294
Contrato de compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	3.952.970	820.788	4.272.807	632.634
Mercado SPOT	1.258.083	1.236.198	718.511	221.873
(-) Repasse CDE - Cotas	-	(100.161)	-	(136.847)
(-) Conta - ACR	-	(837.794)	-	-
Contrato cotas (CCGF e CCEN)	523.266	48.888	509.507	50.036
Geração Distribuída	100.846	16.257	-	-
PROINFA	144.622	53.060	148.320	49.364
Uso do transporte de energia	-	9.741	-	7.957
Outros custos de energia	-	126.079	-	154.950
ONS - Uso da rede básica	-	104.666	-	95.630
CTEEP - Encargos de conexão	-	12.894	-	12.413
Encargos de serviços do sistema - ESS	-	1.480	-	171.603
(-) Repasse CDE - ESS	-	-	-	(124.696)
Risco hidrológico	-	7.039	-	-
Créditos de PIS e COFINS sobre energia comprada	-	(129.448)	-	(104.340)
Total	7.500.818	1.446.434	7.118.730	1.050.339

(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

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

Desde o último trimestre de 2012 houve elevação dos custos decorrente de condições hidroenergéticas desfavoráveis, quando os níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas atingiram os menores patamares, levando ao despacho das usinas térmicas, cujos preços são bem mais elevados e devido ao aumento do volume de compra de energia no mercado de curto prazo, decorrente das usinas que não renovaram suas concessões nos moldes da Lei 12.783/13 e Decreto nº 7.945/13, pela rescisão de contratos do 6º e 7º leilões de Energia Nova devido a revogação da autorização das usinas pela ANEEL, por falta de oferta de energia por parte dos geradores no Leilão A-0, ocorrido em junho de 2013, que previa o suprimento de energia no período de julho de 2013 a junho de 2014, pela recontração parcial do volume de energia existente para os contratos que terminaram em dezembro de 2013 no Leilão A-1, ocorrido em 17 de dezembro de 2013 e devido ao atraso na entrada em operação comercial de alguns empreendimentos de geração, com conseqüente suspensão do início do suprimento dos CCEARs decorrente a liminares judiciais e a determinações da ANEEL.

Parte desta insuficiência foi amenizada com a aquisição de 30MWmed de contratos de geração distribuída com suprimento a partir de outubro de 2013 e de 212 MWmed decorrentes do 13º Leilão de Energia Existente A-0 ocorrido em 30 de abril de 2014, com suprimento a partir de maio de 2014. Conforme legislação vigente, esta exposição no *spot* é considerada involuntária, portanto não implicará em penalidades e seu custo será repassado integralmente dentro dos processos tarifários.

Em 7 de março de 2013 foi publicado o Decreto 7.945/13, alterando do Decreto 7.891/13 ao incluir a possibilidade de repasses de recursos de CDE para neutralizar a exposição das concessionárias de distribuição no mercado de curto prazo, decorrente da alocação das cotas e da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica, e cobrir o custo adicional para as concessionárias de distribuição decorrente do despacho de usinas termelétricas.

Em 7 de março de 2014, foi publicado o Decreto nº 8.203/14, que alterou novamente o Decreto 7.891/13. O novo decreto orientou a utilização dos recursos da CDE para neutralizar também a exposição involuntária decorrente da compra frustrada no leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes realizado em dezembro de 2013. O repasse destes recursos referiu-se apenas à competência de janeiro de 2014 e o montante repassado para a Companhia, conforme Despacho ANEEL nº 515/14, foi de R\$ 100.161.

Ainda atuando de forma a reduzir os impactos informados anteriormente, em 1º de abril de 2014 foi publicado o Decreto nº 8.221/14 que define a criação pela CCEE da Conta no Ambiente de Contratação Regulada – CONTA-ACR com a destinação de cobrir, total ou parcialmente, as despesas de exposição involuntária no mercado de curto prazo e despacho de térmicas vinculadas a CCEAR, na modalidade por disponibilidade. As despesas a serem cobertas referem-se ao período fevereiro a dezembro de 2014. Em 30 de junho de 2014 o montante recebido através da CONTA-ACR foi de R\$ 730.728. Adicionalmente a Companhia possui um contas a receber em 30 de junho de 2014 no montante de R\$ 107.066, sendo R\$ 88.515, referente a maio de 2014, conforme Nota Técnica 066/2014 e R\$ 18.551, referente a junho de 2014, conforme Despacho ANEEL nº 3.017/2014, os quais devem ser repassados em 15 de agosto de 2014, totalizando R\$ 837.794 (maiores detalhes vide nota 3).

25. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	<u>30/06/2014</u>	<u>30/06/2013</u>
Gastos com pessoal	128.265	126.269
Gastos com materiais	18.532	17.152
Gastos com serviços de terceiros	56.672	47.814
Outras despesas operacionais líquidas	<u>67.291</u>	<u>66.904</u>
Despesas com arrecadação bancária	8.025	7.474
Aluguéis e seguros	7.251	7.057
Provisão para créditos de liquidação duvidosa, líquida	9.142	12.627
Telefonia e telecomunicações	6.449	6.930
Perda na desativação e alienação de bens, líquida	6.713	7.266
Taxas e contribuições	6.834	8.622
Despesas com viagens	4.053	3.720
Provisões para ações judiciais e regulatórias	9.471	6.116
Outras	9.353	7.092
	<u>270.760</u>	<u>258.139</u>
Custo da operação	195.289	178.508
Despesas com vendas	6.444	7.723
Despesas gerais e administrativas	32.913	26.997
Outras despesas operacionais	36.114	44.911
	<u>270.760</u>	<u>258.139</u>

26. RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO

	<u>30/06/2014</u>	<u>30/06/2013</u>
Receitas	<u>64.308</u>	<u>58.124</u>
Aplicações financeiras	18.638	16.080
Encargos sobre conta de energia elétrica em atraso	22.196	21.561
Atualizações monetárias e cambiais	12.527	12.504
Atualização do Ativo Financeiro	7.376	5.951
Outras receitas financeiras	3.571	2.028
Despesas financeiras	<u>(115.632)</u>	<u>(96.972)</u>
Juros sobre empréstimos com terceiros	(17.407)	(11.296)
Juros sobre debêntures	(39.579)	(33.122)
Atualizações monetárias e cambiais	(35.718)	(36.995)
Outras despesas financeiras	(22.928)	(15.559)
Total	<u>(51.324)</u>	<u>(38.848)</u>

27. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL
Reconciliação do imposto de renda e contribuição social no resultado:

	30/06/2014		30/06/2013	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social	19.779	19.779	112.685	112.685
Alíquota nominal dos tributos	15%	9%	15%	9%
Alíquota adicional sobre o valor excedente a R\$ 240/ano	10%	-	10%	-
	(4.933)	(1.780)	(28.159)	(10.142)
Efeito das (adições) exclusões no cálculo do tributo				
Permanentes - despesas indedutíveis e multas	(3.769)	(1.264)	(3.496)	(1.191)
Incentivos fiscais e outros	2.587	425	2.178	405
Imposto de renda e contribuição social no resultado	<u>(6.115)</u>	<u>(2.619)</u>	<u>(29.477)</u>	<u>(10.928)</u>
Imposto de renda e contribuição social correntes	(57.146)	(20.990)	(42.835)	(15.737)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	51.031	18.371	13.358	4.809
Total	<u>(6.115)</u>	<u>(2.619)</u>	<u>(29.477)</u>	<u>(10.928)</u>

Tributos diferidos

O imposto de renda e contribuição social diferidos foram calculados à alíquota de 34%, e estão apresentados no quadro abaixo:

