

Índice

Dados da Empresa

Composição do Capital	1
Proventos em Dinheiro	2

DFs Individuais

Balanço Patrimonial Ativo	3
Balanço Patrimonial Passivo	4
Demonstração do Resultado	6
Demonstração do Resultado Abrangente	7
Demonstração do Fluxo de Caixa	8

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2015 à 30/06/2015	9
DMPL - 01/01/2014 à 30/06/2014	10
Demonstração do Valor Adicionado	11
Comentário do Desempenho	12
Notas Explicativas	34
Comentário Sobre o Comportamento das Projeções Empresariais	60

Pareceres e Declarações

Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva	61
--	----

Dados da Empresa / Composição do Capital

Número de Ações (Unidades)	Trimestre Atual 30/06/2015
Do Capital Integralizado	
Ordinárias	91.880.972
Preferenciais	101.878.293
Total	193.759.265
Em Tesouraria	
Ordinárias	0
Preferenciais	0
Total	0

Dados da Empresa / Proventos em Dinheiro

Evento	Aprovação	Provento	Início Pagamento	Espécie de Ação	Classe de Ação	Provento por Ação (Reais / Ação)
Assembléia Geral Ordinária	09/04/2015	Dividendo		Ordinária		1,63681
Assembléia Geral Extraordinária	09/04/2015	Dividendo		Preferencial		1,80050

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Ativo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/06/2015	Exercício Anterior 31/12/2014
1	Ativo Total	6.190.710	5.801.992
1.01	Ativo Circulante	2.456.544	2.044.225
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	666.250	578.648
1.01.03	Contas a Receber	1.494.582	1.243.560
1.01.03.01	Clientes	976.347	740.544
1.01.03.01.01	Consumidores, parcelamentos de débitos e supridores	1.046.112	782.980
1.01.03.01.02	Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-69.765	-42.436
1.01.03.02	Outras Contas a Receber	518.235	503.016
1.01.03.02.01	Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	518.235	503.016
1.01.06	Tributos a Recuperar	48.828	40.579
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	48.828	40.579
1.01.06.01.01	Tributos a compensar	48.828	40.579
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	246.884	181.438
1.01.08.03	Outros	246.884	181.438
1.01.08.03.01	Caução de fundos e depósitos vinculados	7.738	7.776
1.01.08.03.04	Outros créditos	239.146	173.662
1.02	Ativo Não Circulante	3.734.166	3.757.767
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	2.068.061	2.012.681
1.02.01.03	Contas a Receber	250.801	312.043
1.02.01.03.01	Clientes	6.929	28.024
1.02.01.03.02	Outras Contas a Receber	243.872	284.019
1.02.01.06	Tributos Diferidos	738.783	764.915
1.02.01.06.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	738.783	764.915
1.02.01.09	Outros Ativos Não Circulantes	1.078.477	935.723
1.02.01.09.05	Tributos a compensar	79.502	80.770
1.02.01.09.06	Caução de fundos e depósitos vinculados	6.163	10.471
1.02.01.09.07	Depósitos judiciais	106.536	102.081
1.02.01.09.08	Ativo Indenizável (concessão)	843.903	700.242
1.02.01.09.09	Outros créditos	42.373	42.159
1.02.03	Imobilizado	15.854	17.939
1.02.03.02	Imobilizado Arrendado	15.854	17.939
1.02.04	Intangível	1.650.251	1.727.147
1.02.04.01	Intangíveis	1.650.251	1.727.147
1.02.04.01.01	Contrato de Concessão	1.650.251	1.727.147

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/06/2015	Exercício Anterior 31/12/2014
2	Passivo Total	6.190.710	5.801.992
2.01	Passivo Circulante	1.249.225	1.052.387
2.01.01	Obrigações Sociais e Trabalhistas	47.197	54.330
2.01.01.02	Obrigações Trabalhistas	47.197	54.330
2.01.02	Fornecedores	644.078	488.071
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	576.842	449.838
2.01.02.02	Fornecedores Estrangeiros	67.236	38.233
2.01.03	Obrigações Fiscais	157.654	124.072
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	31.233	28.897
2.01.03.01.02	Contribuição para o financiamento da seguridade social - COFINS	25.661	23.742
2.01.03.01.03	Programa de integração social - PIS	5.572	5.155
2.01.03.02	Obrigações Fiscais Estaduais	125.148	93.807
2.01.03.03	Obrigações Fiscais Municipais	1.273	1.368
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	177.841	130.753
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	88.046	65.459
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	77.737	58.146
2.01.04.01.02	Em Moeda Estrangeira	10.309	7.313
2.01.04.02	Debêntures	89.795	65.294
2.01.05	Outras Obrigações	222.455	255.161
2.01.05.02	Outros	222.455	255.161
2.01.05.02.07	Obrigações P&D e eficiência energética	34.940	26.352
2.01.05.02.09	Outros passivos	59.090	57.064
2.01.05.02.10	Valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros	128.425	171.745
2.02	Passivo Não Circulante	2.867.165	2.529.346
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	2.479.745	2.065.098
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	1.462.362	1.092.596
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	1.044.138	411.809
2.02.01.01.02	Em Moeda Estrangeira	418.224	680.787
2.02.01.02	Debêntures	1.017.383	972.502
2.02.02	Outras Obrigações	163.706	245.160
2.02.02.02	Outros	163.706	245.160
2.02.02.02.04	Obrigações P&D e eficiência energética	16.258	15.346
2.02.02.02.06	Outros passivos	13.630	14.243
2.02.02.02.07	Valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros	133.818	215.571
2.02.04	Provisões	223.714	219.088
2.02.04.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	223.714	219.088
2.02.04.01.01	Provisões Fiscais	33.481	31.925
2.02.04.01.02	Provisões Previdenciárias e Trabalhistas	28.053	27.788
2.02.04.01.04	Provisões Cíveis	128.644	124.033
2.02.04.01.05	Desapropriações e servidões	12.718	11.742
2.02.04.01.06	Regulatórias	20.818	23.600
2.03	Patrimônio Líquido	2.074.320	2.220.259
2.03.01	Capital Social Realizado	952.492	952.492
2.03.02	Reservas de Capital	765.882	765.882
2.03.02.07	Reserva de capital	765.882	765.882

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/06/2015	Exercício Anterior 31/12/2014
2.03.04	Reservas de Lucros	171.422	501.885
2.03.04.01	Reserva Legal	171.422	171.422
2.03.04.08	Dividendo Adicional Proposto	0	330.463
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	184.524	0

DFs Individuais / Demonstração do Resultado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 01/04/2015 à 30/06/2015	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2015 à 30/06/2015	Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/04/2014 à 30/06/2014	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2014 à 30/06/2014
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	1.390.861	2.885.570	975.239	1.993.306
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-1.214.479	-2.449.978	-951.052	-1.846.731
3.02.01	Energia comprada para revenda	-998.150	-2.011.852	-743.309	-1.446.434
3.02.02	Custos operacionais	-107.433	-212.387	-104.898	-195.289
3.02.03	Depreciações e Amortizações	-1.041	-2.085	-554	-1.110
3.02.04	Amortização de Ativo Intangível	-39.761	-79.196	-36.450	-73.167
3.02.05	Custo de construção	-68.094	-144.458	-65.841	-130.731
3.03	Resultado Bruto	176.382	435.592	24.187	146.575
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-46.665	-104.585	-36.290	-75.472
3.04.01	Despesas com Vendas	-5.318	-10.402	-4.438	-6.445
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-18.770	-39.519	-17.782	-32.913
3.04.05	Outras Despesas Operacionais	-22.577	-54.664	-14.070	-36.114
3.04.05.01	Outras despesas operacionais líquidas	-22.577	-54.664	-14.070	-36.114
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	129.717	331.007	-12.103	71.103
3.06	Resultado Financeiro	-24.909	-45.124	-24.548	-51.324
3.06.01	Receitas Financeiras	32.743	146.218	27.217	64.308
3.06.02	Despesas Financeiras	-57.652	-191.342	-51.765	-115.632
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	104.808	285.883	-36.651	19.779
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-38.349	-103.092	12.315	-8.734
3.08.01	Corrente	-38.019	-77.853	-33.390	-78.136
3.08.02	Diferido	-330	-25.239	45.705	69.402
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	66.459	182.791	-24.336	11.045
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	66.459	182.791	-24.336	11.045
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)				
3.99.01	Lucro Básico por Ação				
3.99.01.01	PN	0,35845	0,98589	-0,13126	0,05957
3.99.01.02	ON	0,32586	0,89627	-0,11933	0,05416

DFs Individuais / Demonstração do Resultado Abrangente**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 01/04/2015 à 30/06/2015	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2015 à 30/06/2015	Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/04/2014 à 30/06/2014	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2014 à 30/06/2014
4.01	Lucro Líquido do Período	66.459	182.791	-24.336	11.045
4.02	Outros Resultados Abrangentes	867	1.733	823	1.643
4.02.05	Efeito do limite do ativo de benefício definido	1.314	2.627	1.245	2.489
4.02.06	Tributo diferido sobre ajustes atuariais	-447	-894	-422	-846
4.03	Resultado Abrangente do Período	67.326	184.524	-23.513	12.688

DFs Individuais / Demonstração do Fluxo de Caixa - Método Indireto**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2015 à 30/06/2015	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2014 à 30/06/2014
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	169.576	-99.976
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	521.931	173.122
6.01.01.01	Lucro líquido do período	182.791	11.045
6.01.01.02	Provisão para créditos de liquidação duvidosa	29.000	16.300
6.01.01.03	Juros e variações monetárias e cambiais	165.465	103.227
6.01.01.04	Depreciações e amortizações	81.281	74.277
6.01.01.05	Perda na baixa de ativos intangíveis e financeiros indenizáveis	5.861	6.713
6.01.01.06	Plano de pensão	2.627	2.489
6.01.01.07	Plano especial de aposentadoria	0	37
6.01.01.08	Provisão para ações judiciais e regulatórias	18.006	14.769
6.01.01.09	Tributos diferidos	25.238	-69.402
6.01.01.10	Marcação a mercado - ativo financeiro	-15.807	-7.377
6.01.01.11	Programa de P&D e eficiência energética	24.692	19.025
6.01.01.12	Pagamentos baseados em ações	2.777	2.019
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	-352.355	-273.098
6.01.02.01	Contas a receber	-243.708	6.831
6.01.02.03	Tributos a compensar	-6.981	-9.165
6.01.02.04	Contas a receber CDE - Decreto nº 8.221/2014	0	-112.223
6.01.02.05	Outros créditos	-72.593	-58.726
6.01.02.06	Juros pagos (empréstimos, debêntures e arrend. mercantil)	-82.041	-17.728
6.01.02.07	Fornecedores e supridores de energia elétrica e encargos do consumidor	149.043	-59.299
6.01.02.08	Tributos a recolher	87.880	86.900
6.01.02.09	Imposto de renda e contribuição social pagos	-54.298	-84.781
6.01.02.10	Provisão para ações judiciais e regulatórias	-13.380	-3.488
6.01.02.12	Programa de P&D e eficiência energética	-17.508	-20.167
6.01.02.13	Outros passivos	1.376	-1.252
6.01.02.14	Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	24.928	0
6.01.02.15	Valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros	-125.073	0
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-130.768	-120.187
6.02.01	Adições ao ativo intangível, ativo indenizável e o imobilizado	-144.458	-130.730
6.02.02	Valor pago na baixa do ativo intangível, ativo indenizável e imobilizado	8.443	7.692
6.02.04	Caução de fundos e depósitos vinculados	5.247	2.851
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	48.794	535.909
6.03.01	Dividendos e juros sobre capital próprio pagos	-333.820	0
6.03.02	Amortização de empréstimos, debêntures e arrendamento mercantil (principal)	-27.988	-51.096
6.03.04	Captação de empréstimos	410.602	587.005
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	87.602	315.746
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	578.648	467.630
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	666.250	783.376

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2015 à 30/06/2015**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	Saldos Iniciais	952.492	765.882	501.885	0	0	2.220.259
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	952.492	765.882	501.885	0	0	2.220.259
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	184.524	0	184.524
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	182.791	0	182.791
5.05.03	Reclassificações para o Resultado	0	0	0	1.733	0	1.733
5.05.03.02	Ganhos e perdas atuariais, líquidos	0	0	0	0	1.733	1.733
5.05.03.03	Reclassificação requerida parágrafo 122 do CPC 33 (R1)	0	0	0	1.733	-1.733	0
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	-330.463	0	0	-330.463
5.06.04	Dividendos propostos	0	0	-330.463	0	0	-330.463
5.07	Saldos Finais	952.492	765.882	171.422	184.524	0	2.074.320

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2014 à 30/06/2014**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	Saldos Iniciais	952.492	765.882	334.381	0	0	2.052.755
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	952.492	765.882	334.381	0	0	2.052.755
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	12.688	0	12.688
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	11.045	0	11.045
5.05.03	Reclassificações para o Resultado	0	0	0	1.643	0	1.643
5.05.03.02	Ganhos e perdas atuariais, líquidos	0	0	0	0	1.643	1.643
5.05.03.03	Reclassificação requerida parágrafo 122 do CPC 33 (R1)	0	0	0	1.643	-1.643	0
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	-162.959	0	0	-162.959
5.06.05	Aprovação de dividendos propostos	0	0	-162.959	0	0	-162.959
5.07	Saldos Finais	952.492	765.882	171.422	12.688	0	1.902.484

DFs Individuais / Demonstração do Valor Adicionado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2015 à 30/06/2015	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2014 à 30/06/2014
7.01	Receitas	4.707.172	2.720.175
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	4.195.062	2.597.479
7.01.02	Outras Receitas	512.110	122.696
7.01.02.01	Receita de construção	144.458	130.731
7.01.02.02	Provisão para créditos de liquidação duvidosa, líquida	-23.071	-9.142
7.01.02.03	Outras receitas	3.733	1.107
7.01.02.04	Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	386.990	0
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-2.533.652	-1.854.391
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-2.298.170	-1.651.086
7.02.04	Outros	-235.482	-203.305
7.02.04.01	Custo de construção	-144.458	-130.731
7.02.04.02	Outros custos operacionais	-91.024	-72.574
7.03	Valor Adicionado Bruto	2.173.520	865.784
7.04	Retenções	-81.281	-74.277
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-81.281	-74.277
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	2.092.239	791.507
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	146.218	64.308
7.06.02	Receitas Financeiras	146.218	64.308
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	2.238.457	855.815
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	2.238.457	855.815
7.08.01	Pessoal	123.963	110.774
7.08.01.01	Remuneração Direta	123.963	110.774
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	1.026.121	582.723
7.08.02.01	Federais	316.511	157.368
7.08.02.02	Estaduais	709.376	425.210
7.08.02.03	Municipais	234	145
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	905.582	151.273
7.08.03.03	Outras	905.582	151.273
7.08.03.03.01	Encargos setoriais e outros	714.367	35.690
7.08.03.03.02	Despesas financeiras e variações monetárias e cambiais	191.215	115.583
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	182.791	11.045
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	182.791	11.045

RESULTADOS E DESEMPENHO EM 30 DE JUNHO DE 2015

Resultados Econômico-Financeiros (R\$ milhões) ⁽¹⁾	1S 2015	1S 2014	Variação ⁽¹⁾	Variação %
Receita Bruta	4.726,5	2.728,2	1.998,3	73,2%
Receita Líquida	2.885,6	1.993,3	892,3	44,8%
EBITDA	412,3	145,4	266,9	183,6%
Margem EBITDA	14,3%	7,3%	7p.p.	95,7%
Lucro Líquido	182,8	11,0	171,7	1555,0%
Dívida Líquida	1.991,3	1.459,2	532,1	36,5%
Investimentos	141,0	132,7	8,3	6,3%
Volume de fornecimento (GWh)	6.400,8	6.513,5	-112,7	-1,7%
Consumo de energia na área de concessão (GWh)	8.209,4	8.485,1	-275,7	-3,2%

Outros Resultados	jun/15	jun/14	Variação	Variação %
Clientes (milhares)	2.472,0	2.402,0	70,1	2,9%
DEC anualizado (horas)	7,97	8,31	-0,34	-4,1%
FEC anualizado (interrupções)	4,81	4,91	-0,10	-2,0%
Perdas de Distribuição ⁽²⁾	7,33%	7,38%	-0,05p.p.	-0,7%
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 em jun/15 da Elektro seria de 9,38% – ver item 12.2. – Perdas de Distribuição.

- No primeiro semestre de 2015 a Elektro alcançou o EBITDA de R\$ 412,3 milhões e um Lucro Líquido de R\$ 182,8 milhões. A partir de dezembro de 2014, os valores a receber e a devolver de Parcela A (variação entre os gastos não gerenciáveis efetivamente incorridos e os gastos reconhecidos no momento da fixação da tarifa nas revisões tarifárias e/ou nos reajustes tarifários) foram reconhecidos no resultado da Companhia, refletindo sua real situação econômica, antes impactada temporariamente por estes gastos.
- A partir de janeiro de 2015, entrou em vigor o mecanismo de Bandeiras Tarifárias, com objetivo de preservar o equilíbrio econômico e financeiro das distribuidoras através da antecipação de fluxo de caixa, que as distribuidoras receberiam nos próximos processos de Reajuste Tarifário.
- Em março de 2015 foi aprovada a Revisão Tarifária Extraordinária com o objetivo de garantir o equilíbrio econômico e financeiro das distribuidoras de energia em um cenário de elevados custos de energia. O reajuste médio aplicado nas tarifas da Elektro foi de 24,25%.
- Em março de 2015 a Elektro realizou captação de R\$ 300,5 milhões via Lei nº 4131, com prazo de vencimento de três anos e custo médio de 93,6% do CDI.
- Em 30 de abril a Elektro efetuou o pagamento de R\$ 333,8 milhões relativos a dividendos anuais do exercício social de 2014, já deduzidos de dividendos intermediários (R\$ 12,7 milhões) e juros sobre capital próprio (R\$ 94,1 milhões) pagos em 2014.

Comentário do Desempenho

- **Em junho de 2015 foi aberta a Audiência Pública 035/2015 para obter subsídios para o aprimoramento da proposta referente à Quarta Revisão Tarifária Periódica da Elektro, cujo prazo para contribuições encerrou-se em 03 de julho de 2015. A proposta preliminar é de incremento de 2,99% na tarifa de energia elétrica (que contempla os custos gerenciáveis e não gerenciáveis das distribuidoras, como compra de energia e encargos setoriais) e, quando definida, entrará em vigor a partir de 27 de agosto de 2015.**

Comentário do Desempenho**SUMÁRIO**

1. A ELEKTRO E O MERCADO DE CAPITALS	4
2. RELAÇÕES COM INVESTIDORES	4
3. AMBIENTE ECONÔMICO	4
4. CENÁRIO DO SETOR ELÉTRICO E AMBIENTE REGULATÓRIO.....	5
4.1. Reajuste Tarifário.....	6
4.2. Bandeiras Tarifárias.....	7
4.3. Revisão Tarifária Extraordinária.....	7
4.4. Quarta 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.....	12
6.1. Dividendos e Juros sobre Capital Próprio.....	15
7. ESTRUTURA DE CAPITAL.....	15
7.1. <i>Covenants</i> Financeiros.....	16
8. CLASSIFICAÇÃO DE RISCO	17
9. POLÍTICA DE UTILIZAÇÃO DE INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS	17
10.FLUXO DE CAIXA	18
11.INVESTIMENTOS E MODERNIZAÇÃO	18
12.DESEMPENHO OPERACIONAL	20
12.1. DEC e FEC	20
12.2. Perdas de Distribuição	20
13.RECONHECIMENTO	21

Comentário do Desempenho

1. A ELEKTRO E O MERCADO DE CAPITALIS

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 2015, 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 30/06/2015						
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>		47,42%		52,58%		100,00%

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

No primeiro semestre de 2015, fatores como o aumento de preços administrados, tarifas públicas, além de alimentos e bebidas, contribuíram significativamente para a elevação dos custos de produtos e serviços, resultando em um cenário de inflação e retração da economia. Ainda, atrelado a estes fatores, verificou-se o recuo da atividade industrial (até maio de 2015, em comparação com 2014, o recuo foi de 6,9%, segundo dados do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE), com relevante impacto no setor automotivo, que apresentou queda na produção de aproximadamente 25% em maio de 2015, contra o mesmo período de 2014.

