

# 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 - 01/01/2017 à 30/06/2017	9
DMPL - 01/01/2016 à 30/06/2016	10

Demonstração do Valor Adicionado	11
----------------------------------	----

Comentário do Desempenho	12
--------------------------	----

Notas Explicativas	37
--------------------	----

## Pareceres e Declarações

Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva	77
--	----

**Dados da Empresa / Composição do Capital**

<b>Número de Ações (Unidades)</b>	<b>Trimestre Atual 30/06/2017</b>
<b>Do Capital Integralizado</b>	
Ordinárias	91.880.972
Preferenciais	101.878.293
<b>Total</b>	<b>193.759.265</b>
<b>Em Tesouraria</b>	
Ordinárias	0
Preferenciais	0
<b>Total</b>	<b>0</b>

**Dados da Empresa / Proventos em Dinheiro**

<b>Evento</b>	<b>Aprovação</b>	<b>Provento</b>	<b>Início Pagamento</b>	<b>Espécie de Ação</b>	<b>Classe de Ação</b>	<b>Provento por Ação (Reais / Ação)</b>
Assembléia Geral Ordinária	07/04/2017	Dividendo		Ordinária		0,53199
Assembléia Geral Ordinária	07/04/2017	Dividendo		Preferencial		0,58519

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

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Trimestre Atual 30/06/2017</b>	<b>Exercício Anterior 31/12/2016</b>
1	Ativo Total	6.389.512	6.676.133
1.01	Ativo Circulante	2.413.824	2.512.019
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	704.332	899.313
1.01.03	Contas a Receber	1.483.799	1.204.224
1.01.03.01	Clientes	1.036.484	958.439
1.01.03.01.01	Consumidores, parcelamentos de débitos e fornecedores	1.121.023	1.057.363
1.01.03.01.02	Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-84.539	-98.924
1.01.03.02	Outras Contas a Receber	447.315	245.785
1.01.03.02.01	Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	416.827	226.768
1.01.03.02.02	Instrumentos financeiros derivativos	30.488	19.017
1.01.06	Tributos a Recuperar	100.361	87.645
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	100.361	87.645
1.01.06.01.01	Tributos a compensar	38.575	31.842
1.01.06.01.02	Imposto de Renda e Contribuição Social a compensar	61.786	55.803
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	125.332	320.837
1.01.08.03	Outros	125.332	320.837
1.01.08.03.04	Outros créditos	56.453	51.859
1.01.08.03.06	Subsídios Tarifários	68.879	268.978
1.02	Ativo Não Circulante	3.975.688	4.164.114
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	2.132.699	2.282.780
1.02.01.03	Contas a Receber	70.300	209.632
1.02.01.03.01	Clientes	35.907	43.717
1.02.01.03.02	Outras Contas a Receber	34.393	165.915
1.02.01.06	Tributos Diferidos	562.047	601.560
1.02.01.06.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	562.047	601.560
1.02.01.09	Outros Ativos Não Circulantes	1.500.352	1.471.588
1.02.01.09.05	Tributos a compensar	84.223	83.541
1.02.01.09.07	Depósitos judiciais	84.997	127.360
1.02.01.09.08	Ativo Indenizável (concessão)	1.196.555	1.074.026
1.02.01.09.09	Outros créditos	42.752	42.665
1.02.01.09.10	Instrumentos financeiros derivativos	91.825	143.996
1.02.03	Imobilizado	7.650	9.596
1.02.03.02	Imobilizado Arrendado	7.650	9.596
1.02.04	Intangível	1.835.339	1.871.738
1.02.04.01	Intangíveis	1.835.339	1.871.738
1.02.04.01.01	Contrato de Concessão	1.835.339	1.871.738

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

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Trimestre Atual 30/06/2017</b>	<b>Exercício Anterior 31/12/2016</b>
2	Passivo Total	6.389.512	6.676.133
2.01	Passivo Circulante	2.222.593	2.183.529
2.01.01	Obrigações Sociais e Trabalhistas	57.537	66.375
2.01.01.02	Obrigações Trabalhistas	57.537	66.375
2.01.02	Fornecedores	420.436	418.415
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	366.023	372.475
2.01.02.02	Fornecedores Estrangeiros	54.413	45.940
2.01.03	Obrigações Fiscais	154.636	159.667
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	32.360	36.285
2.01.03.01.02	Contribuição para o financiamento da seguridade social - COFINS	25.035	28.373
2.01.03.01.03	Programa de integração social - PIS	5.420	6.116
2.01.03.01.04	Impostos retidos na fonte	1.905	1.796
2.01.03.02	Obrigações Fiscais Estaduais	122.276	123.382
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	860.982	649.247
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	625.042	435.267
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	133.607	115.885
2.01.04.01.02	Em Moeda Estrangeira	491.435	319.382
2.01.04.02	Debêntures	235.940	213.980
2.01.05	Outras Obrigações	729.002	889.825
2.01.05.02	Outros	729.002	889.825
2.01.05.02.01	Dividendos e JCP a Pagar	12	117.879
2.01.05.02.04	Encargos do consumidor	147.849	333.922
2.01.05.02.07	Obrigações P&D e eficiência energética	54.138	47.438
2.01.05.02.09	Outros passivos	64.000	58.313
2.01.05.02.10	Valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros	461.819	332.273
2.01.05.02.11	Instrumentos Financeiros Passivos	1.184	0
2.02	Passivo Não Circulante	2.137.566	2.494.310
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	1.783.376	2.083.719
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	1.099.958	1.413.912
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	448.622	491.807
2.02.01.01.02	Em Moeda Estrangeira	651.336	922.105
2.02.01.02	Debêntures	683.418	669.807
2.02.02	Outras Obrigações	216.330	264.324
2.02.02.02	Outros	216.330	264.324
2.02.02.02.04	Obrigações P&D e eficiência energética	20.884	19.763
2.02.02.02.06	Outros passivos	5.322	9.582
2.02.02.02.07	Valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros	181.728	234.979
2.02.02.02.08	Instrumentos Financeiros Passivos	8.396	0
2.02.04	Provisões	137.860	146.267
2.02.04.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	137.860	146.267
2.02.04.01.01	Provisões Fiscais	40.769	39.079
2.02.04.01.02	Provisões Previdenciárias e Trabalhistas	36.071	41.742
2.02.04.01.04	Provisões Cíveis	38.673	35.932
2.02.04.01.05	Desapropriações e servidões	11.740	11.128
2.02.04.01.06	Regulatórias	10.607	18.386

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

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Trimestre Atual 30/06/2017</b>	<b>Exercício Anterior 31/12/2016</b>
2.03	Patrimônio Líquido	2.029.353	1.998.294
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
2.03.04	Reservas de Lucros	171.422	279.920
2.03.04.01	Reserva Legal	171.422	171.422
2.03.04.08	Dividendo Adicional Proposto	0	108.498
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	139.557	0

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

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Trimestre Atual 01/04/2017 à 30/06/2017</b>	<b>Acumulado do Atual Exercício 01/01/2017 à 30/06/2017</b>	<b>Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/04/2016 à 30/06/2016</b>	<b>Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2016 à 30/06/2016</b>
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	1.240.449	2.445.500	1.163.097	2.302.182
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-1.069.156	-2.040.955	-1.008.827	-1.935.736
3.02.01	Energia comprada para revenda	-818.717	-1.548.281	-785.125	-1.474.516
3.02.02	Custos operacionais	-111.765	-227.150	-98.879	-213.287
3.02.03	Depreciações e Amortizações	-973	-1.944	-976	-1.953
3.02.04	Amortização de Ativo Intangível	-43.123	-85.814	-42.294	-84.039
3.02.05	Custo de construção	-94.578	-177.766	-81.553	-161.941
3.03	Resultado Bruto	171.293	404.545	154.270	366.446
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-54.036	-116.461	-59.969	-129.310
3.04.01	Despesas com Vendas	-4.408	-11.661	-5.821	-11.807
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-17.137	-41.103	-17.333	-37.819
3.04.05	Outras Despesas Operacionais	-32.491	-63.697	-36.815	-79.684
3.04.05.01	Outras despesas operacionais líquidas	-32.491	-63.697	-36.815	-79.684
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	117.257	288.084	94.301	237.136
3.06	Resultado Financeiro	-35.029	-68.080	-31.369	-70.610
3.06.01	Receitas Financeiras	35.018	78.358	61.215	119.010
3.06.02	Despesas Financeiras	-70.047	-146.438	-92.584	-189.620
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	82.228	220.004	62.932	166.526
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-32.295	-82.812	-24.417	-63.064
3.08.01	Corrente	-13.954	-44.518	1.293	-13.007
3.08.02	Diferido	-18.341	-38.294	-25.710	-50.057
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	49.933	137.192	38.515	103.462
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	49.933	137.192	38.515	103.462
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)				
3.99.01	Lucro Básico por Ação				
3.99.01.01	PN	0,26932	0,73995	0,20773	0,55803
3.99.01.02	ON	0,24483	0,67268	0,18885	0,50730

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

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Trimestre Atual 01/04/2017 à 30/06/2017</b>	<b>Acumulado do Atual Exercício 01/01/2017 à 30/06/2017</b>	<b>Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/04/2016 à 30/06/2016</b>	<b>Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2016 à 30/06/2016</b>
4.01	Lucro Líquido do Período	49.933	137.192	38.515	103.462
4.02	Outros Resultados Abrangentes	1.183	2.365	468	936
4.02.05	Efeito do limite do ativo de benefício definido	1.792	3.584	709	1.418
4.02.06	Tributo diferido sobre ajustes atuariais	-609	-1.219	-241	-482
4.03	Resultado Abrangente do Período	51.116	139.557	38.983	104.398

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

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Acumulado do Atual Exercício 01/01/2017 à 30/06/2017</b>	<b>Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2016 à 30/06/2016</b>
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	304.997	602.244
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	486.235	496.579
6.01.01.01	Lucro líquido do período	137.192	103.462
6.01.01.02	Provisão para créditos de liquidação duvidosa	38.114	50.488
6.01.01.03	Juros e variações monetárias e cambiais	132.732	181.222
6.01.01.04	Depreciações e amortizações	87.758	85.992
6.01.01.05	Perda na baixa de ativos intangíveis e financeiros indenizáveis	13.319	9.575
6.01.01.06	Plano de pensão	3.584	1.418
6.01.01.08	Provisão para ações judiciais e regulatórias	16.822	28.850
6.01.01.09	Tributos diferidos	38.294	50.057
6.01.01.10	Ajustes do fluxo de caixa estimado	-8.696	-44.726
6.01.01.11	Programa de P&D e eficiência energética	22.634	25.420
6.01.01.12	Pagamentos baseados em ações	4.482	4.821
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	-181.238	105.665
6.01.02.01	Contas a receber	-108.349	60.388
6.01.02.03	Tributos a compensar	-13.398	-30.838
6.01.02.05	Outros créditos	32.810	-8.272
6.01.02.06	Juros pagos (empréstimos, debêntures e arrendamento mercantil)	-64.948	-106.352
6.01.02.07	Fornecedores e supridores de energia elétrica	2.021	-211.126
6.01.02.08	Tributos a recolher	31.244	-46.863
6.01.02.09	Imposto de renda e contribuição social pagos	-36.275	-14.784
6.01.02.10	Pagamento de ações judiciais e regulatórias	-26.013	-14.103
6.01.02.12	Programa de P&D e eficiência energética	-18.461	-24.029
6.01.02.13	Outros passivos	-11.653	-2.309
6.01.02.14	Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	-58.537	243.682
6.01.02.15	Valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros	76.295	297.685
6.01.02.16	Subsídios tarifários e encargos do consumidor	14.026	-37.414
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-177.026	-150.560
6.02.01	Adições ao ativo intangível, ativo indenizável e imobilizado	-177.766	-161.942
6.02.02	Valor recebido na baixa do ativo intangível, ativo indenizável e imobilizado	1.199	5.559
6.02.04	Caução de fundos e depósitos vinculados	-459	5.823
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	-322.952	-342.885
6.03.03	Amortização de empréstimos, debêntures e arrendamento mercantil (principal)	-276.141	-198.103
6.03.04	Captação de empréstimos	179.554	26.135
6.03.05	Dividendos e juros sobre capital próprio pagos	-226.365	-170.917
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	-194.981	108.799
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	899.313	785.146
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	704.332	893.945

**DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2017 à 30/06/2017****(Reais Mil)**

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Capital Social Integralizado</b>	<b>Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria</b>	<b>Reservas de Lucro</b>	<b>Lucros ou Prejuízos Acumulados</b>	<b>Outros Resultados Abrangentes</b>	<b>Patrimônio Líquido</b>
5.01	Saldos Iniciais	952.492	765.882	279.920	0	0	1.998.294
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	952.492	765.882	279.920	0	0	1.998.294
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	139.557	0	139.557
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	137.192	0	137.192
5.05.03	Reclassificações para o Resultado	0	0	0	2.365	0	2.365
5.05.03.02	Ganhos e Perdas atuariais líquida	0	0	0	0	2.365	2.365
5.05.03.03	Reclassificação requerida parágrafo 122 CPC 33	0	0	0	2.365	-2.365	0
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	-108.498	0	0	-108.498
5.06.04	Dividendos adicionais propostos	0	0	-108.498	0	0	0
5.07	Saldos Finais	952.492	765.882	171.422	139.557	0	2.029.353

**DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2016 à 30/06/2016****(Reais Mil)**

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Capital Social Integralizado</b>	<b>Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria</b>	<b>Reservas de Lucro</b>	<b>Lucros ou Prejuízos Acumulados</b>	<b>Outros Resultados Abrangentes</b>	<b>Patrimônio Líquido</b>
5.01	Saldos Iniciais	952.492	765.882	244.071	0	0	1.962.445
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	952.492	765.882	244.071	0	0	1.962.445
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	104.398	0	104.398
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	103.462	0	103.462
5.05.03	Reclassificações para o Resultado	0	0	0	936	0	936
5.05.03.02	Ganhos e Perdas atuariais líquida	0	0	0	0	936	936
5.05.03.03	Reclassificação requerida parágrafo 122 CPC 33	0	0	0	936	-936	0
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	-72.649	0	0	-72.649
5.06.04	Dividendos adicionais propostos	0	0	-72.649	0	0	-72.649
5.07	Saldos Finais	952.492	765.882	171.422	104.398	0	1.994.194

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

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Acumulado do Atual Exercício 01/01/2017 à 30/06/2017</b>	<b>Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2016 à 30/06/2016</b>
7.01	Receitas	3.810.199	4.014.267
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	3.545.720	4.287.802
7.01.02	Outras Receitas	264.479	-273.535
7.01.02.01	Receita de construção	177.766	161.941
7.01.02.02	Provisão para créditos de liquidação duvidosa, líquida	-30.099	-45.927
7.01.02.03	Outras receitas	1.279	2.209
7.01.02.04	Valores a receber (a devolver) de Parcela A e outros itens financeiros	115.533	-391.758
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-2.042.037	-1.956.252
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-1.793.672	-1.718.894
7.02.04	Outros	-248.365	-237.358
7.02.04.01	Custo de construção	-177.766	-161.941
7.02.04.02	Outros custos operacionais	-70.599	-75.417
7.03	Valor Adicionado Bruto	1.768.162	2.058.015
7.04	Retenções	-87.760	-85.992
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-87.760	-85.992
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	1.680.402	1.972.023
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	100.767	105.546
7.06.02	Receitas Financeiras	100.767	105.546
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	1.781.169	2.077.569
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	1.781.169	2.077.569
7.08.01	Pessoal	146.394	130.839
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	825.811	1.067.557
7.08.02.01	Federais	239.215	325.741
7.08.02.02	Estaduais	586.338	741.399
7.08.02.03	Municipais	258	417
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	671.772	775.711
7.08.03.03	Outras	671.772	775.711
7.08.03.03.01	Encargos setoriais e outros	503.363	600.021
7.08.03.03.02	Despesas financeiras e variações monetárias e cambiais	168.409	175.690
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	137.192	103.462
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	137.192	103.462

## Comentário do Desempenho



**ELEKTRO REDES S.A.**  
**RESULTADOS | PRIMEIRO SEMESTRE 2017**

## Comentário do Desempenho

Resultados em 30 de junho de 2017  
Publicado em 14 de julho de 2017

## DESTAQUES

Resultados Econômico-Financeiros (R\$ mil) <sup>(1)</sup>	1SEM 17	1SEM 16	Variação <sup>(1)</sup>	Variação %
Receita Bruta	3.839.019	4.057.984	-218.965	-5,4%
Receita Líquida	2.445.500	2.302.182	143.318	6,2%
Margem Operacional Líquida	719.453	665.725	53.728	8,1%
EBITDA	375.842	323.128	52.714	16,3%
Margem EBITDA	15,4%	14,0%	1,3 p.p.	9,5%
Lucro Líquido	137.192	103.462	33.730	32,6%
Dívida Líquida	1.860.300	1.731.764	128.535	7,4%
Investimentos	150.366	148.966	1.400	0,9%

Outros Resultados	1SEM 17	1SEM 16	Variação	Variação %
Volume de fornecimento para mercado cativo (GWh)	5.487	5.985	-498	-8,3%
Consumo de energia na área de concessão (GWh)	8.262	7.928	334	4,2%
Número de Clientes (mil)	2.576	2.528	47	1,9%
DEC anualizado (horas)	8,13	8,77	-0,64	-7,3%
FEC anualizado (interrupções)	4,70	4,79	-0,09	-1,9%
Perdas de Distribuição (%)	7,91%	7,97%	-0,6 p.p.	-0,8%
Rating corporativo (Standard & Poor's)	brAA-	brAA-	-	-

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

- A Elektro Redes foi consagrada mais uma vez pelo Prêmio Abradee 2017 como a Melhor Distribuidora de Energia Elétrica do País, destacando-se nas categorias de Qualidade da Gestão, Gestão Econômico-financeira e Gestão Operacional. Esta é 8ª vez que a Elektro vence a categoria Nacional, a 12ª que recebe o prêmio de Gestão Operacional, 3ª de Qualidade da Gestão e 3ª de Gestão Econômico-financeira;
- A Companhia foi eleita, pela terceira vez consecutiva, como a Melhor Empresa para se trabalhar na América Latina pela *Great Place to Work*. A empresa foi destaque entre 20 países e se sagrou campeã em um ranking composto por outras 1.421 empresas;
- O EBITDA encerrou o período em R\$ 375.842 mil, um aumento de 16,3% em relação ao primeiro semestre de 2016 (R\$ 323.128 mil) em função majoritariamente do: (i) crescimento de 4,2 % do mercado total (clientes cativos e livres); e (ii) Reajuste Tarifário de agosto de 2016, que gerou impacto positivo de 5% ao longo do ano na Parcela B;
- A Elektro Redes registrou Lucro Líquido de R\$ 137.192 mil no primeiro semestre de 2017, 32,6% acima do resultado de junho de 2016 (R\$ 103.462 mil), impactado basicamente pelos efeitos positivos do EBITDA, gestão eficiente de seu caixa e desaceleração dos indicadores econômicos e indexadores de sua dívida;
- Seguindo sua política de gestão eficiente de caixa, a Elektro Redes continua atuando na captação de recursos a custos atrativos, sendo destaque deste semestre: (i) em 05 de julho de 2017, recebeu liberação da segunda parcela do financiamento junto ao Banco Europeu de Investimentos (BEI), com crédito dos recursos no valor de R\$ 148.869 mil, ao custo de 88,35% do CDI e prazo de 10 anos; e (ii) em 26 de maio, captou R\$ 63.250 mil por meio da linha de crédito do Banco Tokyo-Mitsubishi, via Lei 4131, pelo prazo de 3 anos, ao custo de 104,9% do CDI.

**Comentário do Desempenho**

Resultados em 30 de junho de 2017  
Publicado em 14 de julho de 2017

**ÍNDICE**

1.	A ELEKTRO REDES E O MERCADO DE CAPITALIS .....	1
1.1.	Controle .....	1
1.2.	Composição Acionária .....	1
2.	RELAÇÕES COM INVESTIDORES .....	1
3.	AMBIENTE ECONÔMICO .....	2
4.1.	Reajuste Tarifário .....	1
4.2.	Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) .....	4
4.3.	Bandeiras Tarifárias .....	5
4.4.	Processo de ajuste nas tarifas – EER Angra III .....	6
4.5.	Sobrecontratação de energia .....	6
5.	DESEMPENHO COMERCIAL .....	8
6.	RESULTADOS .....	10
6.1.	Dividendos e Juros sobre Capital Próprio .....	14
7.	ESTRUTURA DE CAPITAL .....	14
7.1.	Covenants Financeiros .....	14
8.	CLASSIFICAÇÃO DE RISCO .....	15
9.	POLÍTICA DE UTILIZAÇÃO DE INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS .....	15
10.	FLUXO DE CAIXA .....	16
11.	INVESTIMENTO E MODERNIZAÇÃO .....	18
12.	DESEMPENHO OPERACIONAL .....	18
12.1.	DEC e FEC .....	18
12.2.	Perdas na Distribuição (*) .....	19
13.	RECONHECIMENTOS .....	20

## Comentário do Desempenho

Resultados em 30 de junho de 2017  
Publicado em 14 de julho de 2017

### 1. A ELEKTRO REDES E O MERCADO DE CAPITAIS

A **Elektro Redes S.A.** ("Elektro Redes" ou "Companhia") é uma sociedade anônima de capital aberto, registrada na Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e listada na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (nova razão social da BM&FBovespa – 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.

#### 1.1. Controle

Em 08 de junho de 2017, a Elektro Redes divulgou ao mercado um Fato Relevante informando um acordo de associação para regular a incorporação da Elektro Holding S.A, atual controladora da Elektro Redes, pela Neoenergia S.A. ("Neoenergia").

Esclareceu que a operação será estruturada mediante a incorporação da Elektro Holding pela Neoenergia, com o consequente aumento do

capital social da Neoenergia, e que a consumação da Operação está condicionada à verificação de algumas condições suspensivas usuais nesse tipo de operação, dentre as quais a obtenção da aprovação pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE, bem como a aprovação da assembleia geral de acionistas da Neoenergia e da Elektro Holding.

Em 30 de junho de 2017, a Elektro Redes publicou ao mercado novo Fato Relevante esclarecendo as condições da Operação, bem como os principais benefícios, custos, riscos da incorporação e critérios da relação de substituição das ações da Elektro Holding por ações de emissão da Neoenergia.