	Balancos patrimoniais		Demonstrações do resultado e resultado abrangente	
	30/06/2014	31/12/2013	30/06/2014	30/06/2013
IR e CS sobre diferenças temporárias	121.087	128.019	(6.932)	(1.409)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	13.622	14.520	(898)	(1.220)
Provisão para ações judiciais e regulatórias	60.892	56.789	4.103	2.708
Plano especial de aposentadoria	-	982	(982)	(625)
Variação cambial	-	-	-	(35.438)
Provisão ganho/perda <i>hedge</i>	-	-	-	34.791
Provisão perda na desativação de ativos	-	-	-	4.436
Provisão efeito postergação tarifária	35.911	51.227	(15.316)	(9.871)
Bônus Estratégico + Encargos	687	-	687	-
Outras	9.975	4.501	5.474	3.810
Benefício fiscal do ágio incorporado Terraço	91.901	98.637	(6.736)	(6.556)
Benefício fiscal do ágio incorporado - Iberdrola	601.050	622.264	(21.214)	(21.215)
IR e CS diferidos sobre ajustes dos CPCs - Resultado	<u>82.137</u>	<u>(25.930)</u>	<u>104.284</u>	<u>47.347</u>
Plano de pensão	(846)	(5.475)	846	3.107
Leasing	213	169	44	(9)
Reversão dos ativos e passivos regulatórios	99.083	(2.185)	101.268	46.288
Marcação a mercado <i>swap</i>	-	(2.564)	2.564	(16)
Reversão Fiscal Diferimento	(3.464)	(5.534)	2.070	-
Contratos de concessão - marcação a mercado	(12.849)	(10.341)	(2.508)	(2.023)
Subtotal - impacto no resultado do exercício	896.175	822.990	69.402	18.167
IR e CS diferidos sobre ajustes dos CPCs - Resultado abrangente	846	5.475	(846)	(3.107)
Plano de pensão	846	5.475	(846)	(3.107)
Total	<u>897.021</u>	<u>828.465</u>	<u>68.556</u>	<u>15.060</u>

Os créditos fiscais diferidos oriundos de diferenças temporárias estão em conformidade com a Deliberação CVM nº 599/09 e Instrução CVM nº 371/02, inclusive quanto ao prazo de realização, que não ultrapassa dez anos.

O reconhecimento desses créditos tem como base as projeções de resultados tributáveis futuros da Companhia, as quais foram aprovadas pelo Conselho de Administração em 12 de fevereiro de 2014.

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 2014 é como segue: R\$ 41.555 em 2014, R\$ 67.880 em 2015, R\$ 65.257 em 2016, R\$ 65.008 em 2017 e R\$ 657.322 de 2018 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.

Medida provisória 627/13 convertida em Lei

Em novembro de 2013 foi publicada a Medida Provisória nº 627 estabelecendo que a não incidência de tributação sobre os lucros e dividendos calculados com base nos resultados apurados entre 1º de janeiro de 2008 e 31 de dezembro de 2013, pelas pessoas jurídicas tributadas com base no lucro real, presumido ou arbitrado, efetivamente pagos até a data de publicação da referida Medida Provisória, em valores superiores aos apurados com observância dos métodos e critérios contábeis vigentes em 31 de dezembro de 2007, desde que a empresa que tenha pagado os lucros ou dividendos optasse pela adoção antecipada do novo regime tributário já a partir de 2014.

Em maio de 2014, esta Medida Provisória foi convertida na Lei nº 12.973, com alterações em alguns dispositivos, inclusive no que se refere ao tratamento dos dividendos, dos juros sobre o capital próprio e da avaliação de investimentos pelo valor de patrimônio líquido. Diferentemente do que previa a Medida Provisória, a Lei nº 12.973 estabeleceu a não incidência tributária de forma incondicional para os lucros e dividendos calculados com base nos resultados apurados entre 1º de janeiro de 2008 e 31 de dezembro de 2013.

A Companhia elaborou estudos sobre os efeitos que poderiam advir da aplicação das disposições da Lei nº 12.973 e concluiu que não há efeitos significativos nas suas demonstrações financeiras de 30 de junho de 2014 e de 31 de dezembro de 2013 e está avaliando se optará ou não pela antecipação de seus efeitos, que deverá ser manifestada na Declaração de Débitos e Créditos Tributários Federais (DCTF) referentes aos fatos geradores ocorridos no mês a ser determinado pela Secretaria da Receita Federal do Brasil (SRFB).

28. PARTES RELACIONADAS

As transações com partes relacionadas estão associadas às receitas obtidas junto à Elektro Comercializadora de Energia Ltda., que se referem a serviços, compartilhamento de infraestrutura e sublocação de salas. As despesas são relativas à compra de energia elétrica no mercado livre para o prédio da Sede da Elektro e prestação de serviços por parte da Iberdrola. No período findo em 30 de junho de 2014, as receitas foram de R\$ 161 (R\$ 253 em 30 de junho de 2013) e as despesas de R\$ 1.109 (R\$ 617 em 30 de junho de 2013).