Neste cenário, o governo brasileiro vem buscando alternativas para tentar reverter o cenário desafiador da economia, com uma política monetária mais vigilante sobre a inflação com aumentos da taxa básica de juros, ajuste fiscal para reequilíbrio das contas públicas e elevação na arrecadação, além de um pacote de concessões, focado em incentivar os investimentos em infraestrutura de ferrovias e rodovias no país.

No período, o Comitê de Política Monetária (Copom) elevou a taxa básica de juros da economia brasileira (SELIC) de 12,25% para 13,75%, com três aumentos consecutivos de 0,50% cada um, sendo em março, abril e junho de 2015. Já o Conselho Monetário Nacional (CMN) elevou a Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), principal indexador de empréstimos do BNDES, de 5,5% para 6,0% ao ano, que passou a vigorar a partir do segundo trimestre de 2015.

O Índice Geral de Preços ao Mercado (IGP-M) registrou 4,33% a.a. no acumulado de 2015, incremento de 1,88 p.p., quando comparado com os primeiros seis meses de 2014. Com relação ao Índice Geral de

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.

Resultado do 1º semestre de 2015
16 de julho de 2015

Comentário do Desempenho

Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), no mesmo período, o indicador apresentou inflação de 6,17% a.a., variação de 2,42 pontos percentuais sobre junho de 2014. Para ambos os índices, o incremento da inflação medida no acumulado de 2015 decorre principalmente da elevação nos preços administrados, tarifas públicas, combustíveis, alimentação e bebidas.

No período, a moeda brasileira apresentou desvalorização de 16,81% frente ao dólar norte-americano, cotada a R\$ 3,1026/US\$ em 30 de junho de 2015, contra uma valorização de 5,98% no período de janeiro a junho de 2014, quando era cotada a R\$ 2,2025/US\$. O fluxo cambial de junho ficou negativo em R\$ 4,694 bilhões, a maior saída líquida de divisas do país desde dezembro de 2014.

Seguindo o cenário já observado no primeiro trimestre de 2015, e segundo apuração do MDIC (Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio), o saldo da Balança Comercial acumulou superávit de US\$ 2,2 bilhões, revertendo o déficit apresentado no acumulado janeiro/junho de 2014 (US\$ 2,5 bilhões). Entre janeiro e maio de 2015, as exportações somaram US\$ 94,3 bilhões, enquanto as importações somaram US\$ 92,1 bilhões.

Ainda no primeiro trimestre de 2015, o PIB brasileiro recuou 0,2%, resultado do desempenho negativo do setor de serviços e da indústria, bem como pelo recuo do consumo das famílias e dos investimentos.

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

Indicadores	Variação Acumulada		
	1S 2015	1S 2014	Variação
Taxa de Câmbio R\$/US\$ (*)	3,1026	2,2025	0,9001
Valorização / (desvalorização) cambial - Real em relação ao Dólar	-16,81%	5,98%	-22,79 p.p.
IGP-M (Índice Geral de Preços do Mercado)	4,33%	2,45%	1,88 p.p.
IPCA (Índice de Preços ao Consumidor Amplo)	6,17%	3,75%	2,42 p.p.
CDI (Certificado de Depósitos Interbancários)	5,92%	4,95%	0,97 p.p.
TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo)	2,83%	2,53%	0,3 p.p.

(*) Cotação no encerramento do período.

4. CENÁRIO DO SETOR ELÉTRICO E AMBIENTE REGULATÓRIO

Os primeiros seis meses de 2015 apresentaram um ambiente regulatório mais favorável para o setor, com maior estabilidade econômica e operacional para as distribuidoras de energia elétrica.

Desde 2014, a ANEEL tem anunciado medidas que minimizaram os impactos dos elevados custos de compra de energia causados pelo baixo nível dos reservatórios, e pelos atrasos da entrada em operação de novas usinas geradoras.

Dentre as medidas anunciadas, destaca-se a assinatura do Sétimo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, celebrado em dezembro de 2014, a partir do qual os custos adicionais com a compra de energia, bem como os demais itens de Parcela A, passaram a ser contabilizados nas demonstrações financeiras da Companhia, refletindo, assim, sua real situação econômica. De janeiro a junho de 2015 foram contabilizados R\$ 387,0 milhões relativos a estes itens, conforme detalhado no item 6 deste relatório.

Outro fator relevante que contribuiu para a maior estabilidade financeira do setor foi a aprovação de um montante adicional de repasses governamentais na modalidade de empréstimos, firmados junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) por meio da Conta no Ambiente de Contratação Regulada (Conta ACR) com participação de instituições financeiras. Até junho de 2015, a Elektro havia recebido adicionais R\$ 54,5 milhões (em março de 2015), referentes às competências de novembro e dezembro de 2014, totalizando R\$ 1,12 bilhão recebido destes recursos entre 2014 e 2015, conforme detalhado no item 4.1 deste relatório.

Outras duas medidas anunciadas pela ANEEL que também contribuíram para minimizar o impacto de elevações do custo de energia no caixa das distribuidoras foram (i) a implementação das Bandeiras Tarifárias e (ii) a Revisão Tarifária Extraordinária.

Comentário do Desempenho

As Bandeiras Tarifárias foram implementadas a partir de janeiro de 2015, e têm como objetivo sinalizar ao consumidor, por meio de tarifas diferenciadas, o custo efetivo com a geração de energia e, por meio deste sinal econômico, estimular o uso consciente de energia, minimizando os impactos dos reajustes tarifários anuais. O mecanismo de funcionamento das Bandeiras Tarifárias é detalhado no item 4.2 deste relatório.

A Revisão Tarifária Extraordinária, com efeitos a partir de março de 2015, tem o objetivo de restabelecer o equilíbrio econômico e financeiro das distribuidoras de energia, tendo em vista o aumento de encargos de CDE e os custos de geração de energia. O detalhamento da Revisão Tarifária Extraordinária está descrito no item 4.3 deste relatório.

4.1. Reajuste Tarifário

O último reajuste tarifário anual da Elektro aconteceu no dia 27 de agosto de 2014, conforme previsto no Contrato de Concessão. O reajuste médio foi de 37,78% e vem permitindo, ao longo do ano regulatório, a recuperação gradual do caixa da Companhia, que apresenta descasamento decorrente dos aumentos nos custos de energia.

Em 2013, o Governo Federal, dentre outras medidas, emitiu os Decretos nº 7.891/13 e nº 7.945/13, que incluíram a possibilidade de repasses de recursos de CDE para neutralizar a exposição das concessionárias de distribuição no mercado de curto prazo e cobrir o custo adicional decorrente do despacho de usinas termelétricas.

Em março de 2014 foi publicado o Decreto nº 8.203/14, que alterou o Decreto nº 7.891/13. Esta nova publicação possibilitou a utilização dos recursos da CDE para neutralizar também a exposição involuntária decorrente da compra frustrada no leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes, realizado em dezembro de 2013. O repasse destes recursos referiu-se apenas à competência de janeiro de 2014 e o montante repassado para a Companhia, conforme Despacho ANEEL nº 515/14, foi de R\$ 100,1 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 criou a Conta no Ambiente de Contratação Regulada – CONTA-ACR com o objetivo de cobrir, total ou parcialmente, as despesas de exposição involuntária no mercado de curto prazo e despacho de térmicas vinculadas aos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), na modalidade por disponibilidade. Além disso, esse Decreto normatizou o procedimento da CCEE para contratação de empréstimos junto aos bancos, a fim de obter os fundos necessários para viabilizar os pagamentos às empresas distribuidoras do incremento de custos de energia, aos quais estiveram expostas por fatores anteriormente mencionados. Subsequentemente, em 16 de abril de 2014, a ANEEL emitiu a Resolução nº 612/14 e, em 22 de abril de 2014, o Despacho nº 1.256/14, detalhando o funcionamento da CONTA-ACR e 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 às diversas instituições financeiras, com limite total de até R\$ 11,2 bilhões, repassados às distribuidoras que incorreram nos custos adicionais descritos acima. Tendo em vista que tal montante se mostrou insuficiente para a finalidade desejada, em 15 de agosto de 2014 foi assinado novo Contrato de Financiamento no valor adicional de R\$ 6,6 bilhões. Os custos cobertos por essa operação foram parcialmente suficientes e compreenderam o período de fevereiro a outubro de 2014. Assim, até dezembro de 2014 a Companhia havia recebido o montante de R\$ 963,2 milhões, referente à competência de fevereiro a outubro de 2014.

Em março de 2015, foi celebrado um novo contrato para a terceira parcela do empréstimo, para cobertura dos custos de novembro e dezembro de 2014, no valor de R\$ 3,4 bilhões com prazo de amortização de 54 meses e taxa de CDI + 3,15% ao ano. Este novo contrato também alterou as duas operações anteriores, postergando o vencimento de outubro de 2017 para abril de 2020 e ajustando as taxas de juros, antes fixadas em CDI + 2,525% ao ano, para CDI + 2,90% ao ano.

Ainda, em março de 2015, através do Despacho ANEEL nº 773/15, a Companhia recebeu o montante de R\$ 54,5 milhões para cobertura dos custos incorridos no período de novembro e dezembro de 2014. A CCEE liquida esse compromisso financeiro com o recebimento das parcelas vinculadas ao pagamento das obrigações de cada distribuidora junto à CCEE. Essas parcelas eram estabelecidas mensalmente pela

Comentário do Desempenho

ANEEL para cada empresa distribuidora de energia e não possuíam nenhuma vinculação com o valor de reembolso recebido por meio da operação de empréstimo captado pela CCEE. A Companhia não disponibilizou nenhuma garantia direta ou indireta para esse contrato.

Em 2015, todas as distribuidoras iniciam o repasse para que a CCEE possa liquidar seu compromisso junto aos bancos, a partir do mês de seu reajuste ou revisão tarifária. Desta forma, de acordo com a Resolução Normativa nº 1.863/2015 da ANEEL a Elektro terá um incremento em sua tarifa correspondente ao montante mensal de R\$ 26 milhões, que será repassado à CCEE no período de agosto/2015 até fevereiro/2020.

4.2. Bandeiras Tarifárias

A Resolução Normativa nº 547, de 16 de abril de 2013, estabeleceu os procedimentos comerciais para aplicação do sistema de Bandeiras Tarifárias, cujos valores são publicados pela ANEEL, a cada mês, em ato específico, tendo entrado em vigor em janeiro de 2015.

Este sistema tem como finalidade indicar se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de energia elétrica, para cobrir os custos adicionais de geração térmica, os custos com compra de energia no mercado de curto prazo, ESS e risco hidrológico. Nos meses de janeiro e fevereiro de 2015, os valores a serem acrescidos pelas bandeiras amarelas e vermelhas eram R\$ 15/MWh e R\$ 30/MWh, e a partir de 2 de março deste mesmo ano, foram atualizados para R\$ 25/MWh e R\$ 55/MWh, respectivamente. Até junho de 2015, perdeu o regime de bandeira vermelha.

Em fevereiro de 2015, por meio do Decreto nº 8.401, foi criada a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (CCRBT), cuja função é centralizar o recolhimento dos recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias e apurar qual a diferença entre este total faturado e a cobertura tarifária de cada agente de distribuição. De posse dessas informações é feito um rateio para equalizar, entre todos os agentes, o efeito desta arrecadação. Até junho de 2015 a Companhia contabilizou R\$ 387,0 milhões de Valores a Receber de Parcela A, dos quais R\$ 270,9 milhões passaram a ser recebidos antecipadamente via aplicação das Bandeiras Tarifárias, sendo R\$ 254,6 milhões através do faturamento e R\$ 16,3 milhões via CCRBT.

O objetivo do ajuste é que o mecanismo das Bandeiras, de maneira complementar a Revisão Tarifária Extraordinária, atue para preservar o equilíbrio econômico e financeiro das distribuidoras. Contudo, as variações de custos remanescentes, estes serão registrados na CVA para inclusão no próximo processo de reajuste tarifário.

4.3. Revisão Tarifária Extraordinária

Conforme previsto no Contrato de Concessão, a Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) pode ser aplicada para garantir o equilíbrio econômico e financeiro das distribuidoras de energia. Diante da elevação dos custos com a compra de energia de Itaipu, o preço realizado no 14º Leilão de Energia Existente e no 18º Leilão de Ajuste, e o aumento da cota anual do encargo da CDE a Elektro solicitou uma RTE de forma a não ocasionar um descompasso expressivo em seu caixa. A RTE da Elektro foi aprovada em 02 de março de 2015, com índice médio de 24,25% para seus consumidores.

4.4. Quarta Revisão Tarifária

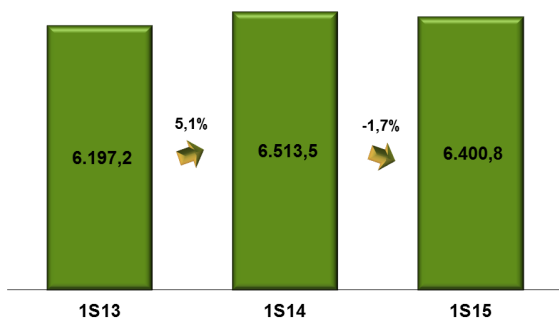
Conforme previsto no Contrato de Concessão, a Elektro deve passar por Revisão Tarifária a cada quatro anos. A Quarta Revisão Tarifária está em andamento e será finalizada no dia 27 de agosto de 2015, utilizando as metodologias recentemente aprovadas pela ANEEL. No dia 03 de junho de 2015, a ANEEL abriu a Audiência Pública nº 035/2015 para discussão ampla de todo o processo da Elektro. O prazo para contribuições encerrou-se no dia 03 de julho de 2015, quando a Elektro apresentou suas considerações. A proposta preliminar é de incremento de 2,99% na tarifa de energia elétrica (que contempla os custos gerenciáveis e não gerenciáveis das distribuidoras, como compra de energia e encargos setoriais) e, quando definida, entrará em vigor a partir de 27 de agosto de 2015.

Comentário do Desempenho

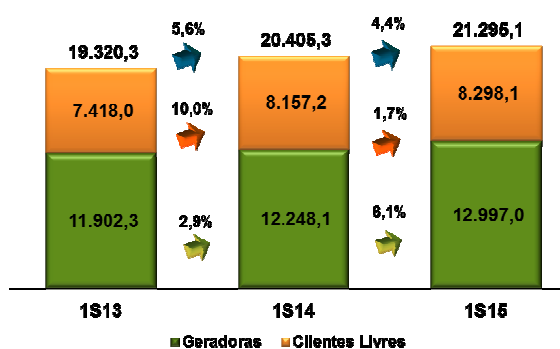
5. DESEMPENHO COMERCIAL

5.1. Fornecimento de Energia e Uso do Sistema de Distribuição

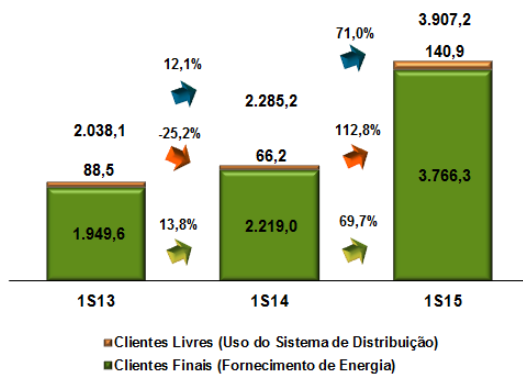
Volume de Fornecimento de Energia a Clientes Finais (GWh) ^(*)



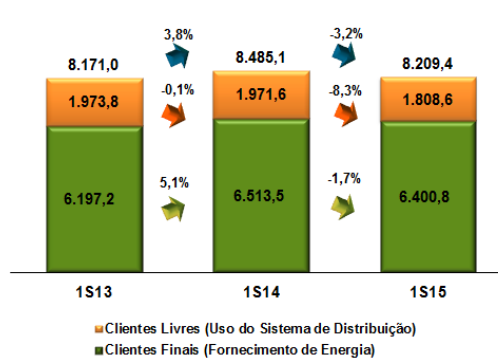
Soma das Demandas de Uso do Sistema de Distribuição por Clientes Livres e Geradoras (MW) ^(*)



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



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



Resultado do 1º semestre de 2015
16 de julho de 2015

Comentário do Desempenho

Fornecimento de Energia a Clientes Finais	GWh (*)		
	1S 2015	1S 2014	Var. %
Residencial	2.200,2	2.251,1	-2,3%
Industrial	1.752,3	1.785,3	-1,8%
Comercial	1.327,3	1.300,2	2,1%
Rural	477,4	511,6	-6,7%
Poder Público	162,5	169,1	-3,9%
Iluminação Pública	234,1	231,2	1,3%
Serviços Públicos	246,9	264,9	-6,8%
Total de Fornecimento de Energia a Clientes Finais	6.400,8	6.513,5	-1,7%

Uso do Sistema de Distribuição por Clientes Livres e Geradoras	MW (*)		
	1S 2015	1S 2014	Var. %
Soma das Demandas de Uso do Sistema de Distribuição (1)	21.295,1	20.405,3	4,4%

Receita de Fornecimento de Energia a Clientes Finais	R\$ milhões		
	1S 2015	1S 2014	Var. %
Residencial	1.464,0	918,9	59,3%
Industrial	936,1	544,0	72,1%
Comercial	824,4	485,8	69,7%
Rural	193,6	117,4	65,0%
Poder Público	100,7	62,7	60,5%
Iluminação Pública	93,5	53,5	74,8%
Serviços Públicos	123,7	73,5	68,3%
Receita não Faturada (2)	30,3	(36,7)	182,4%
Total de Receita de Fornecimento de Energia a Clientes Finais	3.766,3	2.219,0	69,7%

Uso do Sistema de Distribuição por Clientes Livres e Geradoras	R\$ milhões		
	1S 2015	1S 2014	Var. %
Soma das Demandas de Uso do Sistema de Distribuição (1)	140,9	66,2	112,8%

Receita de Fornecimento de Energia + Uso do Sistema de Distribuição (R\$ milhões)	3.907,2	2.285,2	71,0%
--	----------------	----------------	--------------

(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.

No primeiro semestre de 2015 a Elektro forneceu 6.401 GWh de energia elétrica a clientes finais, representando uma redução no consumo de 1,7% quando comparado ao mesmo período do ano anterior (6.514 GWh) e, da mesma forma, houve redução de 8,3% no consumo dos clientes livres. Deste modo, o consumo de energia na área de concessão da Elektro recuou 3,2%.