#### 1.2. Composição Acionária

Em 30 de junho de 2017, o capital social da Elektro Redes era de R\$ 952.492 mil, dividido em 91.881 mil ações ordinárias e 101.898 mil ações preferenciais, conforme tabela abaixo:

ACIONISTA	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais		Total de Ações	
	Qtde.	Part (%)	Qtde.	Part (%)	Qtde.	Part (%)
<b>Elektro Holding S.A.</b>	91.855.825	99,97%	101.279.596	99,41%	193.135.421	99,68%
<b>Acionistas Minoritários</b>	25.147	0,03%	598.697	0,59%	623.844	0,32%
<b>TOTAL</b>	<b>91.880.972</b>	<b>100,00%</b>	<b>101.878.293</b>	<b>100,00%</b>	<b>193.759.265</b>	<b>100,00%</b>
<b>Participação sobre o total de Ações</b>		<b>47,42%</b>		<b>52,58%</b>		<b>100,00%</b>

### 2. RELAÇÕES COM INVESTIDORES

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

## Comentário do Desempenho

Resultados em 30 de junho de 2017  
Publicado em 14 de julho de 2017

### 3. AMBIENTE ECONÔMICO

O cenário econômico nacional no primeiro semestre continua desafiador, ainda impactado pelo cenário político instável, mas com alguns sinais de melhora se comparado aos últimos trimestres. Com a divulgação oficial do PIB para o primeiro trimestre de 2017, que apresentou um crescimento de 1,0% quando comparado ao trimestre anterior, o país interrompe uma série de oito quedas consecutivas do índice. Nesse resultado, destacamos a *performance* do setor de agronegócio, que registrou a maior expansão em 20 anos (13,4%). O setor industrial apresentou crescimento de 0,9% no primeiro trimestre, o que pode indicar uma retomada da atividade econômica. Por outro lado, a taxa de investimento como proporção do PIB encerrou o período em 15,6%, o menor patamar da série histórica.

Por sua vez, os investimentos estrangeiros diretos (IED) voltados ao setor produtivo continuam apresentando variação positiva, registrando 8,48% de crescimento quando comparados ao mesmo período de 2016: de janeiro a maio de 2017, somaram US\$ 32,5 bilhões (US\$ 29,9 bilhões em 2016). Apesar da maior entrada de divisas no período, o cenário político instável continua trazendo volatilidade para o mercado de câmbio.

O Índice Geral de Preços ao Mercado (IGP-M) acumulado do primeiro semestre fechou em -1,96% a.a. em junho de 2017, reduzindo em 7,87 pontos percentuais se comparado ao mesmo período de 2016. Com relação ao Índice Geral de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), o indicador encerrou o primeiro semestre em 1,18%

(no mesmo período em 2016, o índice registrou 4,42%), queda de 3,23 pontos percentuais, ambos indicadores refletem o lento processo de recuperação da atividade econômica.

Com a redução dos índices de inflação, o Comitê de Política Monetária (Copom), visando estimular o consumo e investimento, continuou reduzindo a taxa básica de juros (SELIC), movimento iniciado em outubro de 2016, resultando em uma queda de 4,0 pontos percentuais até maio de 2017 – saindo de 14,25% a.a. para 10,25% a.a. em 31 de maio de 2017.

Outra medida de estímulo ao investimento foi a redução de Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), pelo Conselho Monetário Nacional (CMN) que, em 30 de março reduziu de 7,5% para 7,0% ao ano o principal indexador de empréstimos do BNDES. A nova taxa está fixada até 30 de setembro de 2017, segundo definição do CMN em 30 de junho de 2017.

Com relação ao comércio exterior, segundo apuração do Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio (MDIC), o saldo acumulado da Balança Comercial em junho de 2017 foi um superávit de US\$ 36,3 bilhões, ultrapassando em US\$ 12,6 bilhões o resultado acumulado de junho de 2016. No período, as exportações somaram US\$ 107,7 bilhões, 17,5% acima do apurado até junho de 2016 (US\$ 90,3 bilhões), principalmente impactadas pela exportação de soja, minério de ferro e petróleo; já as importações somaram US\$ 71,5 bilhões, aumento de 7,3% em relação a 2016 (US\$ 66,6 bilhões).

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

**Comentário do Desempenho**

**Resultados em 30 de junho de 2017**  
**Publicado em 14 de julho de 2017**

INDICADORES	Variação Acumulada		
	1SEM 17	1SEM 16	Variação
Taxa de Câmbio R\$/US\$ <sup>(1)</sup>	3,3082	3,2098	0,0984
Valorização / (desvalorização) cambial - Real em relação ao Dólar <sup>(2)</sup>	-1,51%	17,80%	-19,31 p.p.
IGP-M (Índice Geral de Preços do Mercado) <sup>(2)</sup>	-1,96%	5,91%	-7,87 p.p.
IPCA (Índice de Preços ao Consumidor Amplo) <sup>(2)</sup>	1,18%	4,42%	-3,23 p.p.
CDI Médio (Certificado de Depósitos Interbancários) <sup>(2)</sup>	5,65%	6,72%	-1,07 p.p.
TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo) <sup>(2)</sup>	3,56%	3,68%	-0,12 p.p.

<sup>(1)</sup> Cotação no encerramento do período.

<sup>(2)</sup> Taxa acumulada no primeiro semestre.

## 4. CENÁRIO DO SETOR ELÉTRICO E AMBIENTE REGULATÓRIO

O Contrato de Concessão estabelece que a Elektro Redes passará pelo processo de Revisão Tarifária a cada quatro anos e reajustes anuais entre os anos de revisões, sendo 27 de agosto a data de atualização de suas tarifas; além de Revisões Tarifárias Extraordinárias (RTE), quando houver necessidade de reequilíbrio econômico-financeiro. A Revisão Tarifária tem como objetivo preservar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, estimulando o aumento da eficiência e a qualidade do serviço prestado pela Distribuidora, assegurando uma tarifa justa para os consumidores, além de preservar a atratividade financeira para os investidores. A última revisão tarifária da companhia foi concluída em 27 de agosto de 2015, e considerou as novas metodologias aprovadas pela ANEEL: elevação do Custo de Capital – WACC (*Weighted Average Capital Cost* ou Custo Médio Ponderado de Capital) líquido de impostos de 7,50% a.a. (no 3º Ciclo de Revisões Tarifárias) para 8,09% a.a., o que representou um ajuste na remuneração do capital; Custos Operacionais; Perdas Técnicas e Não Técnicas de Energia; Fator X (índice que transfere parte dos ganhos de eficiência das distribuidoras com os consumidores); Outras Receitas e Receitas Irrecuperáveis. Desta forma, a

Revisão Tarifária resultou em uma elevação média nas tarifas de 4,20%, estabelecida pela recomposição dos custos não gerenciáveis (Parcela A) e pela revisão dos custos gerenciáveis (Parcela B).

### 4.1. Reajuste Tarifário

O Reajuste Tarifário reestabelece o poder de compra da concessionária por meio da correção pela inflação dos custos com a distribuição sob gestão da Distribuidora (Parcela B), deduzidos do Fator X.

Em 27 de agosto de 2016 ocorreu o Reajuste Tarifário Anual da Elektro Redes, homologado pela Resolução nº 2.125 de 23 de agosto de 2016. Neste reajuste foram atualizados os custos não gerenciáveis da distribuidora (Parcela A), repassados em sua totalidade para a tarifa dos consumidores. Nesse sentido, a redução de alguns componentes, como o preço da tarifa de energia de Itaipu, aliada à redução do encargo da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE (vide nota 3.2) culminou em uma redução média das tarifas aos consumidores de 13,40%. Ressalta-se que a parcela que remunera os custos gerenciados pela distribuidora (Parcela B), obteve reajuste positivo devido à atualização pela inflação registrada no período (IGP-M), descontada do Fator X (efeito de 5,0% ao longo do ano). Assim, a redução nas tarifas praticadas, no que tange a atualização da Parcela A e Outros Itens Financeiros, não afeta a

## Comentário do Desempenho

Resultados em 30 de junho de 2017  
Publicado em 14 de julho de 2017

Margem Operacional da Companhia uma vez que o impacto é neutro no resultado.

### 4.2. Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

A CDE é um encargo setorial criado em 2002 destinado à promoção do desenvolvimento energético em todo o território nacional. Sua arrecadação visa promover a competitividade da energia elétrica produzida por fontes alternativas, a universalização da energia elétrica no país e também suportar os subsídios tarifários destinados a cobrir descontos concedidos na tarifa pelas distribuidoras de energia elétrica a determinadas classes de clientes, além de outros custos. O mecanismo de recomposição do fundo é realizado por meio de cotas mensais homologadas pela ANEEL e recolhidas ao fundo operacionalizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, sendo que este encargo é repassado aos consumidores por meio das tarifas, tendo efeito nulo no resultado da distribuidora. O ressarcimento às distribuidoras relativo aos subsídios tarifários passou a ser operacionalizados pela CCEE a partir de maio de 2017, por força da Lei nº 13.360/2016.

No que tange aos recolhimentos mensais das cotas de CDE, houve no ano de 2015 um descasamento de caixa, pois a Elektro Redes vinha recolhendo integralmente sua cota mensal, e em contrapartida não recebia do fundo a integralidade dos repasses dos valores de subsídios. Assim, em 06 de agosto de 2015, a Companhia obteve ordem liminar, atualmente já confirmada por decisão de Segunda Instância, permitindo que fossem deduzidos dos pagamentos mensais dos encargos, os valores já vencidos e não repassados pelo fundo. No primeiro semestre de 2017, o valor compensado financeiramente totalizou

R\$ 103.683 mil (R\$ 116.445 mil em 30 de junho de 2016), o qual, por se tratar de ordem liminar ainda sujeita a recurso, a Companhia apresentava os saldos a receber e a pagar segregados em seu balanço patrimonial, exceto para os períodos em que obteve recibo de quitação, sendo: (i) agosto de 2015 a janeiro de 2016, no montante de R\$ 230.691mil compensados em março de 2016; e (ii) fevereiro de 2016 a abril de 2017 (no montante de R\$ 283.188 mil compensados em junho de 2017).

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

## Comentário do Desempenho

Resultados em 30 de junho de 2017  
Publicado em 14 de julho de 2017

Nacional dos Consumidores de Energia (ANACE), a Associação Nacional de Fabricantes de Produtos Eletroeletrônicos (ELETROS) e o Sindicato Nacional das Indústrias de Cimento - SNIC também ingressaram com ações similares visando o faturamento diferenciado da cota CDE. Para a Elektro Redes, o montante total deduzido do saldo a pagar até 30 de junho de 2017, relativo a essas liminares, foi de R\$ 8.351 mil (R\$ 14.274 mil em 30 de junho de 2016).

Em 25 de abril de 2017, através da Resolução Homologatória nº 2.231/2017, a ANEEL deduziu os valores da cota mensal da CDE Energia (Conta ACR), encargo relacionado aos empréstimos obtidos pela CCEE para cobrir os custos extraordinários de compra de energia em 2014, a fim de equalizar o nível de reserva de liquidez desta conta. Para Elektro Redes a redução no valor mensal da cota foi de R\$ 6.390 mil a ser aplicada para o período de abril de 2017 a março de 2018. Essa alteração não apresenta impactos no resultado da Companhia visto que qualquer diferença de valor será repassada através da tarifa durante o Reajuste Tarifário anual.