Os valores dos serviços e do compartilhamento de infraestrutura têm como base a estimativa de custos das atividades desenvolvidas pela Companhia e compartilhamento de infraestrutura. O contrato de sublocação é reajustado pelo IGP-M a cada 12 meses e foi firmado por tempo indeterminado, a partir de 1º de abril de 2004. O contrato de compra de energia elétrica foi firmado em 18 de outubro de 2011 com suprimento de energia no período de 22 de agosto de 2010 a 22 de agosto de 2014.

De acordo com o CPC 05 – Divulgação sobre Partes Relacionadas, aprovado pela Deliberação CVM nº 560/08, a remuneração total da Administração da Companhia no período findo em 30 de junho de 2014, registrada na rubrica de gastos com pessoal, foi de R\$ 3.798 (R\$ 2.829 em 30 de junho de 2013), sendo que esse valor está relacionado a remunerações fixa e variável de R\$ 2.926 (R\$ 2.181 em 30 de junho de 2013) e encargos sociais e benefícios, inclusive pós emprego, no valor de R\$ 872 (R\$ 648 em 30 de junho de 2013). Além desses montantes, destacam-se, ainda, benefícios adquiridos por estes administradores referentes ao plano de opções de ações da Iberdrola concedidas pela Elektro (vide nota 21) no montante de R\$ 2.020 no período findo em junho de 2014.

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).

29. SEGUROS

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

A vigência das apólices de Riscos operacionais e multirisco (Propriedade) e Responsabilidade civil com terceiros compreende o período de 31 de maio de 2013 a 31 de maio de 2014, e da apólice de Responsabilidade civil de administradores compreende o período de 1º de junho de 2013 a 1º de junho de 2014.

Riscos	Importância segurada	Cobertura da apólice
Riscos operacionais e multirisco	1.050.137	Danos materiais aos ativos da Companhia, exceto para as linhas de transmissão e distribuição
Responsabilidade civil terceiros	44.000	Danos materiais, corporais e morais causados a terceiros, incluindo aqueles causados por empregados próprios e contratados
Responsabilidade civil administradores	26.250	Cobertura padrão praticada pelo mercado segurador

30. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GERENCIAMENTO DE RISCOS

Considerando os termos da Instrução CVM nº 475/08, Deliberação CVM nº 550/08 e Deliberação CVM nº 604/09, que aprovou os CPCs 38, 39 e 40, do Comitê de Pronunciamentos Contábeis, que tratam do reconhecimento e mensuração, da apresentação e da evidenciação de instrumentos financeiros, 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 Trimestrais, bem como o nível hierárquico para mensuração do valor de mercado apresentado.

Ativo indenizável (concessão): vide nota 10.1. Nível hierárquico 2.

Empréstimos e financiamentos: Estão avaliados e registrados segundo parâmetros estabelecidos em contrato, sendo que o valor de mercado desses passivos, calculado, somente para fins de demonstração, foi projetado com base no fluxo de caixa descontado, utilizando taxas disponíveis no mercado para operações semelhantes na data das Informações Trimestrais. Para contratos vinculados a projetos específicos do setor, obtidos junto à Eletrobrás, os valores de mercado são considerados idênticos aos saldos contábeis, uma vez que não existem instrumentos similares disponíveis, com vencimentos e taxas de juros comparáveis. Os empréstimos e financiamentos foram mensurados e contabilizados pelo custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetivos. Ganhos e perdas são reconhecidos na demonstração do resultado no momento da baixa dos passivos, bem como durante o processo de amortização pelo método da taxa de juros efetivos. O valor contábil é o que melhor representa a posição patrimonial e financeira da Companhia com relação a esses instrumentos, portanto, o valor de mercado para esses passivos é somente informativo. Nível hierárquico 2.

Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira e derivativos: A Companhia captou empréstimo em moeda estrangeira com o Banco Europeu de Investimentos ("BEI") no montante de USD 128.898, com juros pré-fixados de 3,402%, prazo de vencimento de 12 anos, pagamento de juros semestrais e 3 (três) anos de carência para pagamento do principal. Para esta operação foram contratadas duas operações de "Swap" com os bancos Santander e HSBC (sendo 50% do montante total da dívida para cada banco) com o mesmo fluxo de liquidação do financiamento, cujo objetivo é a proteção contra risco de variação nas taxas de câmbio. Por meio dos "Swaps" substituiu-se o custo em dólar da dívida, com juros pré-fixados, por um custo em reais atrelado à variação dos Certificados de Depósitos Interbancários (CDI), resultando, assim, em uma operação denominada em moeda nacional com um custo final abaixo do CDI em 0,30 ponto percentual.