Dentre os principais fatores para este resultado, destaca-se o desaquecimento da economia, que levou à redução de 1,8% no consumo cativo da classe industrial no semestre, quando comparado ao mesmo período de 2014. Considerando a totalidade dos clientes industriais, nos mercados livre e cativo, a classe diminuiu o consumo em 4,0% na comparação de igual período. Esta variação, apesar de negativa, foi menos acentuada do que o movimento econômico nacional, que, segundo os dados da Produção Industrial do IBGE, apresentou redução de 6,9% no acumulado de janeiro a maio deste ano.

O consumo da classe residencial reduziu 2,3% frente ao mesmo período de 2014. Este desempenho pode ser explicado principalmente por três fatores: (i) registro de menores temperaturas no início de 2015, quando comparado com o mesmo período de 2014, (ii) aumento da conta de energia elétrica ao consumidor final e (iii) retração da economia em 2015.

Resultado do 1º semestre de 2015
16 de julho de 2015

Comentário do Desempenho

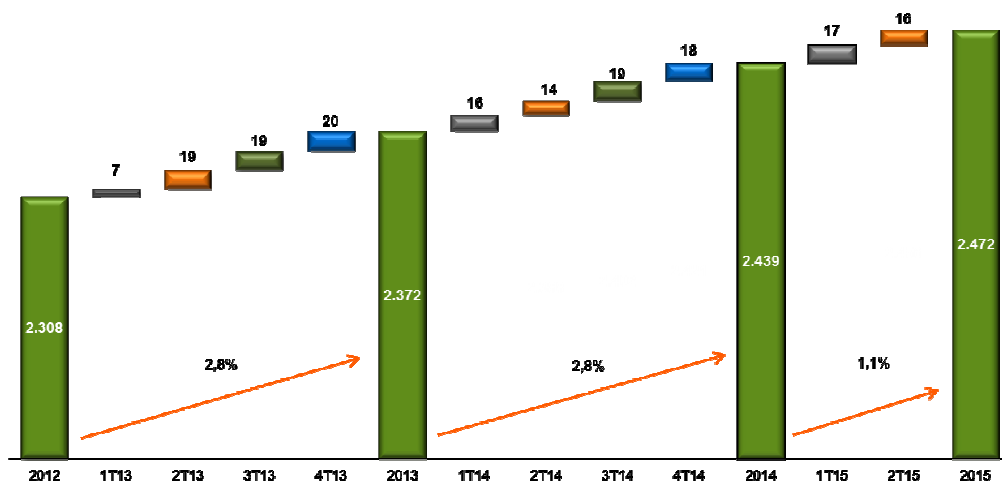
A classe comercial, impactada positivamente em decorrência do início de operação de um novo grande cliente, cresceu 2,1%.

O consumo da classe rural reduziu 6,7% no primeiro semestre de 2015, quando comparado ao mesmo período de 2014, em função do maior volume de chuvas verificado entre fevereiro e março de 2015, permitindo a redução no uso de sistemas de irrigação.

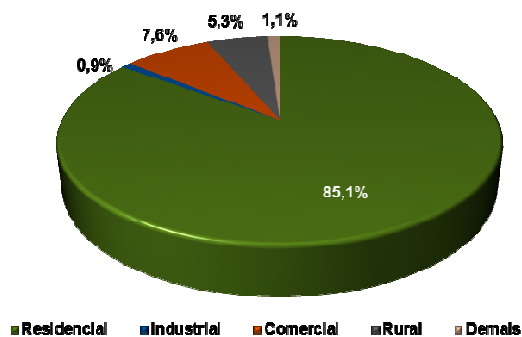
A classe de serviços públicos apresentou redução de 6,8% no consumo acumulado de janeiro a junho de 2015. O impacto negativo deve-se a redução do consumo dos clientes responsáveis pelo bombeamento de água, que desde março de 2014 vem diminuindo o volume de operação em função do baixo nível dos reservatórios, ainda não estabilizados aos níveis históricos, mesmo com o aumento no volume de chuvas no ano de 2015.

Em junho de 2015 a Elektro faturou 118 clientes no mercado livre, frente a 117 clientes faturados no mesmo período de 2014. Ao final do primeiro semestre de 2015, a Elektro atendia 2,5 milhões de clientes, um incremento de 2,9%, representado por 70 mil novos clientes, quando comparado ao mês de junho de 2014. 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.

Evolução do Número de Clientes (*)
(milhares)



Segmentação dos Clientes (*)
(Total: 2,5 milhões)

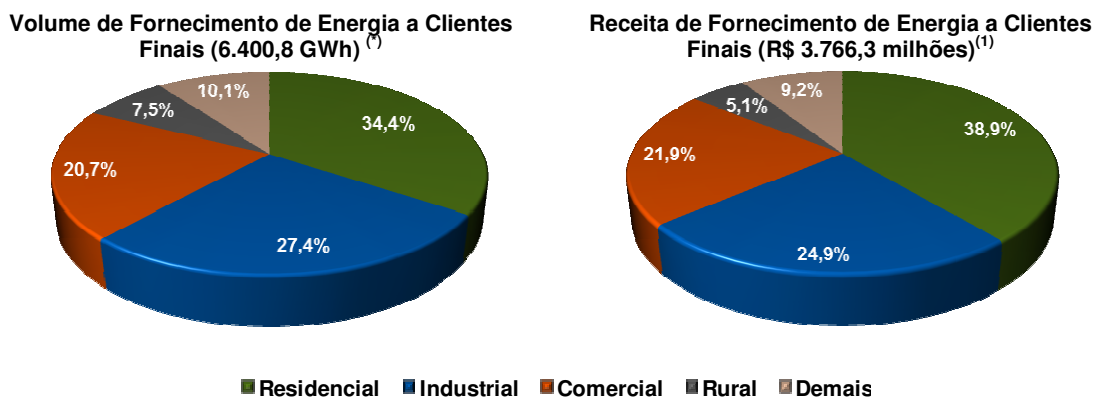


(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

Comentário do Desempenho

5.2. Segmentação do Fornecimento de Energia

O fornecimento de energia elétrica a clientes finais apresentou a seguinte segmentação no primeiro semestre de 2015:



(*) 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, a Elektro apresentou uma insuficiência contratual média anual de 9,1%² em 2014. Conforme legislação vigente, esta exposição foi considerada involuntária, portanto não implicará em penalidades e seu custo será repassado integralmente dentro dos processos tarifários.

Para suprir o mercado de 2015 e os próximos anos, parte do volume necessário já foi adquirida em leilões ocorridos em anos anteriores, assim como nos leilões realizados em 2014 e 2015:

- (i) 19º Leilão de Energia Nova A-3, ocorrido em 06 de junho de 2014, com a aquisição de 5,77 MWmed e início de suprimento a partir de janeiro de 2017;
- (ii) 20º Leilão de Energia Nova A-5, ocorrido em 28 de novembro de 2014, com a aquisição de 119,98 MWmed e início de suprimento a partir de janeiro de 2019;
- (iii) 14º Leilão de Energia Existente A-1 ocorrido em 05 de dezembro de 2014, com a aquisição de 27,96 MWmed e início de suprimento a partir de janeiro de 2015;
- (iv) 18º Leilão de Ajuste, ocorrido em 15 de janeiro de 2015 com a aquisição de 51,3 MWmed, sendo: 4,5 MWmed com período de suprimento de 1º de janeiro a 31 de março de 2015 e 46,7 MWmed com período de suprimento de 1º de janeiro a 30 de junho de 2015;
- (v) 3º Leilão de Fontes Alternativas, ocorrido em 27 de abril de 2015, com aquisição de 0,41 MWmed e início de suprimento a partir de 1º de julho de 2017;
- (vi) Alocação de novas cotas de garantia física com suprimento principalmente a partir de julho de 2015, devido ao fim da vigência dos contratos de geração.

A Elektro apresentou uma insuficiência contratual involuntária média de 4,9% no primeiro semestre de 2015 e esta insuficiência será reduzida a partir de julho de 2015, em virtude da alocação de novas cotas de energia compulsória a ser realizada pela ANEEL.

O restante da necessidade deverá ser contratado através de leilões específicos a serem realizados no segundo semestre de 2015 e nos próximos anos, conforme previsto na legislação vigente ou através de outros mecanismos de compra de energia disponíveis.

² Poderá sofrer redução retroativa em função do efeito da Liminar nº 0009500-90.2013.4.01.4100 a favor do Consórcio Energia Sustentável do Brasil S/A (ESBR), responsável pela Usina UHE Jirau.

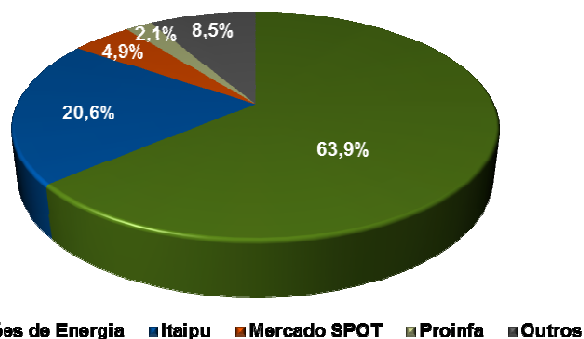
Resultado do 1º semestre de 2015
16 de julho de 2015

Comentário do Desempenho

No primeiro semestre de 2015, o suprimento de energia para a Elektro foi realizado com a seguinte participação (i) 63,9% por meio de contratos provenientes de Leilões de Energia no Ambiente Regulado, (ii) 20,6% da energia compulsória proveniente de Itaipu, (iii) 4,9% decorreram de compras no mercado spot, (iv) 2,1% de empreendimentos participantes do Programa de Incentivo a Fontes Alternativas (Proinfa) e (v) 8,5% 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 nos primeiros seis meses de 2015:

Contratos de Compra de Energia (*)



(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes

6. RESULTADOS

Demonstração de Resultados	1S 2015	1S 2014	1S 2015 / 1S 2014	
			△ R\$	△ %
Venda de Energia Clientes Finais	3.766,3	2.219,0	1.547,3	69,7%
Receita pelo Uso do Sistema de Distribuição	140,9	66,2	74,7	112,8%
Receita de construção	144,5	130,7	13,7	10,5%
Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros	387,0	-	387,0	100,0%
Outras Receitas	287,8	312,3	(24,4)	-7,8%
Receita Operacional Bruta	4.726,5	2.728,2	1.998,3	73,2%
Deduções às Receitas Operacionais	(1.570,0)	(734,9)	835,1	113,6%
Deduções por Bandeiras Tarifárias	(270,9)	-	270,9	100,0%
Receita Operacional Líquida	2.885,6	1.993,3	892,3	44,8%
Energia Comprada para Revenda	(2.011,9)	(1.446,4)	565,4	39,1%
Custo de Construção	(144,5)	(130,7)	13,7	10,5%
Gastos e Despesas Operacionais	(398,3)	(345,0)	53,2	15,4%
Resultado do Serviço	331,0	71,1	259,9	365,5%
EBITDA *	412,3	145,4	266,9	183,6%
Resultado Financeiro	(45,1)	(51,3)	(6,2)	-12,1%
Lucro Líquido	182,8	11,0	171,7	1555,0%

O EBITDA (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*) consiste no lucro líquido (R\$ 182,8 milhões em 30 de junho de 2015) ajustado pelo resultado financeiro (R\$ 45,1 milhões), imposto de renda e contribuição social (R\$ 103,1 milhões), e depreciação e amortização dos primeiros seis meses de 2015 (R\$ 81,3 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.

Resultado do 1º semestre de 2015
16 de julho de 2015

Comentário do Desempenho

A Receita Operacional Bruta da Elektro registrou R\$ 4,7 bilhões nos primeiros seis meses de 2015, com incremento de 73,2%, quando comparado com o mesmo período de 2014 (R\$ 2,7 bilhões). No mesmo período, a Receita Operacional Líquida foi de R\$ 2,9 bilhões, registrando crescimento de 44,8% em relação ao mesmo período de 2014 (R\$ 2,0 bilhões). As variações observadas devem-se principalmente a:

- (i) Registro contábil dos Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros no valor de R\$ 387,0 milhões, dos quais R\$ 270,9 milhões passaram a ser recebidos antecipadamente via aplicação das Bandeiras Tarifárias a partir de janeiro de 2015;
- (ii) Reajuste nas tarifas aplicado a partir de 27 de agosto de 2014, resultado do Reajuste Tarifário de 2014, cujo efeito médio percebido pelo consumidor é um incremento de 37,78% nas tarifas praticadas;
- (iii) Revisão extraordinária nas tarifas aplicada a partir de 02 de março de 2015, com incremento médio percebido pelo consumidor de 24,25%; e
- (iv) As variações foram parcialmente compensadas principalmente pelo aumento de R\$ 835,1 milhões nas Deduções às Receitas Operacionais sobre o mesmo período de 2014, devido basicamente a elevação da cota mensal para recomposição de CDE, atrelado aos tributos incidentes sobre o fornecimento de energia elétrica.

O Custo da Energia Comprada para Revenda registrou um incremento de 39,1% (R\$ 565,4 milhões) frente ao primeiro semestre de 2014, uma vez que, para a competência 2015, não ocorreram repasses governamentais via recursos da CDE ou Conta ACR nos moldes realizados no primeiro semestre de 2014, quando foram transferidos R\$ 937,8 milhões em recursos na forma de redutores dos custos de energia. Para fins de comparação, se as transferências governamentais dos seis primeiros meses de 2014 não fossem consideradas, o custo de energia do período naquele ano somaria R\$ 2.384,2 milhões. Deste modo, a variação real no custo de energia nos seis primeiros meses de 2015, frente ao mesmo período do ano anterior, apresentaria uma redução de 15,6% (-R\$ 372,4 milhões). Este resultado decorre do melhor mix de contratos de energia realizados pela Elektro para atender a demanda de 2015, a preços mais baixos.

Os Gastos e Despesas Operacionais somaram R\$ 398,3 milhões de janeiro a junho de 2015 frente a R\$ 345,0 milhões no mesmo período de 2014. Este resultado decorre, principalmente, pelo repasse dos índices de inflação nos contratos de materiais e serviços da Companhia, além da elevação nos custos de combustíveis sobre a frota.

O EBITDA encerrou o período em R\$ 412,3 milhões, representando um aumento 183,6% em relação ao EBITDA registrado em 30 de junho de 2014 (R\$ 145,4 milhões) e elevação da margem EBITDA em relação ao mesmo período (de 7,3% em 2014 para 14,3% em 2015), decorrente do aumento na Receita Operacional Bruta da Companhia, conforme os efeitos descritos acima.

No período, a Elektro apresentou Despesa Financeira de R\$ 45,1 milhões, redução de 12,1% frente ao mesmo período do ano anterior (R\$ 51,3 milhões). Esta variação entre os períodos deve-se, basicamente a (i) correção monetária de itens de Parcela A – CVA (R\$ 38,6 milhões), (ii) maior saldo de aplicações financeiras e encargos sobre conta de energia elétrica em atraso (R\$ 35,4 milhões), (iii) atualização do ativo financeiro (R\$ 8,4 milhões) e (iv) outros resultados financeiros (R\$ 11,8 milhões), parcialmente compensados por juros e encargos sobre debêntures e empréstimos de terceiros após elevação dos indexadores sobre o endividamento da Companhia (R\$ 67,7 milhões) e variação cambial sobre Itaipu (R\$ 20,2 milhões). Durante este período, a Elektro manteve sua gestão de caixa prudente visando assegurar sua liquidez financeira, garantindo a estabilidade do negócio e mantendo o nível adequado de investimentos.

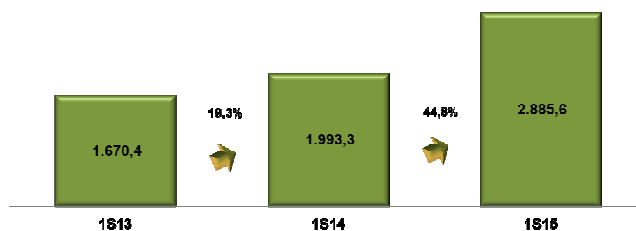
Considerando os fatores acima mencionados, a Elektro registrou lucro líquido de R\$ 182,8 milhões no acumulado de janeiro a junho de 2015, com incremento de 1555,0% quando comparado ao mesmo período de 2014 (R\$ 11,0 milhões) e a margem líquida passou de 0,6% em 2014 para 6,3% em 2015.

Os efeitos da contabilização dos Valores a Receber ou a Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros mencionados acima não são retroativos aos seis primeiros meses de 2014. Contudo, a critério de comparação, se o mesmo efeito fosse aplicável no passado, o EBITDA daquele período passaria de R\$ 145,4 milhões para R\$ 426,7 milhões, enquanto o Lucro Líquido do mesmo período passaria de R\$ 11,0 milhões para lucro de R\$ 207,6 milhões. Assim, os resultados de janeiro a junho de 2014 estariam ligeiramente acima dos resultados do mesmo período de 2015.

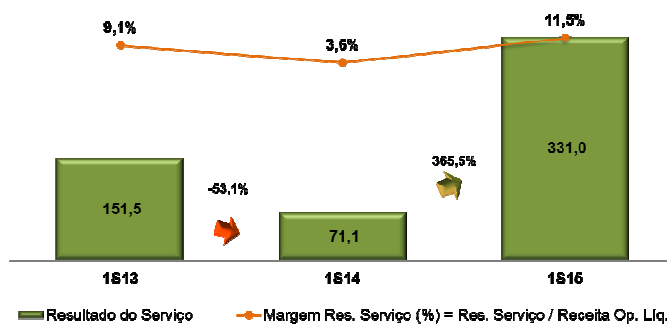
Receita Operacional Líquida

Comentário do Desempenho

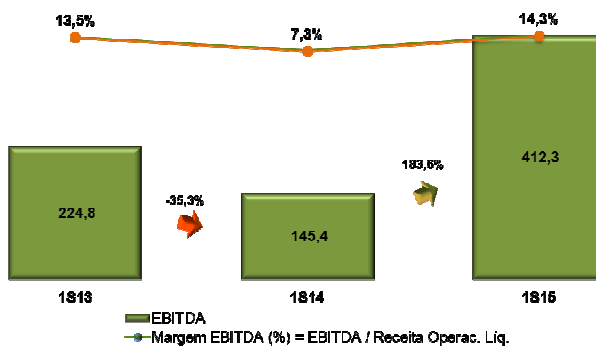
(R\$ milhões)



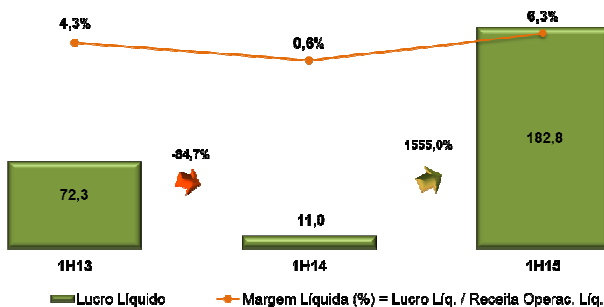
Resultado do Serviço
(R\$ milhões)



EBITDA
(R\$ milhões)



Lucro Líquido
(R\$ milhões)



Resultado do 1º semestre de 2015
16 de julho de 2015

Comentário do Desempenho

6.1. Dividendos e Juros sobre Capital Próprio

Em 9 de abril de 2015 foi aprovada a distribuição de Dividendos anuais para o exercício social de 2014, no valor de R\$ 333,8 milhões, pago em 30 de abril de 2015. Este montante já está deduzido dos valores de dividendos intermediários (R\$ 12,7 milhões) e juros sobre capital próprio (R\$ 94,1 milhões), pagos em 2014.