### 4.3. Bandeiras Tarifárias

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

O mecanismo das Bandeiras Tarifárias tem como finalidade indicar ao consumidor se a energia terá um custo mais elevado, em função das condições de geração de energia elétrica, e, de maneira complementar à Revisão Tarifária Extraordinária, visa preservar o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, cobrindo custos adicionais de geração térmica,

Encargo de Serviços de Sistema – ESS, risco hidrológico e os custos com compra de energia no mercado de curto prazo devido à exposição involuntária das distribuidoras. As variações de custos remanescentes, não cobertos pelo mecanismo das Bandeiras Tarifárias, são registradas como Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros para inclusão no próximo processo de Reajuste ou Revisão Tarifária. Do mesmo modo, receitas provenientes de Bandeira Tarifária superiores às necessidades da Companhia são registradas como Valores a Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros para devolução no próximo Reajuste Tarifário ou Revisão Tarifária, tendo a neutralidade assegurada no resultado da Companhia.

Desde a Resolução Homologatória nº 2.203, de 14 de fevereiro de 2017, a ANEEL alterou os valores dos quatro patamares de Bandeiras Tarifárias: verde, amarela e vermelha – patamares 1 e 2, correspondendo a uma escala que varia de nenhum acréscimo tarifário até R\$ 35/MWh. No primeiro semestre de 2017 vigorou a bandeira verde nos meses de janeiro e fevereiro, bandeira amarela no mês de março, bandeira vermelha patamar 1 nos meses de abril e maio, devido à baixa afluência, e no mês de junho, devido ao aumento não esperado de chuvas, a bandeira tarifária verde foi adotada. Já em 2016, foi aplicada em janeiro a bandeira vermelha – patamar 2, em fevereiro a bandeira vermelha – patamar 1, em março a bandeira amarela e para o período de abril a junho devido às condições hídricas mais favoráveis para a geração de energia, vigorou a bandeira verde.

Em 30 de junho de 2017 o montante registrado de Bandeira Tarifária pela Elektro Redes é de R\$ 106.205 mil (R\$ 118.725 mil em 30 de junho de 2016), sendo R\$ 69.881 mil (R\$ 121.301 mil em 30 de junho de 2016) recebido através do faturamento das contas de energia

## Comentário do Desempenho

Resultados em 30 de junho de 2017  
Publicado em 14 de julho de 2017

e R\$ 36.324 mil (R\$ 2.576 mil à pagar em 30 de junho de 2016) a receber através da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT.

### 4.4. Processo de ajuste nas tarifas – EER Angra III

O Encargo de Energia de Reserva – EER é um encargo que tem o objetivo de aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional através da contratação de energia elétrica junto a geradoras térmicas.

Anualmente, a CCEE informa à ANEEL a previsão de custos para aquisição de energia de reserva, que compõe os custos considerados no processo de Reajuste e/ou Revisão Tarifária de cada distribuidora. A estimativa considerada no processo tarifário de 2016 das distribuidoras contemplou a previsão de valores devidos a vários empreendimentos, dentre eles a usina nuclear de Angra III. No entanto, por esta usina não ter entrado em operação, os custos previstos de Angra III não integraram o valor de EER cobrado das distribuidoras durante o atual ano tarifário.

Em geral, tais diferenças são capturadas nas tarifas no processo tarifário seguinte através do mecanismo de CVA. No entanto, a ANEEL decidiu por antecipar esse efeito aos consumidores e, em 28 de março de 2017, através da Resolução Homologatória nº 2.214, aprovou um processo extraordinário de ajuste nas tarifas das distribuidoras, que ocorreu a partir do mês de abril, com o objetivo de antecipar os efeitos da inclusão da parcela do EER correspondente à contratação da usina de Angra III. Assim, durante o mês de abril de 2017 a tarifa foi reduzida para reverter os valores de Angra III incluídos no último processo tarifário, fazendo o movimento de devolução em um único mês do valor acumulado até então, e na tarifa dos meses subsequentes (de

maio a agosto de 2017), passa a desconsiderar o custo mensal do EER dessa usina. Por se tratar de item de Parcela A, não há impacto na margem operacional da Companhia.

### 4.5. Sobrecontratação de energia

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

A Elektro Redes sempre manteve seus níveis de contratação dentro dos limites regulamentares. A partir de 2016, entretanto, devido a uma conjunção de fatores externos alheios à gestão da Companhia, que afetaram de forma generalizada o setor de distribuição de energia no país, dentre eles: (i) o impacto da queda no consumo de energia em decorrência do cenário econômico desfavorável; (ii) o efeito da realocação de cotas de energia; e (iii) a intensa migração de clientes na condição de especiais para o mercado livre, contribuíram para que a Companhia apresentasse uma situação de sobrecontratação de energia. Devido ao caráter sistêmico desse fenômeno, ao longo do ano de

## Comentário do Desempenho

Resultados em 30 de junho de 2017  
Publicado em 14 de julho de 2017

2016 foram tomadas diversas medidas pelos órgãos competentes (ANEEL e Ministério de Minas e Energia), que endereçaram as principais questões, a fim de mitigar os impactos da sobrecontratação do setor, conforme descrito a seguir.

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

Em março de 2016, a ANEEL abriu a Audiência Pública nº 012, com o objetivo de obter subsídios para a definição de mecanismos de adequação dos níveis de contratação de energia via acordos bilaterais entre distribuidoras e geradores de energia, visando minimizar impactos da sobrecontratação. Essa audiência resultou na Resolução Normativa nº 711, de 19 de abril de 2016, que estabelece os critérios sobre os quais passou a ser permitida a realização de tais acordos. Eles podem envolver a redução temporária total ou parcial da energia contratada, redução permanente, porém parcial do contrato, ou ainda a rescisão

contratual. A Elektro Redes realizou acordos nos termos desta resolução, não apenas para contratos de suprimento imediato, mas também para aqueles de suprimento futuro, com o propósito de diminuir os impactos da sobrecontratação.

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

Em 2017 a Elektro Redes participou de todos os MCSDs de Energia Nova processados até o momento, um com vigência de janeiro a dezembro de 2017, outro com vigência de abril a dezembro e, adicionalmente, também participou de outro MCSD cuja efetividade se inicia em 2018. Ainda estão previstos mais dois MCSDs ao longo de 2017.

## Comentário do Desempenho

Resultados em 30 de junho de 2017  
Publicado em 14 de julho de 2017

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

Adicionalmente, em 2 de agosto de 2016, a ANEEL emitiu o Decreto nº 8.828 que desobriga as distribuidoras sobrecontratadas de penalidades caso não contratem energia para o montante de reposição dos contratos que estão para expirar.

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

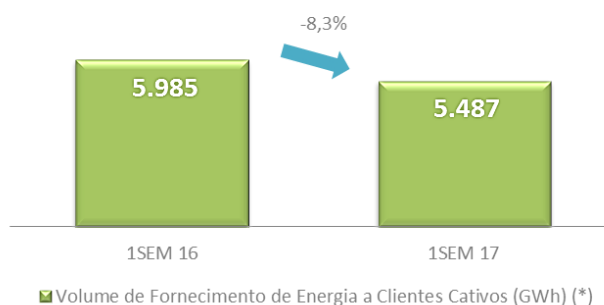
Para 2017, a sobrecontratação será totalmente mitigada como desdobramento das medidas já endereçadas em 2016, a exemplo do tratamento da migração de clientes especiais com sobrecontratação involuntária e dos processamentos do MCSD de Energia Nova, portanto, a

Companhia não reconhece qualquer impacto de sobrecontratação voluntária acima do limite de 5% nos seus resultados.

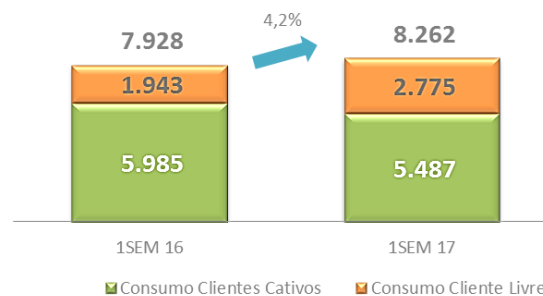
## 5. DESEMPENHO COMERCIAL

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

Volume de Fornecimento de Energia a Clientes Cativos (GWh) (\*)



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

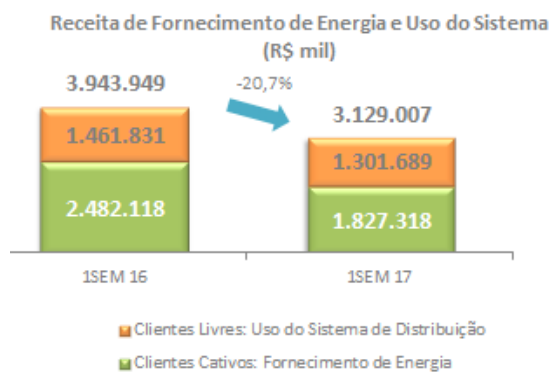


Soma das Demandas de Uso do Sistema de Distribuição por Clientes Livres e Geradoras (MW) (\*)



## Comentário do Desempenho

Resultados em 30 de junho de 2017  
Publicado em 14 de julho de 2017



(\*) Informações não revisadas pelos auditores independentes

## Comentário do Desempenho

Resultados em 30 de junho de 2017  
Publicado em 14 de julho de 2017

Fornecimento de Energia a Clientes Cativos	GWh <sup>(1)</sup>		
	1SEM 17	1SEM 16	Var. %
Residencial	2.253	2.203	2,3%
Industrial	905	1.385	-34,7%
Comercial	1.188	1.295	-8,3%
Rural	464	460	0,9%
Poder Público	165	164	0,6%
Iluminação Pública	269	239	12,6%
Serviço Público	243	239	1,7%
<b>Total de Fornecimento de Energia a Clientes Cativos</b>	<b>5.487</b>	<b>5.985</b>	<b>-8,3%</b>
<b>Consumo Total de Energia Elétrica na Área de Concessão (Cativos + Livres)</b>	<b>8.262</b>	<b>7.928</b>	<b>4,2%</b>

Uso do Sistema de Distribuição por Clientes Livres e Geradoras	MW <sup>(1)</sup>		
	1SEM 17	1SEM 16	Var. %
Demanda de Uso do Sistema de Distribuição - Geradoras	13.572	13.361	1,6%
Demanda de Uso do Sistema de Distribuição - Clientes Livres	11.366	8.858	28,3%
<b>Soma das Demandas de Uso do Sistema de Distribuição <sup>(1)</sup></b>	<b>24.938</b>	<b>22.219</b>	<b>12,2%</b>

Receita de Fornecimento de Energia a Clientes Cativos	R\$ mil		
	1SEM 17	1SEM 16	Var. %
Residencial	835.579	1.026.226	-18,6%
Industrial	309.820	597.324	-48,1%
Comercial	432.391	587.804	-26,4%
Rural	100.938	125.916	-19,8%
Poder Público	53.713	65.569	-18,1%
Iluminação Pública	55.014	62.529	-12,0%
Serviço Público	77.494	96.821	-20,0%
Receita não Faturada <sup>(2)</sup>	(37.631)	(80.071)	-53,0%
<b>Total de Receita de Fornecimento de Energia a Clientes Cativos</b>	<b>1.827.318</b>	<b>2.482.118</b>	<b>-26,4%</b>

Uso do Sistema de Distribuição	R\$ mil		
	1SEM 17	1SEM 16	Var. %
<b>Soma das Demandas de Uso do Sistema de Distribuição <sup>(1)</sup>(R\$ Mil)</b>	<b>1.301.689</b>	<b>1.461.831</b>	<b>-11,0%</b>
<b>Receita de Fornecimento de Energia + Uso do Sistema de Distribuição (R\$ mil)</b>	<b>3.129.007</b>	<b>3.943.949</b>	<b>-20,7%</b>

<sup>(1)</sup> Informações não revisadas pelos auditores independentes.<sup>(1)</sup> A Soma das Demandas de Uso do Sistema de Distribuição está apresentada como demanda faturada.<sup>(2)</sup> Receita de fornecimento de energia elétrica entregue e não faturada ao consumidor, calculada com base na receita estimada, referente ao período após a medição mensal e até o último dia do mês.