A Companhia também captou empréstimo em moeda estrangeira com os Bancos Citibank, HSBC e Banco de Tokyo nos montantes de USD 65.821, USD 67.165 e USD 44.504, com juros pré-fixados de LIBOR de três meses acrescida de 0,7782%, 0,8500% e 0,8457%, respectivamente, com prazo de vencimento de 2 anos, pagamento de juros trimestrais e pagamento do principal ao final do contrato.

Para esta operação foram contratadas operações de “Swap” com os respectivos bancos, com o mesmo fluxo de liquidação do financiamento, cujo objetivo é a proteção contra risco de variação nas taxas de câmbio. Por meio dos “Swaps” substituiu-se o custo em dólar da dívida, com juros pré-fixados, por um custo em reais atrelado à variação dos Certificados de Depósitos Interbancários (CDI), resultando, assim, em uma operação denominada em moeda nacional com um custo final de CDI acrescido de 103,0%, 104,9% e 103,0% respectivamente.

Os empréstimos contratados em moeda estrangeira foram considerados como itens objeto de *hedge* (*hedge accounting*), e contabilizados pelos seus valores justos, com vistas à proteção do risco de variação cambial. Os valores justos são calculados projetando os fluxos futuros das operações (ativo e passivo) utilizando as condições contratadas e descontando esse fluxo por taxas estimadas de mercado. Os derivativos a elas vinculados, por sua vez, foram considerados instrumentos de *hedge*. Nível hierárquico 2.

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

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

	30/06/2014			
	Valor contábil	Valor de mercado	Avaliação	Classificação
Ativo				
Caixa e equivalentes de caixa	783.376	783.376	Valor justo	Mantido para negociação
Consumidores, parcelamentos de débitos e supridores	631.517	631.517	Custo amortizado	Empréstimos e recebíveis
Caução de fundos e depósitos vinculados	19.508	19.508	Custo amortizado	Empréstimos e recebíveis
Ativo indenizável (concessão)	607.814	607.814	Valor justo	Disponível para venda
Total ativo	2.042.215	2.042.215		
Passivo				
Fornecedores e supridores de energia elétrica	(412.560)	(412.560)	Custo amortizado	Passivos não mensurados a valor justo
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional*	(457.085)	(417.729)	Custo amortizado	Passivos não mensurados a valor justo
Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira	(672.876)	(672.876)	Valor justo	Objeto de <i>Hedge</i>
Operações de <i>swap</i>	(14.170)	(14.170)	Valor justo	Instrumento de <i>Hedge</i>
Debêntures*	(1.082.826)	(1.095.566)	Custo amortizado	Passivos não mensurados a valor justo
Arrendamento mercantil	(15.577)	(15.577)	Custo amortizado	Passivos não mensurados a valor justo
Total passivo	(2.655.094)	(2.628.478)		

* Valor de mercado demonstrado é informativo.

Ver mais detalhes sobre o ativo financeiro indenizável na nota 10.1.

Política de utilização de instrumentos financeiros derivativos

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

Nas atividades da Companhia, são consideradas de 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, embora apresentem impacto imediato nas demonstrações de resultado da Companhia, por não haver previsão de manutenção nas informações trimestrais dos ativos e passivos regulatórios, estão contempladas e garantidas em cada reajuste tarifário anual, por meio do mecanismo da CVA. Portanto, em termos financeiros (caixa) a Companhia permanece isenta do risco de variação cambial. Cabe à Administração suportar eventuais necessidades de capital de giro decorrentes da elevação da taxa de câmbio entre os reajustes tarifários.

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

Varição das taxas de juros

Em conformidade à Instrução CVM nº 475, de 17 de dezembro de 2008, a Companhia realizou uma análise em seus instrumentos financeiros, com objetivo de mensurar os impactos decorrentes de mudanças em variáveis de mercado.

A Administração da Companhia considera como cenário mais provável para a realização nos próximos 12 meses dos indicadores projetados abaixo as expectativas divulgadas 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 2014, de acordo com dados do Relatório Focus, disponibilizado em 27 de junho de 2014: 11,40%, 5,52% e 5,91% para CDI, IGP-M e IPCA, respectivamente, e a variação da TJLP de 5,00% divulgada pelo Conselho Monetário Nacional, (ii) elevação dos índices projetados atuais em 25% e (iii) elevação dos índices projetados atuais em 50%.