Em 16 de julho de 2015, o Conselho de Administração aprovou a distribuição de Dividendos Intermediários para o exercício social de 2015, no montante de R\$ 184,5 milhões. Este valor será pago conforme disponibilidade de caixa, dentro do exercício social de 2015, precedido de aviso aos acionistas publicado para esta finalidade.

7. ESTRUTURA DE CAPITAL

30/06/2015	Curto Prazo	Longo Prazo	Total	
			R\$ milhões	%
Empréstimos com Terceiros				
Debêntures	89,8	1.017,4	1.107,2	41,7%
BNDES Finem / Finame	48,7	317,4	366,1	13,8%
Eletrobrás	13,9	51,2	65,1	2,5%
Finep	11,2	36,4	47,6	1,8%
BEI	5,1	280,8	286,0	10,8%
Moeda Estrangeira (4131)	5,2	763,3	768,5	28,9%
Arrendamento mercantil	3,9	13,3	17,1	0,6%
Total da Dívida	177,8	2.479,7	2.657,6	100,0%
Perfil da Dívida	7%	93%	100%	
Caixa, Aplicações Financeiras e Caução de Fundos ⁽¹⁾			(666,3)	
Endividamento Líquido			1.991,3	

⁽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 2015 com endividamento líquido de R\$ 1.991,3 milhão (23,1% além da posição encerrada em 31 de dezembro de 2014, quando o endividamento líquido era de R\$ 1.617,2 milhão), resultado do endividamento total de R\$ 2.657,6 milhões e saldo de caixa, aplicações financeiras e caução de fundos de R\$ 666,3 milhões. A dívida de curto prazo corresponde a 7% do endividamento total.

De janeiro a junho de 2015 foi liberado o montante de R\$ 54,1 milhões referente ao contrato de financiamento junto ao BNDES e Banco do Brasil, firmado em dezembro de 2013 na modalidade FINEM no montante de R\$ 348,4 milhões destinados à implantação do Plano de Investimentos 2013-2014 com prazo de financiamento de 10 anos e carência de 2 anos.

Em fevereiro de 2015, a Companhia alongou por 19 meses o prazo de vencimento do financiamento em moeda estrangeira (via Lei nº 4131), contratado em junho de 2014 junto ao Citibank, no montante de R\$ 150,0 milhões. O prazo inicial que era junho de 2016 passou para janeiro de 2018 e as taxas de juros foram mantidas as mesmas aplicadas no contrato original.

Em março de 2015, utilizando o instrumento financeiro da Lei nº 4.131, de 3 de setembro de 1962, a Companhia contratou duas novas linhas de financiamento denominadas em moeda estrangeira no montante total de R\$ 300,5 milhões com o prazo de vencimento de 3 anos, sendo R\$ 187,5 milhões junto ao Banco Mizuho e R\$ 113,0 com o Banco de Tokyo. Os pagamentos dos juros ocorrerão trimestralmente para ambas contratações, enquanto os pagamentos do principal acontecerão a partir de março de 2017, sendo anual para o Banco Mizuho e trimestralmente para o Banco de Tokyo, com custo médio final de 93,6% do CDI.

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

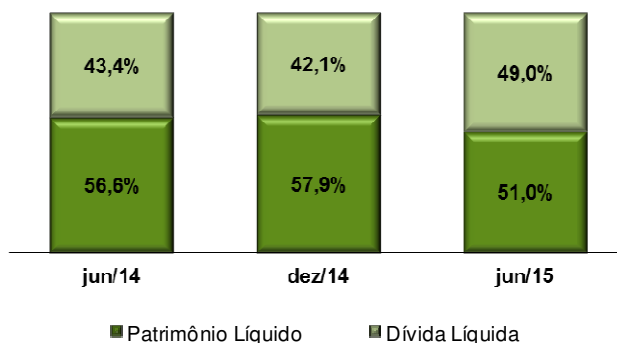
Resultado do 1º semestre de 2015
16 de julho de 2015

Comentário do Desempenho

Em maio de 2015, a Companhia alongou por 24 meses o prazo de vencimento do financiamento em moeda estrangeira (via Lei nº 4131), contratado em junho de 2014 junto o banco Tokyo, no montante de R\$ 100,0 milhões. O prazo inicial que era junho de 2016 passou para junho de 2018 e a taxa reduziu de 103% do CDI para 100,5% do CDI.

A Companhia mantém uma composição ótima entre capital próprio e de terceiros, mantendo o endividamento a taxas atrativas para financiamento de seus investimentos e manutenção de sua liquidez financeira.

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

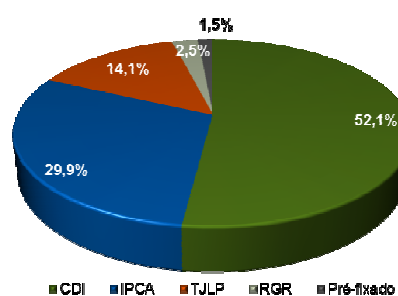
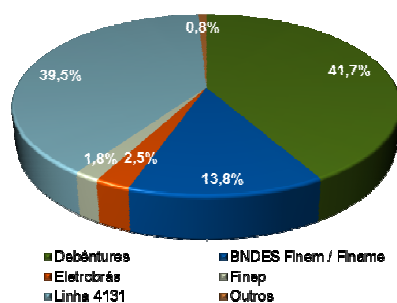


Em 30 de junho de 2015, o endividamento total da Elektro apresentava as seguintes características:

Modalidade do Financiamento

Indexação

(Total: R\$ 2.657,6 milhões)



Nota 1: Consideram recursos da FINEP sem indexação.

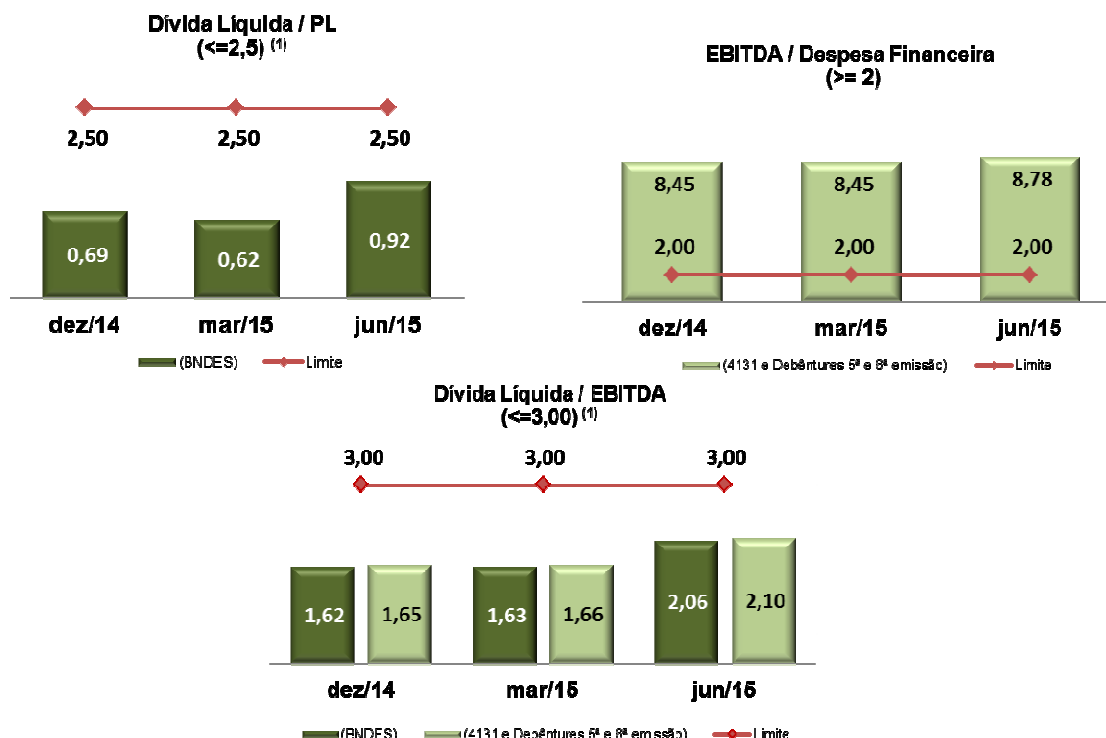
7.1. Covenants Financeiros

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 (via Lei nº 4131) com os bancos HSBC, Mizuho e Banco de Tokyo.

Conforme detalhado no item 4 deste relatório, em 10 de dezembro de 2014, a ANEEL promoveu assinatura de aditivo aos contratos de concessão com as distribuidoras, possibilitando o registro contábil de Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros, eliminando a volatilidade dos indicadores financeiros. A alteração aprovada não modificou o patamar histórico dos *covenants* financeiros, e teve como objetivo refletir de forma mais adequada os resultados da Companhia, que já consideravam estes itens no cálculo dos seus *covenants*, conforme aprovado em novembro de 2013 em Assembleias Gerais de Debenturistas das 5ª e 6ª Emissões.

Comentário do Desempenho

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



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

8. CLASSIFICAÇÃO DE RISCO

Em 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.

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.

Adicionalmente, são mantidos R\$ 777,8 milhões em contratos de *swap* vinculados a financiamentos em moeda estrangeira (via Lei nº 4131). Deste total, R\$ 300,5 milhões referem-se a duas novas contratações realizadas em março de 2015 junto ao Banco de Tokyo e ao Mizuho, com início e vencimento nas mesmas datas dos contratos de financiamento.

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).

Resultado do 1º semestre de 2015
16 de julho de 2015

Comentário do Desempenho

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

10. FLUXO DE CAIXA

Fluxo de Caixa	Valores em R\$ milhões		△ R\$ milhões
	1S 2015	1S 2014	1S 2015/1S 2014
Lucro líquido do período	182,8	11,0	171,8
Depreciação e outras amortizações	81,3	74,3	7,0
Juros e variação monetária e cambial	165,5	103,2	62,3
Outros	92,4	(15,4)	107,8
Despesas (receitas) que não afetam o caixa	339,1	162,1	177,0
Lucro Líquido Ajustado	521,9	173,1	348,8
Varição do Capital de Giro Operacional	(352,4)	(273,1)	(79,3)
Geração (Consumo) Operacional de Caixa após Imposto de Renda, Contribuição Social e Pagamento de Juros	169,6	(100,0)	269,6
Adições ao intangível, ao ativo indenizável e imobilizado	(144,5)	(130,7)	(13,8)
Valor recebido (pago) na baixa do ativo intangível, ativo indenizável e imobilizado	8,4	7,7	0,7
Caução de fundos e depósitos vinculados	5,2	2,9	2,3
Geração (Consumo) de Caixa nas Atividades de Investimento	(130,8)	(120,2)	(10,6)
Amortização de principal de empréstimos, financiamentos e arrendamento mercantil	(28,0)	(51,1)	23,1
Captação de empréstimos e debêntures	410,6	587,0	(176,4)
Geração (Consumo) de Caixa nas Atividades de Financiamento antes do Pagamento de Dividendos	382,6	535,9	(153,3)
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio Pagos	(333,8)	-	(333,8)
Geração (Consumo) de Caixa nas Atividades de Financiamento após Pagamento de Dividendos	48,8	535,9	(487,1)
Geração (Consumo) Líquido de Caixa	87,6	315,7	(228,1)
Saldo Inicial do Período (excluindo caução de fundos)	578,6	467,6	111,0
Saldo Disponível de Caixa do Período (excluindo caução de fundos)	666,3	783,4	(117,1)

Até junho de 2015, a geração de caixa da Elektro foi de R\$ 87,6 milhões. Dentre as principais movimentações do caixa no primeiro semestre de 2015, destacam-se:

- (i) Geração de Caixa Operacional no montante de R\$ 169,6 milhões, devido ao aumento na Receita Operacional Bruta em função do Reajuste Tarifário Anual ocorrido em agosto de 2014, bem como a entrada em operação das Bandeiras Tarifárias e Revisão Tarifária Extraordinária em março de 2015; e
- (ii) Geração de R\$ 382,6 milhões de caixa nas atividades de financiamento, principalmente impactado pela captação de: (a) R\$ 300,5 milhões via Lei nº 4131, (b) R\$ 49,8 milhões pelo resultado da liquidação antecipada e imediata rolagem das operações de *swap* atreladas aos empréstimos via Lei nº 4131 com o Citibank e Banco de Tokyo, firmados em junho de 2014 (vide item 7 deste Relatório) e (c) liberação de R\$ 54,1 milhões de financiamento junto ao BNDES.

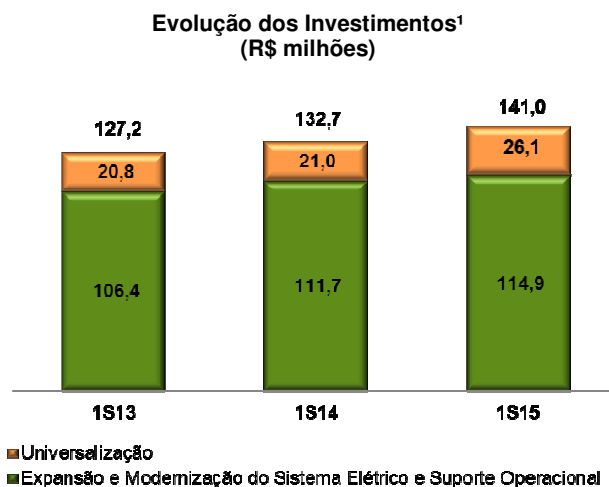
A geração de caixa da Companhia foi parcialmente consumida por: (i) R\$ 130,8 milhões em investimentos realizados na rede elétrica para a realização de obras de expansão e manutenção na qualidade de distribuição e (ii) pagamento de dividendos no montante total de R\$ 333,8 milhões, realizado em 30 de abril de 2015 (conforme detalhes no item 6.1 deste Relatório). Em 2014, o pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio ocorreu em dezembro daquele ano, causando um descasamento temporal na variação desta linha.

11. INVESTIMENTOS E MODERNIZAÇÃO

No primeiro semestre de 2015, a Elektro investiu R\$ 149,3 milhões, dos quais R\$ 8,3 milhões correspondem a investimentos realizados com recursos de clientes. Este montante representa um aumento de 7,2% em relação aos investimentos registrados no mesmo período do ano anterior (R\$ 139,3 milhões, dos quais R\$ 6,6 milhões referiam-se a investimentos realizados com recursos de clientes). Ressaltamos que este incremento nos investimentos não altera o planejamento anual da Companhia e referem-se a antecipações

Comentário do Desempenho

nas realizações de obras de expansão de redes, buscando o atendimento das necessidades de nossos clientes, bem como a manutenção da qualidade na distribuição de energia elétrica nos padrões elevados que são priorizados pela Elektro.



⁽¹⁾ Exclui investimentos com recursos de clientes.

Os destaques do programa de investimentos foram:

- (i) R\$ 114,9 milhões na expansão, melhorias, preservação do sistema elétrico e suporte operacional, dos quais:
 - (a) R\$ 72,8 milhões estão associados a novas ligações e à expansão de subestações e de linhas de transmissão;
 - (b) R\$ 25,4 milhões foram investidos na preservação do sistema elétrico;
 - (c) R\$ 10,7 milhões foram investidos em programas de Tecnologia da Informação, Infraestrutura e na Frota;
 - (d) R\$ 6,0 milhões em melhorias e atualizações tecnológicas.
- (ii) R\$ 26,1 milhões no Programa de Universalização, em cumprimento à Lei nº 10.438 de abril de 2002, segregados da seguinte forma:
 - (a) R\$ 24,4 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 49 novos clientes, por meio do Programa Luz para Todos.

Os investimentos realizados no período foram superiores aos de 2014 principalmente pelo aumento de novas ligações e à expansão de subestações. O nível adequado de investimentos reflete a política da Elektro de garantir a constante melhoria da qualidade de seus serviços prestados, bem como da geração de valor do negócio, mantendo seu compromisso com os clientes, a sociedade e a concessão.

Comentário do Desempenho

12. DESEMPENHO OPERACIONAL

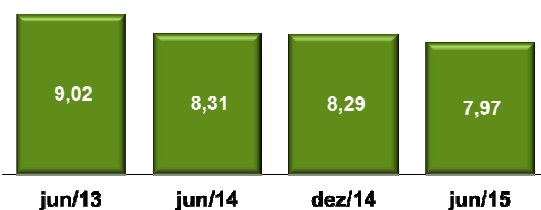
12.1. DEC e FEC

A Elektro tem 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.

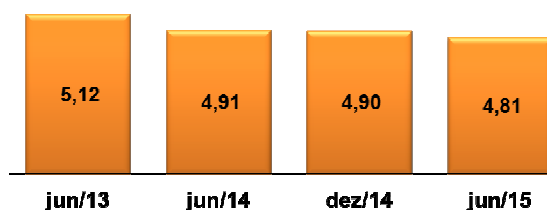
Como resultado, os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor), anualizados em junho de 2015, apresentam melhora sobre o indicador anualizado em dezembro de 2014, melhor resultado da história da Elektro para ambos os indicadores, com destaque para o indicador FEC. Em junho de 2015, o DEC registrou 7,97 horas e o FEC 4,81 interrupções, 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 à 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) ^(*)

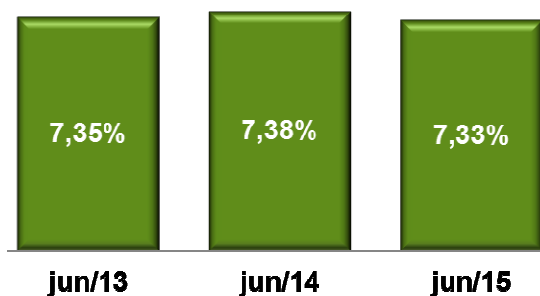


Obs.: Os indicadores acima não consideram os dias críticos, associados a situações de emergência, conforme definido pela resolução ANEEL no Prodist (Procedimentos da Distribuição). Casos considerados, os indicadores DEC e FEC de 30/06/2013 seriam 12,94 e 6,73, respectivamente. Os indicadores DEC e FEC de 30/06/2014 seriam 11,59 e 6,17, respectivamente. Os indicadores DEC e FEC de 31/12/2014 seriam 11,12 e 5,98, respectivamente e os indicadores DEC e FEC de 30/06/2015 seriam 10,47 e 5,82, 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.

3 - Contabilizado de setembro/2012 a junho/2013, conforme Resolução Normativa da Aneel nº 67/2004.

(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

Nota: devido ao prazo de apuração do índice de Perdas de junho de 2015 ser posterior ao período de divulgação deste relatório, os dados apresentados são estimados.

Comentário do Desempenho

As perdas de distribuição apresentaram redução quando comparadas aos anos anteriores, registrando índice de 7,33% em junho de 2015 em função, principalmente, das ações realizadas para redução das perdas comerciais.

Adicionalmente, a partir do mês de setembro de 2012, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) passou a contabilizar 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 2,05% em junho de 2015. Dessa forma, incluindo-se o efeito da contabilização de perdas nas DIT, o índice de perdas de junho de 2015 seria de 9,38% contra 9,92% em junho de 2014.

13. RECONHECIMENTO

A Melhor Empresa para Trabalhar da América Latina

No dia 6 de maio de 2015, a Elektro foi eleita a Melhor Empresa para Trabalhar da América Latina pelo Great Place to Work, sendo destaque entre 20 países em um ranking composto por outras 2.294 empresas, sendo 51 brasileiras.