No primeiro semestre, o consumo total de energia na área de concessão da Elektro Redes, considerando os clientes livres e cativos, cresceu 4,2% (de 7.928 GWh no acumulado de janeiro a junho de 2016 para 8.262 GWh no mesmo período de 2017). Em relação ao fornecimento de energia elétrica a clientes finais (mercado cativo), a Elektro Redes forneceu 5.487 GWh de energia, representando uma redução de 8,3%, quando comparado ao mesmo período em 2016 (5.984 GWh), impactado negativamente pela migração de clientes para o mercado livre, devido à redução dos preços no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

A classe residencial apresentou aumento de 2,3% no consumo acumulado do primeiro semestre, quando comparado ao mesmo período de 2016, impactada pelas altas temperaturas registradas no período. Do ponto de vista econômico, o cenário relacionado ao mercado de trabalho e renda continua configurando um ambiente desfavorável para a expansão mais consistente desta classe.

Considerando o consumo da área de concessão (clientes cativos e livres), a classe industrial apresentou um crescimento de 4,5% em relação a 2016, sendo os setores de construção

## Comentário do Desempenho

Resultados em 30 de junho de 2017  
Publicado em 14 de julho de 2017

civil e papel e celulose os de maior destaque. No que tange ao fornecimento de energia elétrica para clientes industriais cativos, houve uma redução de 34,6% quando comparado ao mesmo período de 2016 devido à intensa migração de clientes para o mercado livre. É importante mencionar que essa migração não impacta a margem operacional da distribuidora, uma vez que esses clientes continuam a consumir a tarifa de fio (receita pelo uso do sistema de distribuição).

O consumo total de energia da classe comercial na área de concessão (clientes cativos e livres) apresentou aumento de 3,1%. Quando analisado o fornecimento de energia a clientes finais (mercado cativo), houve redução no consumo de 8,3% no acumulado do ano, resultado da migração de clientes cativos para o mercado livre.

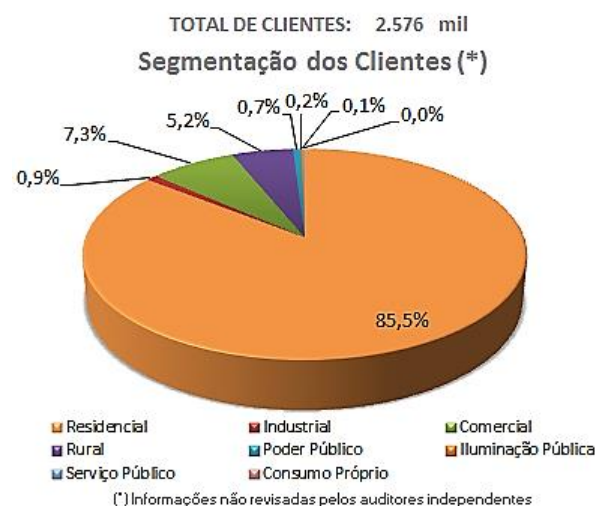
A Administração Pública (que abrange as classes de Poder Público, Iluminação Pública e Serviços Públicos) registrou um aumento de 11,1% em relação ao consumo acumulado até o mês de junho de 2016 quando analisada a área de concessão da Companhia (clientes cativos e livres), principalmente em decorrência da elevação do consumo de um provedor de serviço público de saneamento devido à maior demanda de sua operação para bombeamento de água. Esse crescimento é amenizado para 5,4% quando considerado apenas o consumo de clientes cativos.

As receitas de fornecimento de energia e uso do sistema de distribuição apresentaram uma redução de 26,4% e 11,0%, respectivamente, se comparadas ao mesmo período de 2016, mesmo com o crescimento do consumo na área de concessão de

4,2%, em decorrência principalmente dos seguintes efeitos: (i) valores de Parcela A e Outros Itens Financeiros que estão sendo devolvidos a partir do Reajuste Tarifário de 2016 devido a maior cobertura tarifária de custos e encargos setoriais em 2016, e (ii) migração de clientes para mercado livre de energia, cuja fatura de energia contempla a tarifa de fio. Estes efeitos não impactam a margem da companhia e, por este motivo, a companhia explica as variações do resultado pela Margem Operacional Líquida, conforme será apresentado na sessão seguinte.

Em 30 de junho de 2017, a Elektro Redes registrou 2.576 mil consumidores cativos, um incremento de cerca de 21 mil novos clientes desde o início do ano (1,9% acima do mesmo período de 2016). No mercado livre atendemos 393 clientes, uma elevação de 141,1%, em relação aos 163 clientes atendidos em junho de 2016.

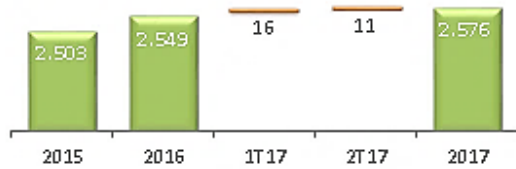
Em 30 de junho de 2017, a carteira de clientes da Elektro Redes apresentava a segmentação abaixo:



**Comentário do Desempenho**

**Resultados em 30 de junho de 2017**  
**Publicado em 14 de julho de 2017**

**Evolução do Número de Clientes**

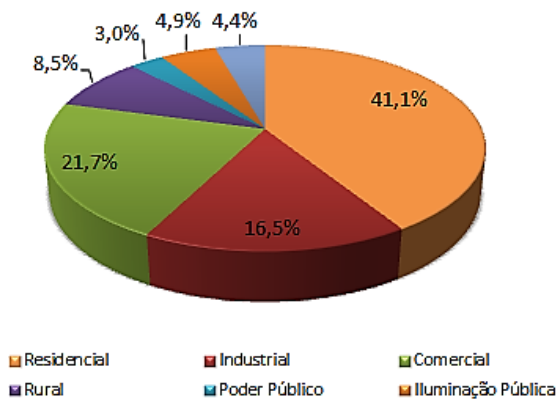


(\*) Informações não revisadas pelos auditores independente

**5.2. Segmentação do Fornecimento de Energia**

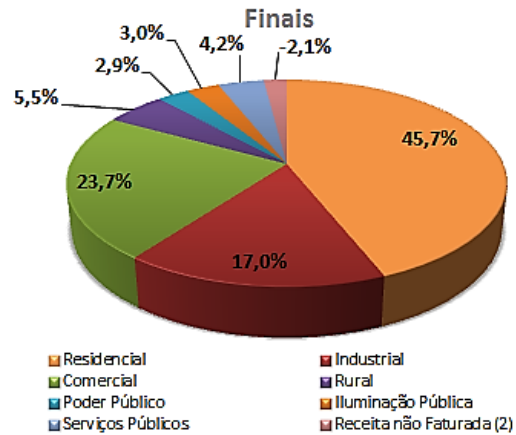
O fornecimento de energia elétrica a clientes finais apresentou a seguinte segmentação de janeiro a junho de 2017:

**TOTAL FORNECIDO (GWh): 5.487**  
**Volume de Fornecimento de Energia a Clientes Finais**



(\*) Informações não revisadas pelos auditores independentes

**RECEITA TOTAL (R\$ mil): 1.827.318**  
**Receita de Fornecimento de Energia a Clientes Finais**



(\*) Informações não revisadas pelos auditores independentes

**5.3. Contratos de Compra de Energia**

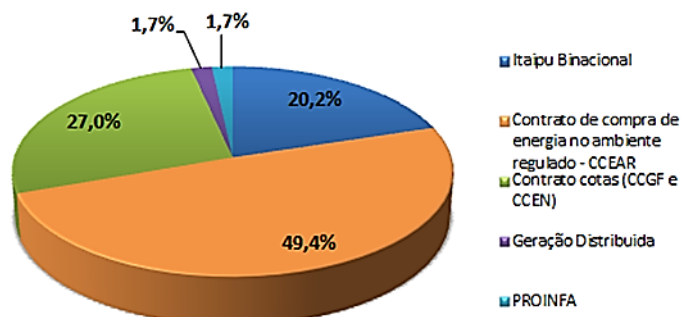
No primeiro semestre de 2017, o suprimento de energia (em GWh) para a Elektro Redes foi realizado por (i) 49,4% em contratos provenientes de Leilões de Energia no Ambiente Regulado; (ii) 20,2% pela energia compulsória proveniente de Itaipu; (iii) 27,0% de fontes oriundas de Contratos de Cotas (decorrentes das novas regras estabelecidas pela Lei 12.783/13); (iv) 1,7% de empreendimentos participantes do Programa de Incentivo a Fontes Alternativas (PROINFA) e (v) 1,7% proveniente da Geração Distribuída, conforme demonstrado no gráfico abaixo:

## Comentário do Desempenho

Resultados em 30 de junho de 2017  
Publicado em 14 de julho de 2017

TOTAL DE ENERGIA COMPRADA (GWh): 7.525

## Contratos de Compra de Energia (\*)



(\*) Informações não revisadas pelos auditores independentes

## 6. RESULTADOS

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS (em R\$ mil)	1SEM 17	1SEM 16	1SEM 17 x 1SEM 16	
			Δ R\$	Δ %
Venda de Energia Clientes Finais	1.827.318	2.482.118	(654.800)	-26,4%
Receita pelo Uso do Sistema de Distribuição	1.301.689	1.461.831	(160.142)	-11,0%
Receita de construção	177.766	161.941	15.825	9,8%
Valores a Receber/(Devolver) de Parcela A e Outros Itens Financeis	115.533	(391.758)	507.291	-129,5%
Outras Receitas	416.713	343.852	72.861	21,2%
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>3.839.019</b>	<b>4.057.984</b>	<b>(218.965)</b>	<b>-5,4%</b>
Deduções às Receitas Operacionais	(1.287.314)	(1.637.077)	349.763	-21,4%
Deduções por Bandeiras Tarifárias	(106.205)	(118.725)	12.520	-10,5%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>2.445.500</b>	<b>2.302.182</b>	<b>143.318</b>	<b>6,2%</b>
Energia Comprada para Revenda	(1.548.281)	(1.474.516)	(73.765)	5,0%
Custo de Construção	(177.766)	(161.941)	(15.825)	9,8%
<b>Margem Operacional Líquida</b>	<b>719.453</b>	<b>665.725</b>	<b>53.728</b>	<b>8,1%</b>
Gastos e Despesas Operacionais	(431.369)	(428.589)	(2.780)	0,6%
<b>Resultado do Serviço</b>	<b>288.084</b>	<b>237.136</b>	<b>50.948</b>	<b>21,5%</b>
<b>EBITDA <sup>(1)</sup></b>	<b>375.842</b>	<b>323.128</b>	<b>52.714</b>	<b>16,3%</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(68.080)</b>	<b>(70.610)</b>	<b>2.530</b>	<b>-3,6%</b>
<b>Lucro Líquido</b>	<b>137.192</b>	<b>103.462</b>	<b>33.730</b>	<b>32,6%</b>

(1) O EBITDA (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*) consiste no lucro líquido (R\$ 137.192 mil em 30 de junho de 2017) ajustado pelo resultado financeiro (R\$ 68.080 mil), imposto de renda e contribuição social (R\$ 82.812 mil) e depreciação e amortização de 30 de junho de 2017 (R\$ 87.758 mil). A administração da Elektro Redes entende o EBITDA como uma medida gerencial de lucratividade, amplamente utilizada por investidores e analistas para avaliar e comparar o desempenho das empresas.