Instrumentos	Exposição	Risco	Cenário Provável (*)	Elevação do índice em 25% (*)	Elevação do índice em 50% (*)
Aplicações Financeiras	784.776	Varição CDI	89.425	111.782	134.138
Debêntures - 5ª Emissão 1ª Série	(124.813)	Varição CDI	(14.222)	(17.778)	(21.334)
Empréstimo ⁽¹⁾	(285.628)	Varição CDI	(32.547)	(40.684)	(48.821)
Debêntures - 6ª Emissão 1ª Série	(227.187)	Varição CDI	(25.888)	(32.360)	(38.832)
	147.148		16.768	20.960	25.151
Ativo Indenizável ⁽²⁾	607.814	Varição IGP-M	33.551	41.939	50.327
Debêntures - 5ª Emissão 2ª Série	(228.022)	Varição IPCA	(13.476)	(16.845)	(20.214)
Debêntures - 6ª Emissão 2ª Série	(117.014)	Varição IPCA	(6.915)	(8.644)	(10.373)
Debêntures - 6ª Emissão 3ª Série	(387.298)	Varição IPCA	(22.889)	(28.612)	(34.334)
Financiamentos - Finep 1º ciclo	(1.725)	Varição TJLP	(86)	(108)	(129)
Financiamentos - BNDES	(322.944)	Varição TJLP	(16.147)	(20.184)	(24.221)
Redução (aumento)			(9.194)	(11.494)	(13.793)

⁽¹⁾ 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.

⁽²⁾ Após análises frente ao cenário econômico e ao lastro do novo valor de reposição dos bens vinculados da concessão, a Sociedade levou em consideração para o cálculo de sensibilidade o custo médio ponderado do capital (WACC) regulatório e variação do IGP-M.

^(*) Conforme requerimento da instrução CVM nº 475/08, deterioração de 25% e 50% respectivamente, em relação ao cenário provável.

Risco de Inadimplência

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 2014, o saldo do contas a receber vencido apresentou aumento de R\$ 24.614 quando comparado com 31 de dezembro de 2013. O índice de inadimplência no encerramento do exercício foi de 4,3% (3,9% em 31 de dezembro de 2013).

Para recuperação da inadimplência, a Companhia atua por meio de: (i) programas de renegociação dos débitos pendentes atrelados a garantias; (ii) negativação de clientes em empresas de proteção ao crédito; (iii) corte do fornecimento de energia elétrica, em conformidade com a regulamentação vigente; (iv) contratação dos serviços de empresas especializadas na cobrança de contas em atraso e (v) cobrança judicial.

Risco da revisão e do reajuste das tarifas de fornecimento

Os processos de Revisão e Reajuste Tarifários são garantidos por contrato e empregam metodologias previamente definidas. Alterações na metodologia vigente devem ser amplamente discutidas e contarão com contribuições da Companhia, concessionárias e demais agentes do setor.

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

Risco de liquidez

A Companhia gerencia o risco de liquidez mantendo adequadas reservas, linhas de crédito bancárias para captação de recursos para capital de giro e para empréstimos e financiamentos que julgue adequados, através do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, e pela combinação dos perfis de vencimento dos ativos e passivos financeiros.

Risco de mercado

Considerando as condições estabelecidas pelo atual marco regulatório para a contratação de energia pelas distribuidoras, principalmente por meio de leilões regulados pela ANEEL, a Elektro participou ativamente de todos os mecanismos de compra de energia previstos na regulação para a contratação de sua necessidade de energia para 2014. Ainda assim, após os eventos descritos abaixo, a Elektro apresenta uma insuficiência contratual anual de 9,3% em 2014, decorrente da recontração parcial do volume de energia existente cujos contratos terminaram em dezembro de 2012, e que estava prevista para acontecer ainda naquele ano (em Leilão A-1) não foi realizada em sua totalidade tendo em vista (i) o cancelamento do referido leilão e a insuficiência na distribuição das cotas compulsórias provenientes das usinas que aceitaram a renovação das concessões, conforme estabelecido na Lei nº 12.783/13 e Decreto nº 7.945/13, (ii) a rescisão de contratos do 6º e 7º leilões de energia nova devido à revogação da autorização das usinas pela ANEEL, (iii) pela falta de oferta de energia por parte dos geradores no Leilão A-0, ocorrido em junho de 2013, que previa o suprimento de energia no período entre julho de 2013 e junho de 2014; (iv) recontração parcial do volume de energia existente para os contratos que terminaram em dezembro de 2013 no leilão A-1, ocorrido em 17 de dezembro de 2013; e (v) atraso na entrada em operação de alguns empreendimentos de geração, com consequente suspensão da obrigação contratual de suprimento do CCEAR.