A pesquisa avaliou os mesmos dados da pesquisa de clima organizacional realizada pelo instituto anualmente, quando a Elektro recebeu o prêmio de Melhor Empresa para Trabalhar do Brasil em 2013 e em 2014.

Prêmio Prever

No dia 6 de março de 2015, a Elektro também recebeu de uma das instituições mais expressivas do setor de segurança da Europa, o Prêmio PREVER 2014, concedido pelo Conselho Geral de Relações Industriais e Ciências do Trabalho. A Elektro foi vencedora na categoria Internacional.

A premiação acontece anualmente desde 1998 e revela as empresas destaques na melhor gestão de prevenção de riscos de segurança no trabalho. Ao todo são cinco categorias de classificação, sendo: Individual, Prêmios Especiais, Responsabilidade Social e Prevenção de Riscos no Trabalho, Negócios e Instituição e Internacional.

5º Prêmio “Cidade das Árvores” de Preservação Ambiental

Em junho de 2015, a Elektro foi premiada pela Prefeitura Municipal de Araras por desenvolver no município o Projeto “Meninos Ecológicos”, responsável por capacitar jovens para a preservação ambiental e arborização urbana.

Elektro: Uma das 10 empresas mais inovadoras do Brasil

Em sua edição especial, de junho de 2015, a conceituada revista de negócios e economia FORBES, classificou a Elektro como uma das 10 empresas mais inovadoras do Brasil. Os diferenciais que trouxeram esse reconhecimento foram a gestão voltada para as pessoas e a tecnologia do Drone, equipamento de inspeção de rede elétrica, um dos projetos de P&D da Companhia.

Elektro é eleita a concessionária que mais gera valor na relação com seus públicos de relacionamento

Em junho de 2015, a Elektro foi a campeã no ranking MVP (Mais Valor Produzido) Brasil – Utilidades 2015, produzido pela consultoria DOM Strategy Partners. A pesquisa analisou os resultados, a reputação, a competitividade e os riscos das empresas do setor de utilidades frente aos seus públicos de relacionamento. Para obter o resultado, foram considerados os desafios enfrentados pela companhia e a forma como ela se posiciona para ser cada vez mais eficiente na relação com seus colaboradores, clientes, acionistas e com a sociedade em geral.

Comentário do Desempenho

Top Of Mind de RH

Em junho, a Elektro foi uma das cinco empresas eleitas na categoria Benefícios Corporativos pelo ranking *Top Of Mind* de RH. O prêmio anual identifica e reconhece as empresas e os profissionais mais lembrados pela comunidade de Recursos Humanos.

O *Top Of Mind* de RH é organizado pela Fênix Editora, empresa especializada em mídias para o segmento de Recursos Humanos e responsável por realizar o prêmio há 18 anos.

A Melhor Distribuidora de Energia Elétrica da Região Sudeste e a Melhor Gestão Operacional

Em 15 de julho de 2015, na 17ª edição do Prêmio Abradee 2015, a Elektro foi eleita pela 9ª vez a Melhor Distribuidora de Energia Elétrica da Região Sudeste e pela 10ª vez a Melhor Gestão Operacional.

A premiação anual é um reconhecimento às distribuidoras de energia elétrica que mais se destacaram no cenário nacional.

Relações com Investidores

Mais informações sobre a Elektro

🌐 ri.elektro.com.br

✉ ri@elektro.com.br

☎ (+55 19) 2122-1487



CNPJ 02.328.280/0001-97

ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A.
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS
EM 30 DE JUNHO DE 2015
(em milhares de reais, exceto se indicado de outra forma)

1. A COMPANHIA, SUAS OPERAÇÕES E A CONCESSÃO

A Elektro Eletricidade e Serviços S.A. (“Elektro” ou “Companhia”), com sede no município de Campinas, em São Paulo, é uma concessionária de serviço público de distribuição de energia elétrica, e os seus negócios, incluindo os serviços prestados e as tarifas cobradas, são regulamentados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

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

As principais obrigações previstas no contrato de concessão consistem em fornecer energia elétrica 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, para os quais a legislação e a regulação garantem a neutralidade tarifária) e Parcela B (custos operacionais eficientes e custos de capital - remuneração do investimento e quota de reintegração / depreciação regulatória). Os mecanismos de ajuste são o reajuste tarifário anual e revisão tarifária ordinária a cada quatro anos.

Como resultado da Audiência Pública nº 061/2014, em 10 de dezembro de 2014 foi aprovado o Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da Companhia, estabelecendo que, em caso de extinção da concessão, além dos valores de indenização decorrentes de investimentos não amortizados ou depreciados no curso da concessão, também serão objeto de indenização ou devolução pelo Poder Concedente, os saldos remanescentes apurados de itens da Parcela A da tarifa e outros componentes financeiros que não tenham sido recuperados ou devolvidos através do(s) ciclo(s) tarifário(s) (vide nota 7). Este aditamento constituiu uma nova situação e, conseqüentemente, os efeitos contábeis da sua aplicação foram reconhecidos prospectivamente.

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

Aprovação das Informações Trimestrais

A apresentação das Informações Trimestrais foi aprovada e autorizada pelo Conselho de Administração da Companhia em 16 de Julho de 2015, para divulgação na mesma data.

2. APRESENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS

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

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 2014. Essas Informações Trimestrais devem ser analisadas em conjunto com aquelas Demonstrações Financeiras, para melhor compreensão das informações apresentadas.



Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

As normas e procedimentos emitidos e revisados que entraram em vigor a partir de 1º de janeiro de 2015 também foram analisados e não trouxeram impactos para esta informação trimestral.

Em 1º de abril de 2015 foi emitido o Decreto nº 8.426, o qual restabeleceu as alíquotas da contribuição para o PIS/PASEP para 0,65% e da COFINS para 4% incidentes sobre receitas financeiras auferidas pelas pessoas jurídicas sujeitas ao regime de apuração não-cumulativo das referidas contribuições, cujo efeito ocorrerá a partir de 1º de julho de 2015. No tocante a aplicação das referidas contribuições sobre os Juros sobre Capital Próprio as alíquotas permanecem de 1,65% para o PIS/PASEP e de 7,6% para a COFINS.

Outras normas e procedimentos emitidos e revisados, que têm aplicação obrigatória futura, serão analisados oportunamente.

3. ALTERAÇÕES E ATUALIZAÇÕES NA LEGISLAÇÃO REGULATÓRIA

3.1 Reajuste Tarifário

O reajuste tarifário anual aconteceu no dia 27 de agosto de 2014, conforme previsto no Contrato de Concessão. O reajuste médio foi de 37,78% e vem permitindo ao longo do ano regulatório, a recuperação gradual do caixa da Companhia, que apresenta descasamento decorrente dos aumentos nos custos de energia.

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

Em 2013 o Governo Federal, dentre outras medidas, emitiu os Decretos nº 7.891/13 e nº 7.945/13, que incluíram a possibilidade de repasses de recursos de CDE para neutralizar a exposição das concessionárias de distribuição no mercado de curto prazo e cobrir o custo adicional decorrente do despacho de usinas termelétricas.

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

Ainda atuando de forma a reduzir os impactos informados anteriormente, em 1º de abril de 2014 foi publicado o Decreto nº 8.221/14 que criou a Conta no Ambiente de Contratação Regulada – CONTA-ACR com o objetivo de cobrir, total ou parcialmente, as despesas de exposição involuntária no mercado de curto prazo e despacho de térmicas vinculadas a CCEARs, na modalidade por disponibilidade. Além disso, esse Decreto normatizou o procedimento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para contratação de empréstimos junto a bancos, a fim de obter os fundos necessários para viabilizar os pagamentos às empresas distribuidoras do incremento de custos de energia aos quais estiveram expostas devido aos fatores anteriormente mencionados. Subsequentemente, em 16 de abril de 2014, a ANEEL emitiu a Resolução nº 612/14 e, em 22 de abril de 2014, o Despacho nº 1.256/14, detalhando o funcionamento da CONTA-ACR e 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. Tendo em vista que tal montante se mostrou insuficiente para a finalidade desejada, em 15 de agosto de 2014 foi assinado novo Contrato de Financiamento no valor adicional de R\$ 6,6 bilhões. Os custos cobertos por essa operação foram parcialmente suficientes e compreenderam o período de fevereiro a outubro de 2014. Assim, até dezembro de 2014 a Companhia havia recebido o montante de R\$ 963.174, referente à competência de fevereiro a outubro de 2014.

Em março de 2015, foi celebrado um novo contrato para a terceira parcela do empréstimo, para cobertura dos custos de novembro e dezembro de 2014, no valor de R\$ 3,4 bilhões com prazo de amortização de 54 meses e taxa de CDI + 3,15% ao ano. Este novo contrato também alterou as duas operações anteriores, postergando o vencimento de outubro de 2017 para abril de 2020 e ajustando a taxa de juros antes fixadas em CDI + 2,525% ao ano para CDI + 2,90% ao ano.



Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

Ainda em março de 2015, através do Despacho ANEEL nº 773/15, a Companhia recebeu o montante de R\$ 54.491 para cobertura dos custos incorridos no período de novembro e dezembro de 2014. A CCEE liquida esse compromisso financeiro com o recebimento das parcelas vinculadas ao pagamento das obrigações de cada distribuidora junto à CCEE. Essas parcelas eram estabelecidas mensalmente pela ANEEL para cada empresa distribuidora de energia e não possuíam nenhuma vinculação com o valor de reembolso recebido por meio da operação de empréstimo captado pela CCEE. Adicionalmente a Companhia não disponibilizou nenhuma garantia direta ou indireta para esse contrato.

Em 2015 todas as distribuidoras iniciam o repasse para que a CCEE possa liquidar seu compromisso junto aos bancos a partir do mês de seu reajuste ou revisão tarifária. Desta forma, de acordo com a Resolução Normativa nº 1.863/2015 da ANEEL a Elektro terá um incremento em sua tarifa correspondente ao montante mensal de R\$ 26 milhões que será repassado à CCEE no período de Agosto/2015 até Fevereiro/2020.

3.4 Bandeiras Tarifárias

A Resolução Normativa nº 547, de 16 de abril de 2013, estabeleceu os procedimentos comerciais para aplicação do sistema de Bandeiras Tarifárias, cujos valores são publicados pela ANEEL, a cada mês, em ato específico, tendo entrado em vigor em Janeiro de 2015.

Este sistema tem como finalidade indicar se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de energia elétrica, para cobrir os custos adicionais de geração térmica, os custos com compra de energia no mercado de curto prazo, ESS e risco hidrológico. Nos meses de janeiro e fevereiro os valores a serem acrescidos pelas bandeiras amarelas e vermelhas eram R\$15/MWh e R\$30/MWh, e a partir de 2 de março foram atualizados para R\$25/MWh e R\$55/MWh, respectivamente. Durante o primeiro semestre de 2015, perdeu o regime de bandeira vermelha.

Em fevereiro de 2015 foi criada, através do Decreto nº 8.401, a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (CCRBT), cuja função é centralizar o recolhimento dos recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifária e apurar qual a diferença entre este total faturado e a cobertura tarifária de cada agente de distribuição. De posse dessas informações, é feito um rateio para equalizar entre todos os agentes o efeito desta arrecadação. No primeiro semestre de 2015 a Companhia contabilizou o montante de R\$ 386.990 de Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros, dos quais R\$ 270.931 passaram a ser recebidos antecipadamente via aplicação das Bandeiras Tarifárias, sendo R\$ 254.632 através do faturamento das contas de energia e R\$ 16.299 via CCRBT.

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

3.5 Revisão Tarifária Extraordinária

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

3.6 Quarta Revisão Tarifária

Conforme previsto no Contrato de Concessão, a Elektro deve passar por Revisão Tarifária a cada quatro anos. A Quarta Revisão Tarifária está em andamento e será finalizada no dia 27 de Agosto de 2015 utilizando as metodologias recentemente aprovadas pela ANEEL. No dia 3 de Junho de 2015, a ANEEL abriu a Audiência Pública nº 035/2015 para discussão ampla de todo o processo da Elektro. O prazo para contribuições encerrou-se no dia 03 de julho de 2015, quando a Elektro apresentou suas considerações. A proposta preliminar é de incremento de 2,99% na tarifa de energia elétrica (que contempla os custos gerenciáveis e não gerenciáveis das distribuidoras, como compra de energia e encargos setoriais) e, quando definida, entrará em vigor a partir de 27 de agosto de 2015.



Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

4. PRÁTICAS CONTÁBEIS GERAIS

Vide as principais práticas contábeis adotadas pela Companhia na nota 4 das Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2014.

5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

Os ativos registrados nesta categoria, no montante de R\$ 666.250 em 30 de junho de 2015 (R\$ 578.648 em dezembro de 2014) referem-se a títulos de renda fixa (CDB e debêntures), com taxas pós-fixadas, indexados à variação diária dos Certificados de Depósitos Interbancários (CDI). Em 30 de junho de 2015 a rentabilidade média estava em 101,10% do CDI (101,57% do CDI em dezembro de 2014). Essas aplicações apresentam alta liquidez e podem ser resgatadas a qualquer momento sem risco significativo de perda de valor.

A Elektro possui política de Tesouraria na qual são estabelecidos os critérios de aplicação dos recursos disponíveis na 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

	30/06/2015				31/12/2014			
	A Vencer	até 90 dias Vencidos	(+) 90 dias Vencidos	Total	A Vencer	até 90 dias Vencidos	(+) 90 dias Vencidos	Total
Fornecimento	294.107	238.781	57.479	590.367	225.599	152.265	26.778	404.642
Outras contas a receber	419.758	14.934	27.982	462.674	381.512	5.193	19.657	406.362
Receita não faturada	348.843	-	-	348.843	318.588	-	-	318.588
Parcelamentos de débitos	48.115	7.763	23.412	79.290	46.049	5.193	19.657	70.899
Supridores	19.004	-	-	19.004	19.004	-	-	19.004
Outros	3.796	7.171	4.570	15.537	(2.129)	-	-	(2.129)
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	(7.814)	(13.321)	(48.630)	(69.765)	(10.588)	-	(31.848)	(42.436)
Total	706.051	240.394	36.831	983.276	596.523	157.458	14.587	768.568
Circulante	699.122	240.394	36.831	976.347	568.499	157.458	14.587	740.544
Não circulante	6.929	-	-	6.929	28.024	-	-	28.024

O saldo dos Supridores refere-se a transações no âmbito da CCEE no período do racionamento de energia elétrica, entre 2000 e 2002, sendo: (i) R\$ 14.995 referentes a liminares interpostas junto à CCEE por agentes do setor; e (ii) R\$ 4.009 referentes a acordos bilaterais em negociação, e estão registrados no ativo não circulante. De acordo com o parecer emitido por seus assessores jurídicos, a Companhia não espera incorrer em perdas na realização desses valores.

Até dezembro de 2014 a administração da Companhia constituía provisão para créditos de liquidação duvidosa pelo valor integral da fatura a partir do 91º dia de atraso. A partir de janeiro de 2015 a Companhia adotou nova política para Provisão de Devedores Duvidosos, cuja metodologia é mais aderente à curva de pagamento dos clientes da Elektro, uma vez que tem como premissa de provisionamento o histórico do comportamento de pagamento dos clientes dentro de cada faixa de vencimento do débito. Adicionalmente, a Companhia realiza análises individuais de acordo com o histórico de inadimplemento de clientes considerados críticos.

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

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

Notas Explicativas



CNPJ 02.328.280/0001-97

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

Valores a receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros	Item	Valores em amortização	Valores em Constituição	Saldo em 30/06/2015	Valores em amortização	Valores em Constituição	Saldo em 31/12/2014
CVA - Parcela A a receber		40.924	134.449	175.373	194.082	198.756	392.838
Aquisição de Energia	7.1	37.233	11.478	48.711	176.575	164.430	341.005
Custo da Energia de Itaipu	7.1	-	66.454	66.454	-	-	-
Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA		595	-	595	2.830	-	2.830
Transporte Rede Básica		1.396	35.284	36.680	6.619	25.184	31.803
Transporte de Energia - Itaipu		7	1.480	1.487	30	920	950
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		1.693	19.753	21.446	8.028	8.222	16.250
Outros Itens Financeiros a receber		22.048	564.686	586.734	106.063	288.134	394.197
Quota Parte de Energia Nuclear	7.2	2.204	7.521	9.725	10.606	7.521	18.127
Neutralidade da Parcela A	7.3	-	74.067	74.067	-	-	-
Sobrecontratação de Energia	7.4	19.082	483.098	502.180	91.808	280.613	372.421
CUSD/DIT		23	-	23	93	-	93
Perdas na DIT	7.5	739	-	739	3.556	-	3.556
Total Valores a receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros		62.972	699.135	762.107	300.145	486.890	787.035
Ativo Circulante				518.235			503.016
Ativo Não Circulante				243.872			284.019
Valores a devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros							
CVA - Parcela A a devolver		7.800	117.157	124.957	36.995	161.268	198.263
Custo da Energia de Itaipu	7.1	-	-	-	-	34.890	34.890
Progr. de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA		-	2.566	2.566	-	-	-
Encargos de Serviços de Sistema - ESS e CONER	7.1	7.800	114.591	122.391	36.995	126.378	163.373
Outros Itens Financeiros a devolver		13.231	124.055	137.286	66.382	122.671	189.053
Neutralidade da Parcela A	7.3	981	-	981	4.689	2.815	7.504
Diferimento de reposição na revisão tarifária periódica	7.6	12.236	-	12.236	61.636	-	61.636
Energia Livre	7.7	-	11.802	11.802	-	11.251	11.251
TUSD-G	7.8	-	35.347	35.347	-	35.347	35.347
Baixa Renda	7.9	-	76.906	76.906	-	73.258	73.258
DIC/FIC		14	-	14	57	-	57
Total Valores a devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros		21.031	241.212	262.243	103.377	283.939	387.316
Passivo Circulante				128.425			171.745
Passivo Não Circulante				133.818			215.571

A alteração nos Contratos de Concessão mencionada na nota 1 possibilitou o reconhecimento dos saldos relativos à Parcela A e outros itens financeiros. A natureza dos saldos reconhecidos está descrita a seguir:

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

Os valores a receber e a devolver de Parcela A referem-se às variações entre os gastos não gerenciáveis efetivamente incorridos e os gastos reconhecidos no momento da fixação da tarifa nas revisões tarifárias e/ou nos reajustes tarifários. Estes valores garantem a neutralidade tarifária da Parcela A.

Por meio da Resolução Homologatória nº 1.778, de 19 de agosto de 2014, a ANEEL homologou os valores de CVA a receber no montante de R\$ 265.553, que compreendem o período de 27 de agosto de 2013 a 26 de agosto de 2014. O montante da CVA homologada está líquido dos recebimentos ocorridos entre a data da homologação e 30 de junho de 2015.

Os saldos em constituição referem-se à apuração do saldo de CVA no período de 27 de agosto de 2014 a 30 de junho de 2015, de acordo com legislação e regras específicas em vigor.

Os valores de bandeiras tarifárias baixados de itens da Parcela A – CVA representam uma antecipação no recebimento deste contas a receber e assim foram deduzidos do valor no montante de R\$ 270.931 no primeiro semestre de 2015, sendo R\$ 254.632 pelo faturamento e R\$ 16.299 pela CCRBT.

Em 30 de junho de 2015 a Companhia possui um saldo de CVA ativa referente ao custo de energia de Itaipu no montante de R\$ 66.454 (R\$ 34.890 como CVA passiva em dezembro de 2014), decorrente da alta do dólar em 2015.