Conforme expresso na Orientação Técnica OCPC 08, o reconhecimento e mensuração das variações entre os custos não gerenciáveis efetivamente ocorridos em relação às tarifas homologadas são classificados sempre na linha de Receita Operacional como Valores a Receber/Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros. Considerando que grande parte da Parcela A é registrada como custo de

energia, a análise isolada de variações de receita e custo pode levar a distorções na interpretação do resultado do período. Desta forma, a Companhia acredita ser mais adequado explicar as variações do resultado pela Margem Operacional Líquida.

A Margem Operacional Líquida da Elektro Redes registrou R\$ 719.453 mil no

## Comentário do Desempenho

Resultados em 30 de junho de 2017  
Publicado em 14 de julho de 2017

acumulado até junho de 2017, um aumento de 8,1% em relação ao mesmo período de 2016, impactada principalmente: (i) pelo crescimento de 4,2% do mercado total (clientes cativos e livres); e (ii) pelo Reajuste Tarifário de agosto de 2016, que gerou impacto positivo de 5% ao longo do ano na Parcela B.

Os Gastos e Despesas Operacionais somaram R\$ 431.369 mil no acumulado de junho de 2017, frente a R\$ 428.589 mil no mesmo período de 2016, apresentando, portanto, uma redução de 0,6%. Como resultado destes efeitos, o EBITDA encerrou o período em R\$ 375.842 mil, um aumento de 16,3% em relação aos seis primeiros meses de 2016 (R\$ 323.128 mil).

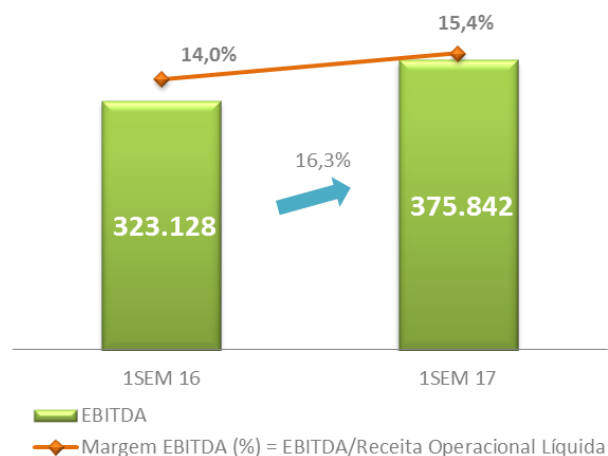
No primeiro semestre de 2017, a Elektro Redes apresentou Despesa Financeira Líquida de R\$ 68.080 mil, 3,6% abaixo do mesmo período do ano anterior, principalmente pela desaceleração dos indexadores econômicos atrelados à sua dívida. Durante o semestre, a Elektro Redes continuou com sua gestão de caixa prudente, visando assegurar sua liquidez financeira, garantindo a estabilidade do negócio e mantendo o nível adequado de investimentos.

Considerando os fatores acima mencionados, a Elektro Redes registrou Lucro Líquido de R\$ 137.192 mil no primeiro semestre de 2017, 32,6% acima do resultado de junho de 2016 (R\$ 103.462 mil).

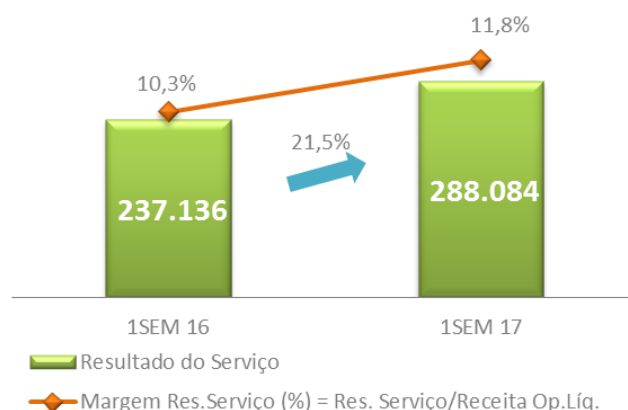
### Receita Operacional Líquida (R\$ mil)



### EBITDA (R\$ mil)



### Resultado do Serviço (R\$ mil)



## Comentário do Desempenho

Resultados em 30 de junho de 2017  
Publicado em 14 de julho de 2017

### 6.1. Dividendos e Juros sobre Capital Próprio

Em 08 de fevereiro de 2017 foi pago aos acionistas, em uma única parcela o montante de R\$ 117.867 mil (líquido de imposto de renda) referente a Juros sobre Capital Próprio do exercício social de 2016, previamente aprovado em Reunião do Conselho de

Administração, realizada em 14 de outubro de 2016.

Em Assembleia Geral Ordinária, realizada em 07 de abril de 2017, foi aprovado o Lucro Líquido referente ao exercício de 2016 no montante de R\$ 351.688 mil. Dessa forma, e de acordo com proposta apresentada em Reunião do Conselho de Administração de 17 de fevereiro de 2017, também foi aprovado o pagamento de R\$ 108.498 mil relativos a dividendos adicionais propostos, calculados com base no Lucro Líquido de 2016 e Resultado Abrangente do período, já deduzidos de dividendos intermediários e Juros sobre Capital Próprio. Os dividendos foram pagos em uma única parcela, em 25 de abril de 2017.

Adicionalmente, em junho de 2017 a Companhia possui o montante de R\$ 12 mil referente a dividendos a pagar para acionistas minoritários que ainda não apresentaram seus dados cadastrais atualizados.

## 7. ESTRUTURA DE CAPITAL

EMPRÉSTIMOS COM TERCEIROS, LÍQUIDOS DE INSTRUMENTOS DERIVATIVOS (SWAP) (R\$ Mil)	Curto	Longo	Total	
	Prazo	Prazo	R\$ mil	%
Debêntures	235.940	683.418	919.358	36,3%
BNDES Finem / Finame	108.241	396.635	504.876	19,9%
Eletróbrás	12.554	30.960	43.514	1,7%
Finep	8.964	15.570	24.534	1,0%
BEI	42.996	496.815	539.811	21,3%
Moeda Estrangeira (4131)	448.439	154.521	602.960	23,8%
Resultado do Swap	(29.304)	(83.429)	(112.733)	-4,5%
Arrendamento mercantil	3.848	5.457	9.305	0,4%
<b>Total da Dívida</b>	<b>831.678</b>	<b>1.699.947</b>	<b>2.531.625</b>	<b>100,0%</b>
<b>Perfil da Dívida</b>	<b>33%</b>	<b>67%</b>	<b>100%</b>	

Caixa, Aplicações Financeiras e Caução de Fundos <sup>(1)</sup>

(671.325)

**Endividamento Líquido**

**1.860.300**

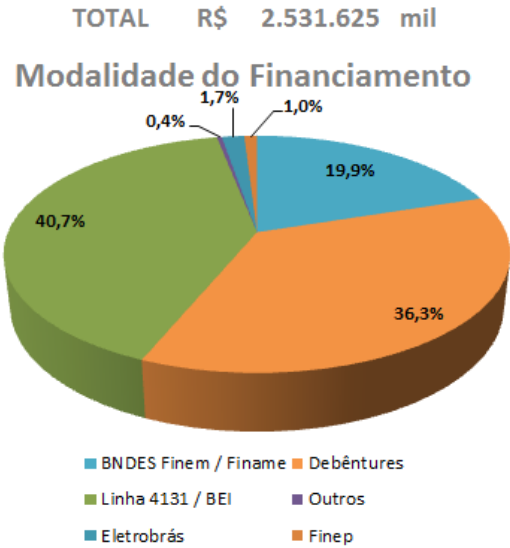
<sup>(1)</sup> Considera garantias específicas de dívidas, excluindo garantias caucionadas para compra de energia elétrica, fundo educacional e outros

**Comentário do Desempenho**

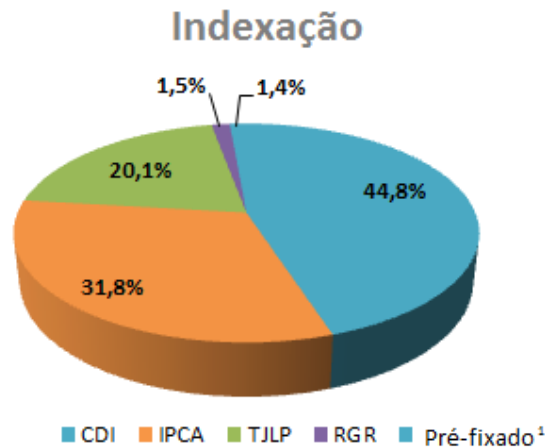
**Resultados em 30 de junho de 2017**  
**Publicado em 14 de julho de 2017**

A Elektro Redes encerrou o primeiro semestre de 2017 com endividamento líquido de R\$ 1.860.300 mil (a posição do encerramento de 31 de dezembro de 2016 foi de R\$ 1.670.488 mil), resultado de endividamento total de R\$ 2.531.625 mil e saldo de caixa, aplicações financeiras e caução de fundos de R\$ 671.325 mil. A dívida de curto prazo corresponde a 33% do endividamento total.

Em 30 de junho de 2017, o endividamento total da Elektro Redes apresentava as seguintes características:



No primeiro semestre de 2017, a Elektro Redes amortizou R\$ 276.141 mil em dívidas que venceram no período e captou R\$ 179.556 mil em novas dívidas, sendo (i) R\$ 163.250 mil por meio da lei 4131, com Banco de Tokyo-Mitsubish, pelo prazo de 3 anos, ao custo de 104,9% do CDI e R\$ 16.304 mil por meio de liberações de financiamento junto ao BNDES.

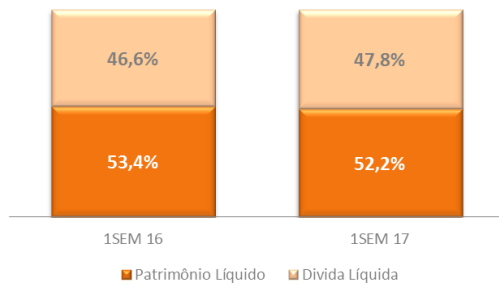


Adicionalmente, em 5 de julho de 2017, foi liberada a segunda parcela do financiamento junto ao Banco Europeu de Investimentos (BEI), com crédito dos recursos no valor de R\$ 148.869 mil, ao custo de 88,35% do CDI.

Em junho de 2017, a Companhia apresentou alavancagem de 47,8%, mantendo uma composição adequada entre capital próprio e de terceiros, com endividamento a taxas atrativas para financiamento de seus investimentos e manutenção de sua liquidez financeira.