Conforme legislação vigente, esta exposição é considerada involuntária, portanto não implicará em penalidades e seu custo será repassado integralmente dentro dos processos tarifários.

Em 2014 e para os anos subsequentes, há ainda necessidade de contratação de energia decorrente da insuficiência contratual não suprida em 2013 e 2014, conforme motivos citados anteriormente. Esta necessidade foi parcialmente suprida através do 13º Leilão de Energia Existente A-0, que ocorreu em 30 de abril de 2014, com a aquisição de 212 MWmed a partir de maio de 2014. Parte do volume necessário para atendimento do crescimento de mercado a partir de 2014 foi adquirida em leilões de anos anteriores e no 19º Leilão de Energia Nova A-3, que ocorreu em 06 de junho de 2014, com a aquisição de 5,77 MWmed. O restante deverá ser contratado através de leilões específicos a serem realizados a partir de 2014, conforme previsto na legislação vigente ou através de outros mecanismos de compra de energia disponíveis. Reafirma-se que independente do sucesso nestas contratações, a exposição é considerada involuntária, portanto não implicará em penalidades e seu custo será repassado integralmente dentro dos processos tarifários subsequentes.

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 três subestações móveis próprias que permitem flexibilidade operacional e agilidade no restabelecimento do fornecimento de energia elétrica. Acrescente-se o investimento na digitalização de 108 subestações (SE), a automação do comando de 1.139 equipamentos em redes de distribuição utilizando comunicação com tecnologia GSM que dispensa o deslocamento de equipes para a execução das tarefas, bem como a implantação de 93 sistemas de auto restabelecimento 'Self Healings' em funcionamento, que transferem de forma automática trechos desenergizados para fontes alternativas evitando desligamentos de longa duração. Esses sistemas beneficiam atualmente 70 municípios e 250.000 consumidores.

Como ações para reduzir o número de unidades consumidoras atingidas, a Elektro mantém consistente programa de manutenção preventiva, atuando em média em 20 mil km de rede por ano, bem como realiza investimentos de melhoria, expansão e modernização como a modernização de 458 disjuntores e a instalação de 2,2 mil km de redes compactas com cabos protegidos, nos últimos 9 anos.

Índices financeiros

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

Índices	Variação % acumulada nos períodos	
	30/06/2014	31/06/2013
Taxa de câmbio R\$/US\$ ⁽¹⁾	2,2025	2,2156
Valorização (desvalorização) do Real frente ao Dólar	5,98%	-8,42%
IGP-M	2,45%	1,75%
IPCA	3,75%	3,15%
TJLP	2,53%	2,47%
Selic	5,02%	3,62%
CDI	5,18%	3,57%

(1) Cotação em 30 de junho de 2014.

31. EVENTOS SUBSEQUENTES

Conforme detalhado na nota 3.2, em 8 de agosto de 2014 a Assembleia Geral Extraordinária da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE confirmou a aprovação da contratação adicional de financiamento para captação de recursos destinados à Conta-ACR, conforme regras previstas no decreto nº 8.221/2014.

DIRETORIA

MARCIO HENRIQUE FERNANDES

DIRETOR PRESIDENTE

SIMONE A. BORSATO SIMÃO

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

TALITA MENDES MASSON

GERENTE EXECUTIVA DE CONTROLADORIA

WEDSON ROMERO PERES

CONTADOR

CRC 1SP222804/O-9

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

PRESIDENTE

FRANCISCO JAVIER VILLALBA SANCHEZ

CONSELHEIROS

EDUARDO CAPELASTEGUI SAIZ

MARIO JOSÉ RUIZ-TAGLE LARRAIN

FERNANDO ARRONTE VILLEGAS

JUSTO GARZON ORTEGA

JUAN MANUEL EGUIAGARY UCELAY

LUIZ CARLOS SILVA