Adicionalmente, o montante de R\$ 114.591 registrado como CVA de ESS e CONER passiva refere-se ao recebimento dos valores via CONER para abater o saldo a pagar das distribuidoras no mercado de curto prazo no montante de R\$ 127.688, compensado pelo pagamento de encargo ESS no montante de R\$ 13.097.



Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

7.2. Quota Parte de Energia Nuclear

Desde 1º de janeiro de 2013, o pagamento à Eletronuclear decorrente da geração da energia de Angra 1 e 2 é rateado entre todas as Outorgadas de serviço público de distribuição no Sistema Interligado Nacional – SIN.

A Resolução Homologatória nº 1.778, de 19 de agosto de 2014, homologou o montante a receber de R\$ 17.986, referente ao ano de 2014 (R\$ 8.874) e ao período de janeiro a julho de 2015 (R\$ 9.112) e em 30 de junho de 2015 representa o saldo de R\$ 2.204 (R\$ 10.606 em 31 de dezembro 2014).

O montante de R\$ 7.521, referente ao período de agosto a dezembro de 2014, deverá ser homologado no próximo reajuste tarifário em agosto de 2015.

7.3. Neutralidade dos encargos setoriais na Parcela A

Em conformidade ao disposto na Subcláusula Décima da Cláusula Oitava do Contrato de Concessão, a neutralidade dos encargos refere-se ao cálculo das diferenças mensais apuradas entre os valores de cada item dos encargos setoriais faturados no período de referência e os respectivos valores contemplados no processo tarifário anterior. O total das diferenças a devolver aos consumidores em tarifa referente ao período de agosto de 2013 a julho de 2014, atualizadas pela taxa SELIC, representa um saldo passivo no montante de R\$ 7.947, assim homologado no reajuste tarifário de 2014. O saldo remanescente a amortizar em 30 de junho de 2015 é de R\$ 981 (R\$ 4.689 em 31 de dezembro de 2014).

Em 30 de junho de 2015, o ativo em constituição é de R\$ 74.067 (passivo de R\$ 2.815 em 31 de dezembro de 2014) e deverá ser considerado nos próximos processos tarifários.

7.4. Sobrecontratação de Energia

O órgão regulador determina o repasse dos custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais, desde que estejam dentro do limite de até 105% do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição.

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

A Resolução Homologatória nº 1.778, de 19 de agosto de 2014, homologou uma exposição ao mercado de curto prazo de 1.881.265 MWh que representou a constituição de ativo no montante de R\$ 323.440, referente ao exercício de 2013, e deduziu os valores já repassados pela CDE à Concessionária no mesmo período, no montante de R\$ 159.417. O Decreto nº 5.163/04, artigo 28, dispõe sobre as regras de comercialização que preveem mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre submercados, eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebrarem os CCEARs na modalidade de quantidade de energia. Em relação à exposição por diferenças de preços entre submercados, a ANEEL homologou o valor da exposição a devolver, apurada no exercício de 2013, atualizado pelo IPCA, em R\$ 8.384.

Em 30 de junho de 2015, o montante a receber de sobrecontratação de energia e submercados é de R\$ 19.082 (R\$ 91.808 em 31 de dezembro 2014). O saldo em constituição de R\$ 483.098 (R\$ 280.613 em 31 de dezembro de 2014), refere-se aos custos adicionais com exposição involuntária no mercado de curto prazo e diferenças de preços entre submercados nos anos de 2014 e 2015 já deduzidos dos repasses da CDE em janeiro de 2014 e CONTA-ACR.

7.5. Perdas na DIT – Demais Instalações de Transmissão

Em decorrência do Pedido de Reconsideração interposto pela Elektro, que ensejou a alteração do percentual de perdas na rede básica e DIT de uso compartilhado e do recálculo da Sobrecontratação/Exposição da energia do exercício de 2012, cuja análise consta da Nota Técnica nº 265, de 7 de agosto de 2014, foi considerado, no Reajuste Tarifário de 2014, um item financeiro referente às perdas na DIT no valor de R\$ 6.028 a receber, devidamente atualizado pelo IGP-M para agosto de 2014. Em 30 de junho de 2015, o saldo em amortização é de R\$ 739 (R\$ 3.556 em 31 de dezembro 2014).

7.6. Diferimento de reposição na revisão tarifária periódica

Conforme estabelecido na Resolução Homologatória nº 1.329/12, o ajuste financeiro relativo à postergação da Revisão Tarifária Periódica de 2011, correspondente aos efeitos tarifários retroativos



Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

a 27 de agosto de 2011, foi considerado como componente financeiro nos reajustes tarifários subsequentes (anos 2012, 2013 e 2014).

O valor anual da diferença de receita em questão foi devidamente apurado e atualizado mensalmente pela variação do IGP-M até agosto de 2012, perfazendo o montante a devolver total de R\$ 253.447. Com o objetivo de evitar uma redução significativa na tarifa em 2012, a ANEEL permitiu a devolução deste montante em três períodos tarifários, sendo a última amortização em julho de 2015. Em 30 de junho de 2015, o saldo restante a amortizar representa passivo no montante de R\$ 12.236 (R\$ 61.636 em 31 de dezembro 2014).

7.7 RTE – Energia Livre

Devido a uma liminar da região de Presidente Prudente, que impedia o faturamento dos adicionais tarifários relacionados à Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE) ocorrida após o Programa de Racionamento de 2001/2002, o período de cobrança naquela região foi postergado, tendo início apenas após a recuperação integral das perdas de racionamento pela Elektro, o montante está sendo atualizado por um passivo de R\$ 11.802 (R\$ 11.251 em 31 de dezembro 2014), e deverá ser homologado nos próximos processos tarifários.

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

A ANEEL, através de resoluções específicas, determinou a cobrança da referida tarifa (TUSD), que remunera todas as instalações, os equipamentos e os componentes da rede de distribuição utilizados para levar a energia aos consumidores conectados à área de concessão da Elektro.

Estas resoluções abrangem cinco usinas conectadas à rede de distribuição da Elektro: UHE Nova Avanhandava, de propriedade da AES Tietê; UHE Jupia e UHE Paraibuna, de propriedade da CESP; UHE Rosana, de propriedade da Duke Energy; e UTE Três Lagoas, de propriedade da Petrobrás.

A Elektro efetua a cobrança dos valores e os repassa à transmissora, a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP), de forma que a mesma não seja onerada em seu resultado.

Todos os valores já foram amortizados exceto o saldo remanescente, referente à geradora Duke Paranapanema, proprietária da usina de Rosana, na área de concessão da Elektro, que decidiu não acatar as Resoluções Normativas ANEEL nº 67/04 e nº 497/07. Porém, por decisão judicial, a Resolução nº 497/07 foi validada, reconhecendo como assinado o Contrato de Uso dos Sistemas de Distribuição - CUSD, para fins de aplicação de suas obrigações e responsabilidades, sem, contudo, reconhecer como assinado o acordo para pagamento do débito, pois entendeu que o seu pagamento, por meio da confissão dos valores, ensejaria perda do objeto da ação movida pela Duke. Em 23 de julho de 2009, a ANEEL, através Ofício nº 0203/209-SRD/SRT/ANEEL, deu ciência da referida decisão judicial e informou o montante de R\$ 61.773 (valor principal) que a Elektro deve faturar a Duke, referente ao período de julho de 2004 a junho de 2009.

Esse valor foi originalmente reconhecido como um ativo de TUSD-G a receber da Duke e no passivo como TUSD-G a devolver para os consumidores via modicidade tarifária.

A Duke não concordou com os valores calculados pela ANEEL e, por decisão judicial, foi autorizada a depositar em juízo, a partir da parcela vencida em setembro de 2009, a diferença entre o valor calculado com base na Resolução nº 497/07, e o valor estabelecido por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 349, de 13 de janeiro de 2009.

A Nota Técnica nº 255, de 31 de julho de 2012, menciona o passivo restante de R\$ 30.736, atualizado para agosto de 2011, que deverá ser considerado nos processos tarifários, assim que a ação judicial em curso por parte da Geradora for concluída. Em 30 de junho de 2015, o saldo é de R\$ 35.347 e o respectivo saldo a receber da geradora Duke Energy está contabilizado na rubrica de outros créditos.

7.9. Devolução Baixa Renda

Refere-se à subvenção econômica concedida na tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda. A DMR – Diferença Mensal da Receita é apurada mensalmente pela Companhia e enviada à ANEEL para sua validação e homologação para modicidade ou repasse, conforme Resolução Normativa nº 472/12.

Em 30 de junho de 2015, o saldo é de R\$ 76.906 (R\$ 73.258 em 31 de dezembro 2014) a devolver e será considerado nos próximos processos tarifários.



Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

8. TRIBUTOS A COMPENSAR

	30/06/2015	31/12/2014
ICMS a recuperar	108.547	96.076
Imposto de renda e contribuição social sobre lucro líquido	19.783	25.273
Total	128.330	121.349
Ativo circulante	48.828	40.579
Ativo não circulante	79.502	80.770

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

9. DEPÓSITOS JUDICIAIS

	30/06/2015	31/12/2014
Incidência da COFINS sobre o faturamento	35.570	34.653
Legado "EPC" - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda. ⁽ⁱ⁾	31.027	29.419
Outros processos de natureza Trabalhista, Cível e Tributária	39.939	38.009
	106.536	102.081

(i) Refere-se ao processo descrito na nota 19.

O montante de R\$ 35.570 em 30 de junho de 2015 (R\$ 34.653 em 31 de dezembro de 2014) refere-se ao valor atualizado do depósito judicial efetuado em 29 de outubro de 2004 nos autos da ação que questiona o recolhimento da COFINS nos termos previstos pela Lei Complementar nº 70/91 e Lei nº 9.178/98, considerando a incidência somente sobre o faturamento, excetuando-se as receitas financeiras de qualquer natureza.

10. CONTRATO DE CONCESSÃO

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

Os encargos financeiros de dívida relacionados com a formação da infraestrutura são capitalizados como parte do custo correspondente. O cálculo é definido pela aplicação da taxa média ponderada dos custos de empréstimos sobre os gastos do ativo intangível em fase de formação. O valor desses encargos capitalizados à infraestrutura foi de R\$ 3.916 em junho de 2015 (R\$ 8.056 em junho de 2014). Todos os demais custos de empréstimos são registrados como despesa financeira no período em que ocorrerem.

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 estimado ao final do prazo contratual da concessão.

Notas Explicativas



CNPJ 02.328.280/0001-97

Em 30 de junho de 2015, 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 no resultado do período. Para mensuração do valor de mercado, considera-se como nível hierárquico 2.

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 utilizado 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. O saldo das obrigações especiais, ao final da concessão, será deduzido do valor da indenização e, portanto, é redutor do ativo financeiro. A BRR residual, utilizada para determinação do valor justo do ativo financeiro, está líquida do valor reavaliado das obrigações especiais. A parcela das obrigações especiais a ser amortizada no período da concessão pela taxa média de depreciação dos ativos de máquinas e equipamentos é classificada como redutora do ativo intangível.

A mutação do ativo financeiro indenizável é compreendida por:

	<u>Custo</u>	<u>Obrigações especiais</u>	<u>Valor justo</u>	<u>Total</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2013	632.050	(71.512)	30.413	590.951
Transferências de ativo intangível	95.394	-	-	95.394
Adições	-	2.191	-	2.191
Ajustes ao valor justo	-	-	11.706	11.706
Saldo em 31 de dezembro de 2014	727.444	(69.321)	42.119	700.242
Transferências de ativo intangível	146.393	-	-	146.393
Adições	-	(7.036)	-	(7.036)
Ajustes ao valor justo	-	-	15.807	15.807
Baixas	(11.503)	-	-	(11.503)
Saldo em 30 de junho de 2015	862.334	(76.357)	57.926	843.903

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 21) 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. Este ativo intangível é avaliado ao custo de aquisição, deduzido da amortização acumulada que é calculada utilizando-se as taxas de depreciação definidas pela ANEEL para depreciação da infraestrutura.

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

	<u>Em Serviço</u>			<u>Em Formação</u>			<u>Total</u>
	<u>Custo</u>	<u>Obrigações especiais</u>	<u>Amortização acumulada</u>	<u>Valor líquido</u>	<u>Custo</u>	<u>Obrigações especiais</u>	<u>Valor líquido</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2013	2.213.456	(320.217)	(455.042)	1.438.197	351.709	(81.880)	269.829
Adições	-	2.667	-	2.667	363.133	(72.795)	290.338
Baixas	(29.739)	-	-	(29.739)	-	-	(29.739)
Amortização	-	-	(148.751)	(148.751)	-	-	(148.751)
Transferências	164.699	-	-	164.699	(260.093)	-	(95.394)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	2.348.416	(317.550)	(603.793)	1.427.073	454.749	(154.675)	1.727.147
Adições	-	(7.844)	-	(7.844)	167.912	(8.574)	151.494
Baixas	(14.835)	-	12.034	(2.801)	-	-	(2.801)
Amortização	-	-	(79.196)	(79.196)	-	-	(79.196)
Transferências	148.348	-	-	148.348	(294.741)	-	(146.393)
Saldo em 30 de junho de 2015	2.481.929	(325.394)	(670.955)	1.485.580	327.920	(163.249)	1.650.251

Notas Explicativas



CNPJ 02.328.280/0001-97

11. FORNECEDORES E SUPRIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA

	30/06/2015	31/12/2014
Moeda nacional	576.842	449.838
Supridores de energia elétrica	437.665	391.594
Fornecedores de materiais e serviços	139.177	58.244
Moeda estrangeira	67.236	38.233
Supridores de energia elétrica - Itaipu	67.236	38.233
Total	644.078	488.071

12. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

	30/06/2015	31/12/2014	Condições Gerais	Vencimento	Garantias
Moeda Nacional	495.961	469.954			
BNDES					
Finame SE 2011	3.984	4.341	5,5% a.a.	Início 15/02/2013 até 15/01/2021	Instrumento de Cessão
Finem CAPEX 2011/2012	111.537	125.519	de TJLP a TJLP + 3,03% a.a.	Início 15/06/2013 até 15/12/2019	Fiduciária de Direitos
Finem 2013/2014	250.842	196.588	de TJLP a TJLP + 3,08% a.a.	Início 15/01/2016 até 15/12/2023	Creditórios
Custos com emissão - BNDES	(267)	(300)			
Eletrobras					
Eletrobras - Luz para Todos ⁽¹⁾	65.115	72.087	RGR + 5,0% a.a. ⁽²⁾	Início: 30/11/2006 até 31/12/2022	
Finep - 2º Ciclo	17.481	20.980	4,25% a.a.	Início: 15/04/2011 até 15/12/2017	
Finep - 3º Ciclo	5.345	5.939	5,0% a.a.	Início: 15/12/2013 até 15/01/2020	Carta de Fiança
Finep - 4º Ciclo	17.005	17.993	5,0% a.a.	Início: 15/03/2015 até 15/03/2021	
Finep - 5º Ciclo	7.773	7.804	5,0% a.a.	Início: 15/12/2013 até 15/01/2020	
Arrendamento mercantil	17.146	19.003	de 10% a 18% a.a.	A partir de 2013 ⁽³⁾	
Moeda Estrangeira	1.054.447	688.101			
Banco Europeu de Investimento	402.262	344.320	US\$ + 3,4020% a.a.	31/10/2025	Carta de Fiança
Swap Empréstimo BEI	(116.041)	(58.373)	CDI - 0,30% a.a.	31/10/2025	
Cédula de Crédito Bancário via Lei nº 4.131 Bank Of Tokyo	138.157	118.243	Libor 3mL + 0,8457% ⁽⁴⁾	20/06/2018	
Swap Céd. Créd Bancário via Lei nº 4.131 Bank of Tokyo	4.251	(17.892)	100,5% do CDI a.a.	20/06/2018	
Cédula de Crédito Bancário via Lei nº 4.131 Citibank	206.731	174.942	Libor 3mL + 0,7782% ⁽⁴⁾	09/01/2018	
Swap Céd. Créd Bancário via Lei nº 4.131 Citibank	(32.115)	(23.768)	103,0% do CDI a.a.	09/01/2018	
Cédula de Crédito Bancário via Lei nº 4.131 HSBC	208.538	178.496	Libor 3mL + 0,8500% ⁽⁴⁾	15/06/2016	
Swap Céd. Créd Bancário via Lei nº 4.131 HSBC	(57.601)	(27.568)	104,9% do CDI a.a.	15/06/2016	
Cédula de Crédito Bancário Mizuho	186.319	-	Libor 3mL + 1,00% ⁽⁴⁾	16/03/2018	
Swap Céd. Créd Bancário Mizuho	1.691	-	93,16% do CDI a.a.	16/03/2018	
Cédula de Crédito Bancário Tokyo	108.489	-	Libor 3mL + 0,6900% ⁽⁴⁾	16/03/2018	
Swap Céd. Créd Bancário Tokyo	4.876	-	94,0% do CDI a.a.	16/03/2018	
Custos com emissão - Moeda Estrangeira	(1.110)	(299)			
Total	1.550.408	1.158.055			
Circulante	88.046	65.459			
Não circulante	1.462.362	1.092.596			

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

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

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

⁽⁴⁾ Taxa Libor de 3 meses.

Os vencimentos dos empréstimos, financiamentos e arrendamento mercantil de longo prazo em 30 de junho de 2015 ocorrerão da seguinte forma: R\$ 220.719 em 2016, R\$ 343.640 em 2017, R\$ 485.016 em 2018, R\$ 100.413 em 2019 e R\$ 312.574 após 2019.

No primeiro semestre de 2015 foi liberado o montante de R\$ 54.072, referente ao 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 2 anos.

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

Em março de 2015, utilizando o instrumento financeiro da Lei nº 4.131, de 3 de setembro de 1962, a Companhia contratou duas novas linhas de financiamento no montante total de R\$ 300.470 com o prazo de vencimento de 3 anos, sendo R\$ 187.470 junto ao Banco Mizuho e R\$ 113.000 com o Banco de Tokyo. Os pagamentos dos juros ocorrerão trimestralmente para ambas contratações, enquanto os pagamentos do principal acontecerão a partir de março de 2017, sendo anual para o Banco Mizuho e trimestralmente para o Banco de Tokyo com custo médio final de 93,6% do CDI.

Notas Explicativas



CNPJ 02.328.280/0001-97

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

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

A Companhia mantém uma composição ótima entre capital próprio e de terceiros, mantendo o endividamento a taxas atrativas para financiamento de seus investimentos e manutenção de sua liquidez financeira.

Condições Restritivas Financeiras (*covenants*):

A Companhia sempre cumpriu e vem mantendo relação confortável com relação aos limites estabelecidos para seus *covenants* financeiros baseados nos resultados apurados pelos critérios previstos nos contratos de financiamentos firmados com o BNDES e nos financiamentos em moeda estrangeira (via Lei nº 4131) com os bancos HSBC, Mizuho e Banco de Tokyo.

Em 30 de junho de 2015, não há itens que façam parte da infraestrutura da concessão, oferecidos como garantias de empréstimos e financiamentos.