(1) Consideram recursos da FINEP sem indexação

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



**7.1. Covenants Financeiros**

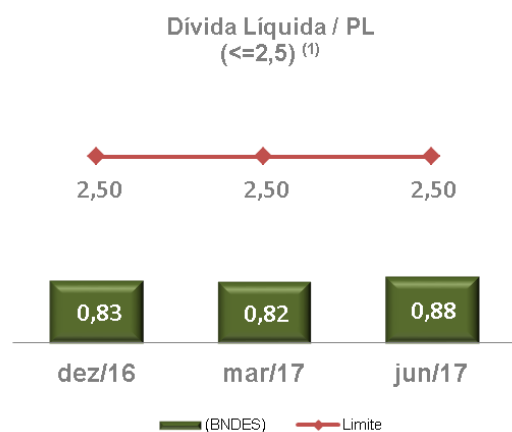
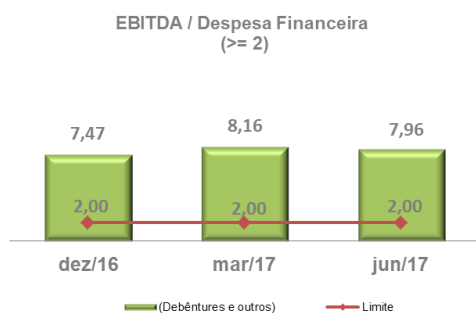
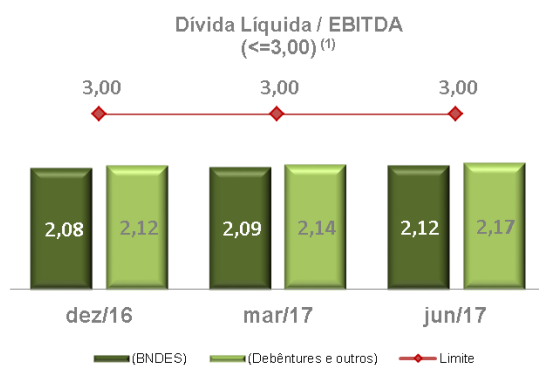
A Companhia sempre cumpriu e vem mantendo uma relação confortável com os limites estabelecidos para seus covenants financeiros baseados nos resultados apurados pelos critérios previstos nos contratos firmados com o BNDES, nas escrituras das 5ª e 6ª Emissões de Debêntures e nos financiamentos em moeda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

## Comentário do Desempenho

Resultados em 30 de junho de 2017  
Publicado em 14 de julho de 2017

(via Lei nº 4.131) com os bancos HSBC, Mizuho e Banco de Tokyo.

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



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

## 8. CLASSIFICAÇÃO DE RISCO

Em 23 de maio de 2017, a agência de classificação de riscos Standard & Poor's (S&P) reafirmou o *rating* de

crédito corporativo da Elektro Redes em 'brAA-'. A 5ª emissão de debêntures simples não conversíveis em ações, no valor de R\$ 300 milhões, emitida em 15 de agosto de 2011, e a 6ª emissão de debêntures simples não conversíveis em ações, no valor de R\$ 650 milhões, emitida em 12 de setembro de 2012, também tiveram seus *ratings* reafirmados em 'brAA-'. A Elektro Redes continua apresentando o melhor *rating* possível que uma empresa regulada poderia ter na escala de crédito nacional, pela S&P.

## 9. POLÍTICA DE UTILIZAÇÃO DE INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS

De acordo com a política da Elektro Redes, a utilização de derivativos tem como propósito único e específico proteger a empresa de eventuais exposições a variações cambiais ou de taxas de juros. Dessa forma, a Elektro Redes mantém operações de *swap* vinculadas a todos os seus contratos de financiamento em moeda estrangeira (BEI e Lei nº 4.131), cujo objetivo é 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).

Os saldos em 31 de junho de 2017 dos contratos de financiamento em moeda estrangeira e seus respectivos Derivativos estão abaixo relacionados:

Empréstimos e Financiamentos em moeda estrangeira <sup>(1)</sup>	R\$ mil		
	Saldo atual do Contrato	Ganho/(Perda) do Swap	Saldo Líquido
BEI - 2013	350.013	92.787	257.226
BEI - 2016	189.798	1.991	187.807
Lei nº 4.131	603.559	17.955	585.604
Custos de Emissão	(599)	-	(599)
	<b>1.142.771</b>	<b>112.733</b>	<b>1.030.038</b>

## Comentário do Desempenho

Resultados em 30 de junho de 2017  
Publicado em 14 de julho de 2017

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 reconhecidas como Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros.

## 10. FLUXO DE CAIXA

FLUXO DE CAIXA	Valores em R\$ mil		
	1SEM 17	1SEM 16	Δ
<b>Lucro líquido do período</b>	<b>137.192</b>	<b>103.462</b>	<b>33.730</b>
Depreciação e outras amortizações	87.758	85.992	1.766
Juros e variação monetária e cambial	132.732	181.222	(48.490)
Outros	128.553	125.903	2.650
<b>Despesas (receitas) que não afetam o caixa</b>	<b>349.043</b>	<b>393.117</b>	<b>(44.074)</b>
<b>Lucro Líquido Ajustado</b>	<b>486.235</b>	<b>496.579</b>	<b>(10.344)</b>
Variação do Capital de Giro Operacional	(181.238)	105.665	(286.903)
<b>Geração (Consumo) Operacional de Caixa após Imposto de Renda, Contribuição Social e Pagamento de Juros</b>	<b>304.997</b>	<b>602.244</b>	<b>(297.247)</b>
Adições ao intangível, ao ativo indenizável e imobilizado	(177.766)	(161.942)	(15.824)
Valor recebido na baixa do ativo intangível, ativo indenizável e imobilizado	1.199	5.559	(4.360)
Caução de fundos e depósitos vinculados	(459)	5.823	(6.282)
<b>Geração (Consumo) de Caixa nas Atividades de Investimento</b>	<b>(177.026)</b>	<b>(150.560)</b>	<b>(26.466)</b>
Amortização de principal de empréstimos, financiamentos e arrendamento mercantil	(276.141)	(198.103)	(78.038)
Captação de empréstimos e debêntures	179.554	26.135	153.419
<b>Geração (Consumo) de Caixa nas Atividades de Financiamento antes do Pagamento de Dividendos</b>	<b>(96.587)</b>	<b>(171.968)</b>	<b>75.381</b>
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio Pagos	(226.365)	(170.917)	(55.448)
<b>Geração (Consumo) de Caixa nas Atividades de Financiamento após Pagamento de Dividendos</b>	<b>(322.952)</b>	<b>(342.885)</b>	<b>19.933</b>
<b>Geração (Consumo) Líquido de Caixa</b>	<b>(194.981)</b>	<b>108.799</b>	<b>(303.780)</b>
Saldo Inicial do Período (excluindo caução de fundos)	899.313	785.146	114.167
<b>Saldo Disponível de Caixa do Período (excluindo caução de fundos)</b>	<b>704.332</b>	<b>893.945</b>	<b>(189.613)</b>

No primeiro semestre de 2017 houve consumo líquido de caixa no montante de R\$ 194.981 mil, contra uma geração líquida de caixa de R\$ 108.799 mil em relação ao mesmo período de 2016. Dentre as principais justificativas destacam-se:

(i) Geração de Caixa Operacional líquida de impostos e juros somou R\$ 304.997 mil no acumulado até junho de 2017, R\$ 297.247 mil menor em relação ao mesmo período de 2016 (R\$ 602.244 mil). Essa diferença é explicada pelos fluxos positivos de caixa que ocorreram em 2016 em função de redução de encargo de CDE e de menores custos de energia em relação aos homologados na tarifa, os quais foram arrecadados antecipadamente e estão sendo devolvidos aos

consumidores desde agosto de 2016, após Reajuste Tarifário, além do recebimento de Bandeiras Tarifárias, parcialmente compensado pelo incremento do consumo registrado no mercado total.

(ii) Consumo de caixa nas atividades de investimento R\$ 26.466 mil acima do valor registrado no mesmo período de 2016, principalmente destinado à expansão, melhoria e preservação do sistema elétrico;

(iii) Consumo de caixa nas atividades de financiamento devido as maiores amortizações de dívidas que venceram entre os meses de janeiro e junho (R\$ 276.141 mil em 2017 e R\$ 198.103 mil em 2016), parcialmente compensadas pelo maior volume de captações (R\$ 179.554 mil) quando comparado ao

## Comentário do Desempenho

Resultados em 30 de junho de 2017  
Publicado em 14 de julho de 2017

mesmo período de 2016 (R\$ R\$ 28.135 mil);

(iii) Pagamento de Juros sobre Capital Próprio em janeiro de 2017 no montante de R\$ 226.365 mil, líquidos de Imposto de Renda, sendo R\$ 55.448 mil maior que o valor pago em 2016 (R\$ 170.917 mil).

### 11. INVESTIMENTO E MODERNIZAÇÃO

No primeiro semestre de 2017, a Elektro investiu R\$ 150.366 mil com recursos próprios, além de R\$ 9.621 mil de investimentos realizados com recursos de clientes. Este montante representa um aumento de 0,9% em relação aos investimentos registrados no mesmo período do ano anterior (R\$ 148.966 mil, além de R\$ 4.449 mil referentes a investimentos realizados com recursos de clientes).



(1) Exclui investimentos com recursos de clientes

Os destaques do programa de investimentos foram:

⇒ **R\$ 115.258 mil na expansão, melhorias, preservação do sistema elétrico e suporte operacional, dos quais:**

a) R\$ 52.279 mil foram investidos em novas ligações e expansão de subestações e de linhas de transmissão, sendo R\$ 3.013 mil referente a obras de instalação de transmissão;

- b) R\$ 47.863 mil foram investidos na preservação do sistema elétrico;
- c) R\$ 11.502 mil foram investidos em programas de Tecnologia da Informação, Infraestrutura e na Frota;
- d) R\$ 3.614 mil em melhorias e atualizações tecnológicas

⇒ **R\$ 35.109 mil no Programa de Universalização, em cumprimento à Lei nº 10.438 de abril de 2002, segregados da seguinte forma:**

- a) R\$ 34.422 mil referente a Programas de Universalização, que determinam o atendimento de novas ligações a aumento de carga, sem ônus aos clientes com carga inferior a 50 KVA e;
- b) R\$ 687 mil referente a Programas Rurais, relacionados aos projetos de eletrificação de áreas rurais que viabilizam o fornecimento de energia por meio do Programa Luz para Todos. O programa foi encerrado em dezembro de 2016 e estamos finalizando obras iniciadas durante a vigência do programa.

Os investimentos realizados no primeiro semestre de 2017 foram aderentes ao planejado para o período. O nível adequado de investimentos reflete a política da Elektro para garantir a constante melhoria da qualidade de seus serviços prestados, bem como a geração de valor do negócio, mantendo seu compromisso com os clientes, a sociedade e a concessão.

### 12. DESEMPENHO OPERACIONAL

#### 12.1. DEC e FEC

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

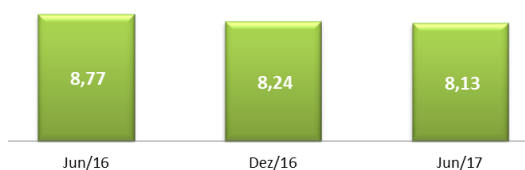
## Comentário do Desempenho

Resultados em 30 de junho de 2017  
Publicado em 14 de julho de 2017

inovadores processos de engenharia de distribuição.