13. DEBÊNTURES

	30/06/2015	31/12/2014	Qtde.	Remuneração	Pagamento dos juros	Amortização do principal
5ª Emissão	331.349	308.210				
1ª Série	83.828	83.601	12.000	CDI + 0,98% a.a.	semestral a partir de 15 de fevereiro de 2012	33,33% em 15/08/2014, 15/08/2015 e 15/08/2016
2ª Série	247.816	224.990	18.000	IPCA + 7,68% a.a.	anual a partir de 15 de agosto de 2012	33,33% em 15/08/2016, 15/08/2017 e 15/08/2018
Custos com emissão	(295)	(381)				
6ª Emissão	775.829	729.586				
1ª Série	228.540	227.694	22.000	CDI + 0,74% a.a.	semestral a partir de 12 de março de 2013	50% em 12/09/2016 e 12/09/2017
2ª Série	127.183	116.835	10.000	IPCA + 5,10% a.a.	anual a partir de 12 de setembro de 2013	50% em 12/09/2018 e 12/09/2019
3ª Série	420.963	386.005	33.000	IPCA + 5,50% a.a.	anual a partir de 12 de setembro de 2013	33,33% em 14/09/2020, 13/09/2021 e 12/09/2022
Custos com emissão	(857)	(948)				
Total	1.107.178	1.037.796				
Circulante	89.795	65.294				
Não circulante	1.017.383	972.502				

Em 30 de junho de 2015 o saldo total de custos de emissão a apropriar é de R\$ 1.152 (R\$ 1.329 em 2014), sendo R\$ 352 no curto prazo (R\$ 151 referente à 5ª emissão e R\$ 201 referente à 6ª emissão) e R\$ 800 no longo prazo (R\$ 144 referente à 5ª emissão e R\$ 656 referente à 6ª emissão).

O vencimento do saldo de longo prazo das debêntures em 30 de junho de 2015 ocorrerá da seguinte forma: R\$ 227.342 em 2016, R\$ 187.242 em 2017, R\$ 138.443 em 2018, R\$ 61.022 em 2019 e R\$ 403.334 após 2019.

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	quirografária, sem garantia	quirografária, sem garantia
Séries	duas	três
Valor original	R\$ 300.000	R\$ 650.000
Valor nominal	R\$ 10 por ação	R\$ 10 por ação

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

Notas Explicativas



CNPJ 02.328.280/0001-97

Condições Restritivas Financeiras (*covenants*):

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 nas escrituras das 5ª e 6ª Emissões de Debêntures.

Em 10 de dezembro de 2014, a ANEEL promoveu assinatura de aditivo aos contratos de concessão com as distribuidoras, possibilitando o registro contábil de Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros, eliminando a volatilidade dos indicadores financeiros. A alteração aprovada não modificou o patamar histórico dos *covenants* financeiros, e teve como objetivo refletir de forma mais adequada os resultados da Companhia, que já consideravam estes itens no cálculo dos seus *covenants*, conforme aprovado em novembro de 2013 em Assembleias Gerais de Debenturistas das 5ª e 6ª Emissões.

Em 30 de junho de 2015 a Companhia cumpriu todas as condições restritivas exigidas pelas respectivas escrituras de emissão.

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

14. TRIBUTOS A RECOLHER

A tributação sobre o lucro compreende o imposto de renda e a contribuição social, a qual está computada a alíquota nominal de 34% sobre o lucro tributável reconhecido pelo regime de competência.

O PIS e a COFINS estão computados à alíquota nominal de 9,25% sob a receita operacional e são reconhecidos pelo regime de competência.

	30/06/2015	31/12/2014
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	125.148	93.807
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	25.661	23.742
Programa de integração social - PIS	5.572	5.155
Outros Impostos	1.273	1.368
Total	157.654	124.072

15. DIVIDENDOS E JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO A PAGAR

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

Em 16 de julho de 2015, foi aprovada pelo Conselho de Administração a distribuição aos acionistas de Dividendos Intermediários para o exercício de 2015 no montante de R\$ 184.524. Este montante será pago conforme disponibilidade de caixa, dentro do exercício social de 2015, precedido de aviso aos acionistas publicado para esta finalidade.

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

16. OBRIGAÇÕES E ENCARGOS SOBRE FOLHA DE PAGAMENTO

	30/06/2015	31/12/2014
Férias e 13º salário a pagar	20.961	19.345
INSS parte da empresa	11.392	9.683
Participação nos lucros e resultados	9.631	18.401
FGTS	2.637	3.341
Retenções do empregado	2.032	3.126
Outros	544	434
Total	47.197	54.330



Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

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

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

Distribuição do recurso	Percentual de distribuição da ROL	30/06/2015	31/12/2014
Programa de Eficiência Energética	0,50%	31.599	23.810
Pesquisa e Desenvolvimento	0,20%	18.377	16.646
FNDCT	0,20%	815	829
MME	0,10%	407	413
Total		51.198	41.698
Circulante		34.940	26.352
Não circulante		16.258	15.346

18. BENEFÍCIOS A EMPREGADOS

18.1. 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. 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\$ 205.874 em 31 de dezembro de 2014. O *superávit* atuarial não é reconhecido contabilmente, pois o reconhecimento do ativo atuarial é permitido, dentre outros critérios, somente se a reserva de contingência estiver reconhecida pelo seu percentual máximo, que é de 25% das reservas matemáticas, de modo a assegurar o equilíbrio financeiro do plano em função da volatilidade destas obrigações. Somente a partir deste limite, o *superávit* poderá vir a ser utilizado pela patrocinadora para abater contribuições futuras ou ser reembolsado à patrocinadora. Para a Elektro, esta relação estava em 14% em 31 de dezembro de 2014, não permitindo, portanto, o reconhecimento contábil de nenhum *superávit* atuarial, conforme demonstrado abaixo:

Conciliação dos valores reconhecidos no balanço	31/12/2014	31/12/2013
Valor justo dos ativos do plano	894.232	803.985
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	1.100.106	1.026.552
<i>Superávit</i> para planos cobertos	205.874	222.567
Limite de Ativo de Benefício Definido	(205.874)	(222.567)
Ativo atuarial líquido	-	-

Notas Explicativas



CNPJ 02.328.280/0001-97

Os valores reconhecidos no resultado nos exercícios findos em 30 de junho de 2015 e 31 de dezembro de 2014 e no resultado abrangente são os seguintes:

Componentes da despesa do plano	<u>30/06/2015</u>	<u>30/06/2014</u>
Valores reconhecidos no demonstrativo de resultados do exercício		
Custo do serviço corrente	(2.627)	(2.489)
Despesa reconhecida	<u>(2.627)</u>	<u>(2.489)</u>

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

As contribuições são feitas pelos participantes e pela Elektro, que também é responsável pelo pagamento das despesas administrativas deste plano. Os custos incorridos pela Companhia em junho de 2015 foram de R\$ 204 (R\$ 229 em junho de 2014), tendo sido registradas à conta de despesa com pessoal.

19. PROVISÕES E CONTINGÊNCIAS PASSIVAS

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

Provisão para ações judiciais e regulatórias

As provisões apresentam os seguintes saldos e movimentações:

	<u>31/12/2014</u>	<u>Ingresso</u>	<u>Atualização</u>	<u>Reversão</u>	<u>Liquidação</u>	<u>30/06/2015</u>
Cíveis e ambientais	124.033	8.033	3.564	(2.936)	(4.050)	128.644
Tributárias	31.925	56	1.621	(107)	(14)	33.481
Trabalhistas	27.788	5.181	2.445	(1.129)	(6.232)	28.053
Desapropriações e servidões	11.742	2	1.056	(59)	(23)	12.718
Regulatórias	23.600	1.919	-	(1.640)	(3.061)	20.818
Total das provisões	<u>219.088</u>	<u>15.191</u>	<u>8.686</u>	<u>(5.871)</u>	<u>(13.380)</u>	<u>223.714</u>

Em 30 de junho de 2015 e 31 de dezembro de 2014, 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

A Elektro mantém provisão no montante de R\$ 95.206 em 30 de junho de 2015 (R\$ 92.673 em 31 de dezembro de 2014) para suportar ações de cobrança movidas por concessionárias de rodovias estaduais. A Companhia é impedida de atuar livremente para a instalação de infraestrutura de distribuição de energia em faixas intermediárias e laterais das rodovias, razão pela qual ajuizou duas ações contra Departamento de Estradas e Rodagem do Estado de São Paulo (DER) e concessionárias de rodovias estaduais. Decisões desfavoráveis foram julgadas em diferentes instâncias, motivo pelo qual os assessores jurídicos da Companhia não alteraram o prognóstico de perda da causa.



Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

Provisões Tributárias

Em 5 de dezembro de 2007, a EPC - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda. ("EPC") - sucedida pela Companhia, impetrou Mandado de Segurança para não pagar PIS e COFINS sobre a receita de juros sobre capital próprio. O processo aguarda julgamento de recurso em virtude de decisão de 1ª instância que lhes foi desfavorável. O valor provisionado em 30 de junho de 2015 é de R\$ 32.053 (R\$ 30.586 em 31 de dezembro de 2014).

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

Contingências passivas com avaliação de risco possível

Segue demonstrativo dos processos cujo risco de perda é possível e, portanto, não possuem provisões registradas em 30 de junho de 2015:

	30/06/2015	31/12/2014
Tributárias ⁽ⁱ⁾	466.046	444.148
Previdenciárias ⁽ⁱⁱ⁾	86.541	84.726
Cíveis	28.281	26.499
Trabalhistas	16.063	14.863
Ambientais, desapropriação e servidão de passagem	6.601	6.009
	<u>603.532</u>	<u>576.245</u>

- (i) Destacam-se: créditos de ICMS supostamente tomados de forma indevida; diferença na metodologia de cálculo do ICMS nos municípios de Ubatuba, Itanhaém, Dracena e Ouro Verde; ausência de pagamento de ICMS, sob as alegações fazendárias de que teria havido 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 do imposto de renda no FINAM; retenção de IRRF sobre valores pagos a título de JCP; compensação de saldo negativo de IRPJ; ISS sobre compartilhamento de infraestrutura e atividades-meio; e taxas de uso do solo.
- (ii) Refere-se principalmente ao recebimento de notificações e autos de infração, lavrados em 29 de dezembro de 2006, pelo INSS, exigindo contribuições de períodos entre 1998 e 2006 sobre diversas verbas trabalhistas, em especial participações nos lucros e resultados.

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

20. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Capital social

O capital social subscrito e integralizado da Companhia em 30 de junho de 2015 e 31 de dezembro de 2014, no montante de R\$ 952.492, tem a seguinte composição acionária:

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



Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

21. RECEITAS OPERACIONAIS LÍQUIDAS

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

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

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

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

Nota Explicativa	30/06/2015			30/06/2014		
	Nº de consumidores	MWh (*)	R\$	Nº de consumidores	MWh (*)	R\$
Receitas operacionais	2.472.016	6.400.763	4.726.510	2.401.953	6.513.504	2.728.210
Fornecimento para consumidores	2.472.016	6.400.763	3.766.313	2.401.953	6.513.504	2.218.989
Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	-	-	386.990	-	-	-
Outras receitas	-	-	573.207	-	-	509.221
CCEE	-	-	77.698	-	-	164.384
Receita de uso do sistema de distribuição	-	-	140.931	-	-	66.223
Remuneração do ativo financeiro (WACC)	-	-	46.071	-	-	40.076
Receita de construção	10.3	-	144.458	-	-	130.731
Outras receitas	-	-	164.049	-	-	107.807
Deduções às receitas operacionais	-	-	(1.840.940)	-	-	(734.904)
Quota para a conta de desenvolvimento energético - CDE	-	-	(443.435)	-	-	(35.690)
Bandeira Tarifária	-	-	(270.932)	-	-	-
ICMS sobre fornecimento	-	-	(709.376)	-	-	(425.210)
COFINS	-	-	(328.210)	-	-	(200.810)
PIS	-	-	(71.257)	-	-	(43.597)
Programa de P&D e eficiência energética	-	-	(24.693)	-	-	(19.025)
Outros	-	-	6.963	-	-	(10.572)
Total	2.472.016	6.400.763	2.885.570	2.401.953	6.513.504	1.993.306

(*) Informações não auditadas pelos auditores independentes.

22. ENERGIA COMPRADA PARA REVENDA

	30/06/2015		30/06/2014	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Suprimentos de energia	7.291.093	1.969.502	7.500.818	1.449.803
Itaipu Binacional (**)	1.499.189	381.685	1.521.031	202.826
Contrato de compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	4.660.662	1.251.899	3.952.970	820.788
Mercado SPOT	353.920	198.418	1.258.083	1.236.198
(-) Repasse CDE - Cotas	-	-	-	(100.161)
(-) Conta - ACR	-	-	-	(837.794)
Contrato cotas (CCGF e CCEN)	523.653	58.330	523.266	48.888
Geração Distribuída	97.961	17.957	100.846	16.257
PROINFA	155.708	50.940	144.622	53.060
Uso do transporte de energia	-	10.273	-	9.741
Outros custos de energia	-	247.433	-	126.079
ONS - Uso da rede básica	-	153.234	-	104.666
CTEEP - Encargos de conexão	-	13.723	-	12.894
Encargos de serviços do sistema - ESS	-	66.717	-	1.480
Risco hidrológico	-	13.759	-	7.039
Créditos de PIS e COFINS sobre energia comprada	-	(205.083)	-	(129.448)
Total	7.291.093	2.011.852	7.500.818	1.446.434

(*) Informações não auditadas pelos auditores independentes.

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



Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

23. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	30/06/2015	30/06/2014
Gastos com pessoal	143.704	128.265
Gastos com serviços de terceiros	61.399	56.672
Gastos com materiais	19.836	18.532
Outras despesas operacionais líquidas	92.033	67.292
Provisão para créditos de liquidação duvidosa líquida	23.071	9.142
Despesas com arrecadação bancária	8.636	8.025
Provisões para ações judiciais e regulatórias	9.027	9.471
Aluguéis e seguros	6.699	7.251
Perda na desativação e alienação de bens líquida	5.861	6.713
Taxas e contribuições	7.911	6.834
Telefonia e telecomunicações	8.262	6.449
Despesas com viagens	5.365	4.053
Outras	17.201	9.354
	<u>316.972</u>	<u>270.761</u>
Custo da operação	212.387	195.289
Despesas gerais e administrativas	39.519	32.913
Outras despesas operacionais	54.664	36.114
Despesas com vendas	10.402	6.445
	<u>316.972</u>	<u>270.761</u>

24. RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO

	30/06/2015	30/06/2014
Receitas	146.218	64.308
Aplicações financeiras	42.692	18.638
Encargos sobre conta de energia elétrica em atraso	33.503	22.196
Atualizações monetárias e cambiais	10.446	12.527
Atualização do Ativo Financeiro	15.806	7.376
Outras receitas financeiras	5.193	3.571
Líquido de atualização monetária e cambial de CVA	38.578	-
Despesas financeiras	(191.342)	(115.632)
Juros sobre debêntures	(42.375)	(39.579)
Atualizações monetárias e cambiais	(63.724)	(35.718)
Juros sobre empréstimos com terceiros	(65.792)	(17.407)
Outras despesas financeiras	(19.451)	(22.928)
Total	<u>(45.124)</u>	<u>(51.324)</u>

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

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

A Companhia, a partir de Janeiro de 2015, está sujeita as implicações introduzidas pela Lei nº 12.973/14 que extinguiu o Regime Tributário de Transição (RTT). Cumpre destacar que as alterações trazidas pela referida legislação não acarretou impactos nas Informações Trimestrais de 30 de junho de 2015.

Notas Explicativas



CNPJ 02.328.280/0001-97

Reconciliação do imposto de renda e contribuição social no resultado:

	30/06/2015		30/06/2014	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social	285.883	285.883	19.779	19.779
Alíquota nominal dos tributos	15%	9%	15%	9%
Alíquota adicional sobre o valor excedente a R\$ 240/ano	10%	-	10%	-
	(71.459)	(25.729)	(4.933)	(1.780)
Efeito das (adições) exclusões no cálculo do tributo				
Permanentes - despesas indedutíveis e multas	(5.484)	(1.840)	(3.769)	(1.264)
Incentivos fiscais e outros	1.420	-	2.587	425
Imposto de renda e contribuição social no resultado	(75.523)	(27.569)	(6.115)	(2.619)
Imposto de renda e contribuição social correntes	(56.965)	(20.888)	(57.146)	(20.990)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(18.558)	(6.681)	51.031	18.371
Total	(75.523)	(27.569)	(6.115)	(2.619)

Tributos diferidos

	Balancos patrimoniais		Demonstrações do resultado e resultado abrangente	
	30/06/2015	31/12/2014	30/06/2015	30/06/2014
IR e CS sobre diferenças temporárias	120.174	113.872	6.302	(6.932)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	23.716	14.425	9.291	(898)
Provisão para ações judiciais e regulatórias	64.650	62.473	2.177	4.103
Variação cambial / Provisão ganho/perda <i>hedge</i>	20.860	(122)	20.982	-
Provisão perda na desativação de ativos	3.077	12.753	(9.676)	-
Provisão efeito postergação tarifária	4.160	20.016	(15.856)	(15.316)
Outras	3.711	4.327	(616)	5.179
Benefício fiscal do ágio incorporado - Terraço	79.242	85.165	(5.923)	(6.736)
Benefício fiscal do ágio incorporado - Iberdrola	558.623	579.837	(21.214)	(21.214)
IR e CS diferidos sobre ajustes dos CPCs	(20.150)	(14.778)	(4.403)	104.284
Plano de pensão	(894)	(819)	894	846
<i>Leasing</i>	439	362	77	44
Reversão dos ativos e passivos regulatórios	-	-	-	101.268
Marcação a mercado <i>swap</i>	-	-	-	2.564
Reversão Fiscal Diferimento	-	-	-	2.070
Marcação a mercado do ativo financeiro da concessão	(19.695)	(14.321)	(5.374)	(2.508)
Subtotal	737.889	764.096	(25.238)	69.402
IR e CS diferidos sobre ajustes dos CPCs - Resultado abrangente	894	819	(894)	(846)
Plano de pensão	894	819	(894)	(846)
Total	738.783	764.915	(26.132)	68.556

O reconhecimento desses créditos tem como base as projeções de resultados tributáveis futuros da Companhia, as quais foram aprovadas pelo Conselho de Administração em 24 de fevereiro de 2015.

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



Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

A expectativa de amortização dos créditos fiscais diferidos e dos benefícios fiscais dos ágios incorporados registrados em 30 de junho de 2015 é como segue: R\$ 34.346 em 2015, R\$ 58.860 em 2016, R\$ 58.611 em 2017 e R\$ 586.966 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.

26. PARTES RELACIONADAS

26.1 Partes relacionadas

A Companhia tem como controlador a Iberdrola Brasil S.A.. Foram considerados como partes relacionadas o acionista controlador e entidades sob o controle comum e coligadas que de alguma forma exerçam influências sobre a Companhia.

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

Compra de energia: A Companhia adquire energia de partes relacionadas através de leilões regulados para fins de revenda ao consumidor, conforme regras estabelecidas pelo setor, com preços regulados e aprovados pela ANEEL que somam o montante registrado em custos de energia para o período findo em 30 de junho de 2015 de R\$ 11.307 (R\$ 7.728 em 30 de junho de 2014). A Companhia também realiza a compra de energia elétrica no mercado livre para consumo próprio no prédio da Sede, junto a Elektro Comercializadora de Energia Ltda., através de contrato de compra de energia elétrica firmado em 16 de dezembro de 2013 com suprimento de energia no período de 1º de janeiro de 2014 a 31 de dezembro de 2015, para o período findo em 30 de junho de 2015 as despesas totalizam R\$ 478 (R\$ 565 para o mesmo período de 2014).

Serviços Administrativos: Refere-se a valores com serviços, compartilhamento de infraestrutura e sublocação de salas, junto a Elektro Comercializadora de Energia Ltda., que são calculados com base na estimativa de custos das atividades desenvolvidas pela Companhia. 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 total de receita para o período findo em 30 de junho de 2015 é de R\$ 171 (R\$ 161 para o mesmo período 2014). A Companhia possui também contrato de prestação de serviços corporativos junto a Iberdrola Brasil S.A. que foi assinado em 1º de outubro de 2012 e possui vigência de 4 anos, sendo o montante registrado como despesa no período de 30 de junho de 2015 de R\$ 500 (R\$ 544 para o mesmo período de 2014). Em 1º de agosto de 2014 a Companhia firmou contrato para início de prestação de serviços, referente a operação logística e transporte de materiais junto a coligada Amara Brasil Ltda., com vigência de 4 anos, o valor registrado como despesa para o período findo em 30 de junho de 2015 foi de R\$ 2.481.

26.2 Remuneração da administração:

A remuneração total da Administração da Companhia no período findo em 30 de junho de 2015, registrada na rubrica de gastos com pessoal, foi de R\$ 5.263 (R\$ 3.798 para o mesmo período de 2014), sendo que esse valor está relacionado a remunerações fixa e variável de R\$ 3.568 (R\$ 2.926 em 2014) e encargos sociais e benefícios, inclusive pós-emprego, no valor de R\$ 1.695 (R\$ 872 em 2014). Além desses montantes, destacam-se, ainda, benefícios adquiridos por estes administradores referentes ao Plano de Incentivo de Longo Prazo concedido pela Elektro no montante de R\$ 10.972 no período findo em 30 de junho de 2015.

Adicionalmente, a Companhia possui plano de suplementação de aposentadoria mantido junto à Fundação CESP e oferecido aos seus empregados, inclusive administradores (vide nota 18.1).

27. 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.

Notas Explicativas



CNPJ 02.328.280/0001-97

A vigência das apólices de Riscos operacionais e multirisco (Propriedade) e Responsabilidade civil com terceiros compreende o período de 31 de maio de 2015 a 31 de maio de 2016, e da apólice de Responsabilidade civil de administradores compreende o período de 1º de junho de 2014 a 30 de setembro de 2015.

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

28. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GERENCIAMENTO DE RISCOS

A seguir encontra-se a descrição dos principais ativos e passivos financeiros da Companhia, seus critérios de avaliação e valorização para fins de registro nas 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 possui empréstimo em moeda estrangeira, conforme divulgado na nota 12.

Os empréstimos contratados em moeda estrangeira foram considerados como itens objeto de *hedge* (*hedge accounting*), e contabilizados segundo parâmetros estabelecidos em contratos. Os valores de mercado são calculados projetando os fluxos futuros das operações (ativo e passivo) utilizando as condições contratadas e descontando esse fluxo por taxas estimadas de mercado. Os derivativos a elas vinculados, por sua vez, foram considerados instrumentos de *hedge*. 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:



Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

	30/06/2015		Avaliação	Classificação
	Valor contábil	Valor de mercado		
Ativo				
Caixa e equivalentes de caixa	666.250	666.250	Valor justo	Mantido para negociação
Consumidores, parcelamentos de débitos e supridores	983.276	983.276	Custo amortizado	Empréstimos e recebíveis
Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	762.107	762.107	Custo amortizado	Empréstimos e recebíveis
Caução de fundos e depósitos vinculados	13.901	13.901	Custo amortizado	Empréstimos e recebíveis
Ativo indenizável (concessão)	843.903	843.903	Valor justo	Disponível para venda
Total ativo	3.269.437	3.269.437		
Passivo				
Fornecedores e supridores de energia elétrica	(644.078)	(644.078)	Custo amortizado	Passivos não mensurados a valor justo
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional*	(478.815)	(478.132)	Custo amortizado	Passivos não mensurados a valor justo
Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira*	(1.249.386)	(1.212.412)	Valor justo	Objeto de <i>Hedge</i>
Operações de <i>swap</i>	194.939	150.964	Valor justo	Instrumento de <i>Hedge</i>
Debêntures*	(1.107.178)	(1.170.522)	Custo amortizado	Passivos não mensurados a valor justo
Arrendamento mercantil	(17.146)	(17.146)	Custo amortizado	Passivos não mensurados a valor justo
Valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros	(262.243)	(262.243)	Custo amortizado	Passivos não mensurados a valor justo
Total passivo	(3.563.907)	(3.633.569)		

* Valor de mercado demonstrado é informativo.

Política de utilização de instrumentos financeiros derivativos

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

Nas atividades da Companhia, é considerado risco relevante, apenas a exposição cambial, relacionada às variações cambiais derivadas dos pagamentos de energia comprada de Itaipu, que são atrelados ao dólar norte-americano. Essas variações cambiais passaram a ter seus efeitos neutralizados no resultado financeiro da Companhia, a partir do reconhecimento dos valores a receber de parcela A e outros itens financeiros e sempre foram repassados à tarifa, tendo efeitos temporários sobre o caixa (vide Nota 7).

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

Variação das taxas de juros

A Companhia realizou uma análise em seus instrumentos financeiros, com objetivo de mensurar os impactos decorrentes de mudanças em variáveis de mercado.

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 2015, de acordo com dados do Relatório Focus, disponibilizado em 26 de junho de 2015: 13,47%, 5,72% e 5,99% para CDI, IGP-M e IPCA, respectivamente, e a variação da TJLP de 7,0% 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	670.787	Variação CDI	90.321	112.902	135.482
Debêntures - 5ª Emissão 1ª Série	(83.828)	Variação CDI	(11.287)	(14.109)	(16.931)
Empréstimo ⁽¹⁾	(1.054.447)	Variação CDI	(142.131)	(177.663)	(213.196)
Debêntures - 6ª Emissão 1ª Série	(228.540)	Variação CDI	(30.773)	(38.466)	(46.159)
	(696.028)		(93.870)	(117.336)	(140.804)
Ativo Indenizável ⁽²⁾	843.903	Variação IGP-M	48.271	60.339	72.407
Debêntures - 5ª Emissão 2ª Série	(247.816)	Variação IPCA	(14.844)	(18.555)	(22.266)
Debêntures - 6ª Emissão 2ª Série	(127.183)	Variação IPCA	(7.618)	(9.523)	(11.427)
Debêntures - 6ª Emissão 3ª Série	(420.963)	Variação IPCA	(25.216)	(31.520)	(37.824)
Financiamentos - Finep 5º Ciclo	(7.773)	Variação TJLP	(544)	(680)	(816)
Financiamentos - BNDES	(362.379)	Variação TJLP	(25.367)	(31.708)	(38.050)
Redução (aumento)			(119.188)	(148.983)	(178.780)



Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

⁽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.

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 2015, o saldo do contas a receber vencido apresentou aumento de R\$ 135.283 quando comparado com 31 de dezembro de 2014. O índice de inadimplência no encerramento do período foi de 6,0% (4,1% em 31 de dezembro de 2014).

Para intensificar a recuperação da inadimplência, a Companhia atua por meio de: (i) programas de renegociação dos débitos pendentes atrelados a garantias; (ii) negatização de clientes em empresas de proteção ao crédito; (iii) corte do fornecimento de energia elétrica, em conformidade com a regulamentação vigente; (iv) contratação dos serviços de empresas especializadas na cobrança de contas em atraso e (v) cobrança judicial. Adicionalmente, a Companhia vem desenvolvendo novas tecnologias com o objetivo de fornecer outras formas de pagamento aos clientes, por exemplo, disponibilidade de pagamento com cartão de débito e parcelamento com cartão de crédito.

Risco da revisão e do reajuste das tarifas de fornecimento

Alterações na metodologia vigente devem ser amplamente discutidas através de Audiência Pública 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, a Elektro apresentou uma insuficiência contratual média anual de 9,1% em 2014, que poderá sofrer redução retroativa em função do efeito da Liminar nº 0009500-90.2013.4.01.4100 a favor do Consórcio Energia Sustentável do Brasil S/A(ESBR), responsável pela Usina UHE Jirau.

Além disso, para suprir o mercado de 2015 e os próximos anos, parte do volume necessário já foi adquirido em leilões ocorridos em anos anteriores, assim como nos leilões realizados em 2014 e 2015: (i) 19º Leilão de Energia Nova A-3, ocorrido em 6 de junho de 2014, com a aquisição de 5,77 MWmed e início de suprimento a partir de janeiro de 2017; (ii) 20º Leilão de Energia Nova A-5, ocorrido em 28 de novembro de 2014, com a aquisição de 119,98 MWmed e início de suprimento a partir de janeiro de 2019; (iii) 14º Leilão de Energia Existente A-1 ocorrido em 05 de dezembro de 2014, com a aquisição de 27,96 MWmed e início de suprimento a partir de janeiro de 2015; (iv) para suprir parte do mercado de 2015, ocorreu em 15 de janeiro de 2015 o 18º Leilão de Ajuste com a aquisição de 51,3 MWmed, sendo: 4,5 MWmed com período de suprimento de 1º de janeiro a 31 de março de 2015 e 46,7 MWmed com período de suprimento de 1º de janeiro a 30 de junho de 2015; (v) 3º Leilão de Fontes Alternativas, ocorrido em 27 de abril de 2015, com aquisição de 0,41 MWmed e início de suprimento a partir de 1º de julho de 2017 (vi) alocação de novas cotas de garantia física com suprimento principalmente a partir de julho de 2015, devido ao fim da vigência dos contratos de geração.



Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

Como resultado a Elektro apresentou uma insuficiência contratual involuntária média no primeiro semestre de 2015 de 4,9% e esta insuficiência será reduzida a partir de julho de 2015, em virtude da alocação de novas cotas de energia compulsória a ser realizada pela ANEEL. Conforme legislação vigente, esta exposição é considerada involuntária, portanto não implicará em penalidades e seu custo será repassado integralmente dentro dos processos tarifários.

De 2016 em diante, o volume deverá ser contratado através de leilões específicos a serem realizados em 2015 e próximos anos, conforme previsto na legislação vigente ou através de outros mecanismos de compra de energia disponíveis.

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 160 sistemas de auto restabelecimento '*Self Healings*', que transferem de forma automática trechos desenergizados para fontes alternativas evitando desligamentos de longa duração. Esses sistemas beneficiam atualmente 376.000 consumidores.

Como ações para reduzir o número de unidades consumidoras atingidas, a Elektro mantém consistente programa de manutenção preventiva, atuando em média em 18 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 2,7 mil km de redes compactas com cabos protegidos, nos últimos 10 anos.

Risco de racionamento

A Elektro, por ser uma empresa distribuidora, depende diretamente da energia elétrica que lhe é suprida pelas empresas de geração para atender seus consumidores. A matriz energética brasileira é composta principalmente por hidrelétricas, o que implica em uma forte dependência do volume de chuva incidente nos reservatórios e sua capacidade de armazenamento. Devido a baixa afluência ocorrida ao longo de 2014, inclusive no período chuvoso (a ENA – Energia Natural Afluente – de dezembro/14 realizou em 84% da média histórica), os reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste se apresentaram no último ano com um baixo índice de volume armazenado (aproximadamente 19,3% da capacidade). Até o final do primeiro semestre, houve uma recuperação do nível dos reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste para 36,6% da capacidade. A Companhia espera que seu equilíbrio econômico financeiro seja mantido, mesmo em um cenário de eventuais medidas de redução, racionalização de consumo ou fornecimento de energia.

Adicionalmente, estão em vigor campanhas de racionalização do consumo de energia promovidas pelo governo e foi publicada, em 10 de março de 2015, a Portaria MME nº44, que determina que as distribuidoras devem realizar Chamada Pública para incentivo à geração própria de unidades consumidoras, visando contribuir com a segurança de suprimento de energia no curto prazo. Para os contratos que forem firmados através da Chamada Pública em questão, o período de suprimento é até 18 de dezembro de 2015. Importante destacar que o incentivo ao aumento do montante de geração própria não deve alterar o mercado faturado nas distribuidoras, mitigando assim possíveis impactos no caixa das empresas.



Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

Índices financeiros

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

Índices	Variação % acumulada nos períodos	
	30/06/2015	30/06/2014
Taxa de câmbio R\$/US\$ ⁽¹⁾	3,1026	2,2025
Valorização (desvalorização) do Real frente ao Dólar	-16,81%	5,98%
IGP-M	4,33%	2,45%
IPCA	6,17%	3,75%
TJLP	2,83%	2,53%
Selic	5,94%	5,00%
CDI	5,92%	4,95%

(1) Cotação em 30 de junho de 2015.

Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97



DIRETORIA

MARCIO HENRIQUE FERNANDES
DIRETOR PRESIDENTE

SIMONE 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

FABRICIA LANI DE ABREU
DIRETORA DE RECURSOS HUMANOS E SUSTENTABILIDADE

ROGERIO ASCHERMANN MARTINS
DIRETOR DE TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO E SERVIÇOS CORPORATIVOS

JULIANO PANSANATO DE SOUZA
GERENTE DE CONTABILIDADE, PLANEJAMENTO E ANÁLISES FINANCEIRAS

WEDSON ROMERO PERES
CONTADOR
CRC 1SP222804/O-9

Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97



COMPOSIÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO EM 30 DE JUNHO DE 2015

PRESIDENTE

FRANCISCO JAVIER VILLALBA SANCHEZ

CONSELHEIROS

EDUARDO CAPELASTEGUI SAIZ

MARIO JOSÉ RUIZ-TAGLE LARRAIN

FERNANDO ARRONTE VILLEGAS

JUSTO GARZON ORTEGA

JUAN MANUEL EGUIAGARY UCELAY

VICENTE DONIZETI DOS SANTOS

Comentário Sobre o Comportamento das Projeções Empresariais

PROJEÇÕES DIVULGADAS EM 2014 E CONFRONTO COM OS RESULTADOS REALIZADOS NO 2º TRIMESTRE DE 2015

1. Investimentos

Os valores de investimentos previstos são destinados à expansão, melhorias e preservação do sistema elétrico e suporte operacional. Tais investimentos visam à contínua melhoria do desempenho operacional da Companhia, suportados pelas premissas de qualidade, produtividade e segurança, e estão dentro do nível histórico de investimentos realizados pela Companhia. A atual projeção considera investimentos líquidos de despesas de pessoal capitalizadas e exclui investimentos realizados com recursos de terceiros.

Em relação ao acumulado de janeiro a junho de 2015, observou-se que o valor realizado foi de R\$ 141,0 milhões, próximo ao valor projetado para o período. Para os anos de 2015 e 2016 as projeções divulgadas de R\$ 249,0 milhões e R\$ 260,0 milhões foram revisadas de acordo com o quadro abaixo:

<i>R\$ Milhões</i>	Plano 2014-2018	Plano 2015-2019	Plano 2014-2018	Plano 2015-2019
Capex por Categoria (sem capitalização)	2015		2016	
Expansão (Novas ligações, obras de subestações e linhas de transmissão e Programas de Universalização)	141,0	149,1	152,8	183,5
Preservação do Negócio	45,6	42,2	42,7	36,3
Melhorias e atualizações tecnológicas	14,1	13,6	14,1	20,8
Suporte Operacional (Programas de Tecnologia da Informação, Infraestrutura e Frota)	32,0	44,0	33,2	38,6
Outros (Varejo)	3,3	2,8	3,5	2,9
Obras de Transmissão no âmbito da distribuidora		3,9		22,6
Capitalização	30,3	22,7	32,0	24,1
Obrigações Especiais	(17,3)	(17,3)	(18,3)	(18,4)
Total (líquido de despesas de pessoal capitalizadas)*	249,0	260,9	260,0	310,4

Os investimentos realizados no primeiro semestre de 2015 foram superiores aos de 2014 principalmente pelo aumento de novas ligações e à expansão de subestações.

2. Despesas Operacionais, Gerais e Administrativas

Os valores de despesas da Companhia previstos referem-se aos gastos operacionais com pessoal, material, serviços de terceiros e outros, não incluídos nesses valores as provisões. Esses valores consideram premissas de inflação média de 6 % a.a. e a manutenção da busca contínua de melhoria e esforços para redução dos custos operacionais adotadas desde 2012 pela Companhia.

No acumulado de janeiro a junho de 2015 observou-se que o valor realizado foi de R\$ 250,8 milhões, um desvio a maior de 4,0% em relação ao valor projetado, correspondendo a um montante de R\$ 9,7 milhões acima do projetado para o ano, variação relacionada principalmente às despesas com materiais (operações) e frota. Para os anos de 2015 e 2016 as projeções divulgadas de R\$ 471,0 milhões e R\$ 495,0 milhões também estão mantidas.

Pareceres e Declarações / Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva

Relatório sobre a revisão de informações trimestrais

Aos Acionistas, Conselheiros e Diretores da

Elektro Eletricidade e Serviços S.A.

Campinas - SP

Introdução

Revisamos as informações contábeis intermediárias da Elektro Eletricidade e Serviços S.A. ("Companhia"), contidas no Formulário de Informações Trimestrais (ITR), referentes ao trimestre findo em 30 de junho de 2015, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de junho de 2015 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para os períodos de três e seis meses findos naquela data, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de seis meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A Administração da Companhia é responsável pela elaboração das informações contábeis intermediárias de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21(R1) - Demonstração Intermediária e com a norma internacional IAS 34 - Interim Financial Reporting, emitida pelo International Accounting Standards Board - IASB, assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais (ITR). Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações contábeis intermediárias com base em nossa revisão.

Alcance da revisão

Conduzimos nossa revisão de acordo com as normas brasileiras e internacionais de revisão de informações intermediárias (NBC TR 2410 - Revisão de Informações Intermediárias Executada pelo Auditor da Entidade e ISRE 2410 - Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity, respectivamente). Uma revisão de informações intermediárias consiste na realização de indagações, principalmente às pessoas responsáveis pelos assuntos financeiros e contábeis e na aplicação de procedimentos analíticos e de outros procedimentos de revisão. O alcance de uma revisão é significativamente menor do que o de uma auditoria conduzida de acordo com as normas de auditoria e, conseqüentemente, não nos permitiu obter segurança de que tomamos conhecimento de todos os assuntos significativos que poderiam ser identificados em uma auditoria. Portanto, não expressamos uma opinião de auditoria.

Conclusão sobre as informações intermediárias

Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de qualquer fato que nos leve a acreditar que as informações contábeis intermediárias incluídas nas informações trimestrais acima referidas não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com o CPC 21(R1) e o IAS 34 aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais - ITR, e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

Outros assuntos

Demonstração do valor adicionado

Revisamos, também, a demonstração do valor adicionado (DVA), referente ao período de seis meses findo em 30 de junho de 2015, preparada sob a responsabilidade da Administração da Companhia, cuja apresentação nas informações intermediárias é requerida de acordo com as normas expedidas pela CVM - Comissão de Valores Mobiliários aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais - ITR e considerada informação suplementar pelas IFRS, que não requerem a apresentação da DVA. Essa demonstração foi submetida aos mesmos procedimentos de revisão descritos anteriormente e, com base em nossa revisão, não temos conhecimento de qualquer fato que nos leve a acreditar que não foi elaborada, em todos os seus aspectos relevantes, de acordo com as informações contábeis intermediárias tomadas em conjunto.

Campinas (SP), 16 de julho de 2015.

ERNST & YOUNG

Auditores Independentes S.S.

CRC-2SP015199/O-6

Adilvo França Junior

Contador CRC-1BA021419/O-4-S-SP