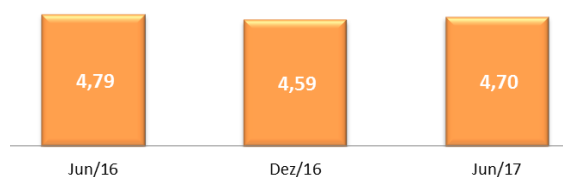
O indicador DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor) anualizado em junho de 2017 fechou em 8,13 e apresenta melhora em relação ao indicador anualizado de junho e de dezembro de 2016, que até então havia sido o melhor resultado da história da Elektro Redes (8,24). Vale ressaltar que este resultado foi atingido mesmo com a ocorrência de tempestades com chuvas, ventos e descargas atmosféricas ocorridas no primeiro semestre de 2017 (que apresentou o janeiro mais chuvoso dos últimos anos no Estado de São Paulo e teve ocorrência de tempestades fora de época nos meses de abril, maio e junho), o que ratifica a assertividade dos investimentos e excelência operacional da Companhia.

### DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor (horas)



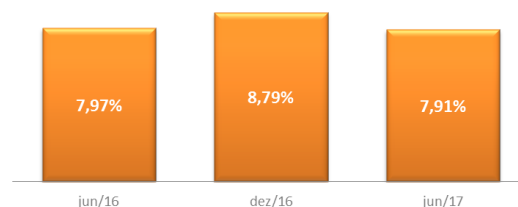
O indicador FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor), anualizado em junho de 2017, que fechou em 4,70, apresenta melhora em relação ao indicador de junho de 2016 (4,77) e está relacionado diretamente à robustez da rede elétrica, influenciada pelo plano anual de manutenção preventiva e preditiva, pela utilização de novas tecnologias e componentes de rede, e pela política de investimentos em melhoria que garantem maior confiabilidade no fornecimento de energia elétrica.

### FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor (interrupções)



Obs: Os indicadores acima não consideram os dias críticos, associados a situações de emergência, conforme definido pela resolução ANEEL no Prodist (Procedimentos da Distribuição). Caso considerados, os indicadores DEC e FEC de 30/06/2016 seriam 15,46 e 6,42, respectivamente. Os indicadores DEC e FEC de 31/12/2016 seriam 11,88 e 5,60, respectivamente e os indicadores DEC e FEC de 30/06/2017 seriam 10,55 e 5,66, respectivamente.

### 12.2. Perdas na Distribuição (\*)



#### Notas:

- (\*) Informações não revisadas pelos auditores independentes.
- (i) Devido ao fato de o prazo de apuração do Índice de Perdas de junho de 2017 ser posterior ao período de divulgação deste relatório, os dados apresentados são estimados. O índice de junho de 2016 foi ajustado para a apuração definitiva.
- (ii) O critério de cálculo das perdas é baseado na compra total de energia pela Elektro Redes e considera uma média móvel de 12 meses.

Em junho de 2017, as perdas de distribuição apresentaram redução tanto quando comparadas a junho de 2016 (7,97%) quanto quando comparadas a dezembro de 2016 (8,79%), registrando índice de 7,91%. Tal redução é resultado, principalmente, das ações de combate a fraudes e avarias que a Companhia tem realizado, além de ajustes no calendário de faturamento.

Adicionalmente, a partir do mês de dezembro de 2012, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) passou a contabilizar as perdas nas Demais Instalações de Transmissão (DIT) para as Distribuidoras de Energia Elétrica com base na Resolução

## Comentário do Desempenho

Resultados em 30 de junho de 2017  
Publicado em 14 de julho de 2017

Normativa da ANEEL nº 67/2004. Os resultados desta contabilização, referente a junho de 2017, ainda não foram oficialmente divulgados, porém estima-se que o impacto desta alteração para a Elektro Redes seja de 1,60% em junho de 2017. Dessa forma, incluindo-se o efeito da contabilização de perdas nas DIT, o índice de perdas de junho de 2017 seria de 9,51% (9,77% em junho de 2016)

### 13. RECONHECIMENTOS

#### **Elektro Redes é a melhor distribuidora do sudeste no ranking de Continuidade do Serviço da ANEEL**

Segundo o *ranking* de Continuidade do Serviço da ANEEL, divulgado em março de 2017, a Elektro Redes ocupa a 1ª posição da região Sudeste e a 5ª melhor posição entre as distribuidoras do país com melhor desempenho. Este *ranking* se baseia no DGC (Indicador de Desempenho Global de Continuidade), que mede a qualidade do fornecimento das empresas por meio da comparação entre os valores apurados e limites anuais dos indicadores DEC e FEC. A Agência Reguladora exige que todas as distribuidoras certifiquem o processo de coleta e apuração dos indicadores de continuidade DEC e FEC, com base nas normas da Organização Internacional para Normalização (*International Organization for Standardization*) ISO 9000.

#### **Elektro recebe o Prêmio ALTA 2017**

No início de abril, a Elektro foi reconhecida, mais uma vez, pela eficiência e inovação presente nos processos da companhia. Durante o UTCAL Summit 2017 (*Utilities Telecom & Technology Council America Latina*), em Salvador, a empresa recebeu o Prêmio América Latina Telecom Award (ALTA) 2017, que reconhece projetos

de telecomunicação que utilizam a tecnologia de forma eficiente.

O projeto apresentado pela Elektro, nomeado de Sensores de Falta Tele Supervisionados, foi reconhecido como um processo de referência por ser mais assertivo no processo de reestabelecimento da energia elétrica, além de ser mais rápido.

#### **Elektro é eleita pela terceira vez a Melhor Empresa para Trabalhar da América Latina**

A Elektro conquistou, pelo terceiro ano consecutivo, o prêmio de Melhor Empresa para Trabalhar da América Latina pelo *Great Place to Work*. A empresa foi destaque entre 20 países e se sagrou campeã em um ranking composto por outras 1.421 empresas, a maioria de países vizinhos.

A pesquisa avaliou os mesmos dados da pesquisa de clima organizacional realizada pelo instituto anualmente, na qual a Elektro recebeu em 2013, 2014, 2015 e 2016 o prêmio de Melhor Empresa para Trabalhar do Brasil. Nessa pesquisa, a empresa foi avaliada com índice de satisfação dos colaboradores de 99,3%, a maior nota já alcançada em todas as edições.

#### **Elektro é eleita a Melhor Distribuidora de Energia Elétrica do País**

A Elektro Redes foi reconhecida pelo Prêmio Abradee 2017 como a Melhor Distribuidora de Energia Elétrica do País e também nas categorias: Qualidade da Gestão, Gestão Econômico-financeira e Gestão Operacional. A premiação anual, realizada pela Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica, é um reconhecimento às concessionárias que mais se destacam no cenário nacional.

Esta é 8ª vez que a Elektro vence a categoria Nacional, a 12ª que recebe o prêmio de Gestão Operacional, 3ª de Qualidade da Gestão e 3ª de Gestão Econômico-financeira.

## Comentário do Desempenho

Resultados em 30 de junho de 2017  
Publicado em 14 de julho de 2017

---

### Elektro conquista Prêmio Smart 2017

Pela primeira vez, a Elektro ganhou o primeiro lugar na categoria Inovação em Relacionamento com Clientes, no Prêmio Smart 2017. A premiação reconhece, anualmente, as melhores práticas em relacionamento de empresas que atuam em Utilities e Telecomunicações, nas áreas de Energia Elétrica, Saneamento, Gás, Telefonia fixa e móvel e TV por Assinatura.

Além da primeira posição na categoria, o trabalho apresentado pela companhia foi escolhido como o melhor entre os inscritos no prêmio. Com a pontuação mais expressiva do evento, a distribuidora recebeu o título de empresa Smart do ano.

---

Mais informações sobre a Elektro Redes

#### Relações com Investidores

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

 (+55 19) 2122-1487

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



CNPJ 02.328.280/0001-97

**Balancos patrimoniais  
em 30 de junho de 2017 e 31 de dezembro de 2016  
(em milhares de reais)**

<b>Ativo</b>	<b>Notas</b>	<b>30/06/2017</b>	<b>31/12/2016</b>
<b>Circulante</b>		<b>2.413.824</b>	<b>2.512.019</b>
Caixa e equivalentes de caixa	4	704.332	899.313
Consumidores, parcelamentos de débitos e supridores	5	1.036.484	958.439
Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	6	416.827	226.768
Tributos a compensar	7	38.575	31.842
Imposto de renda e contribuição social a compensar		61.786	55.803
Instrumentos financeiros derivativos	12	30.488	19.017
Subsídios tarifários	9	68.879	268.978
Outros créditos		56.453	51.859
<b>Não circulante</b>		<b>3.975.688</b>	<b>4.164.114</b>
Consumidores, parcelamentos de débitos e supridores	5	35.907	43.717
Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	6	34.393	165.915
Tributos a compensar	7	84.223	83.541
Instrumentos financeiros derivativos	12	91.825	143.996
Depósitos judiciais	8	84.997	127.360
Imposto de renda e contribuição social diferidos	25.2	562.047	601.560
Outros créditos		42.752	42.665
Ativo indenizável (concessão)	10.1	1.196.555	1.074.026
Ativo intangível	10.2	1.835.339	1.871.738
Imobilizado		7.650	9.596
<b>Total do ativo</b>		<b>6.389.512</b>	<b>6.676.133</b>

As notas explicativas são parte integrante destas Informações Contábeis Intermediárias.



## Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

### Balancos patrimoniais em 30 de junho de 2017 e 31 de dezembro de 2016 (em milhares de reais)

<b>Passivo e patrimônio líquido</b>	<b>Notas</b>	<b>30/06/2017</b>	<b>31/12/2016</b>
<b>Circulante</b>		<b>2.222.593</b>	<b>2.183.529</b>
Fornecedores e supridores de energia elétrica	11	420.436	418.415
Empréstimos e financiamentos	12	625.042	435.267
Debêntures	13	235.940	213.980
Valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros	6	461.819	332.273
Tributos a recolher	14	154.636	159.667
Instrumentos financeiros passivos	12	1.184	-
Encargos do consumidor	9	147.849	333.922
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	15	12	117.879
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	16	57.537	66.375
Obrigações P&D e eficiência energética	17	54.138	47.438
Outros passivos		64.000	58.313
<b>Não circulante</b>		<b>2.137.566</b>	<b>2.494.310</b>
Empréstimos e financiamentos	12	1.099.958	1.413.912
Debêntures	13	683.418	669.807
Valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros	6	181.728	234.979
Instrumentos financeiros passivos	12	8.396	-
Obrigações P&D e eficiência energética	17	20.884	19.763
Provisão para ações judiciais e regulatórias	19	137.860	146.267
Outros passivos		5.322	9.582
<b>Patrimônio líquido</b>		<b>2.029.353</b>	<b>1.998.294</b>
Capital social	20.1	952.492	952.492
Reservas de capital	20.2	765.882	765.882
Reservas de lucros		171.422	171.422
Dividendos adicionais propostos		-	108.498
Lucros acumulados		139.557	-
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>		<b>6.389.512</b>	<b>6.676.133</b>

As notas explicativas são parte integrante destas Informações Contábeis Intermediárias.

## Notas Explicativas



CNPJ 02.328.280/0001-97

**Demonstrações dos resultados  
para os períodos de três e seis meses findos em 30 de junho de 2017 e 2016  
(em milhares de reais, exceto lucro por ação)**

	Notas	2º Trimestre 2017	Acumulado em 30/06/2017	2º Trimestre 2016	Acumulado em 30/06/2016
<b>Receitas operacionais líquidas</b>	21	<b>1.240.449</b>	<b>2.445.500</b>	<b>1.163.097</b>	<b>2.302.182</b>
<b>Custo do serviço de energia elétrica e operação</b>		<b>(974.578)</b>	<b>(1.863.189)</b>	<b>(927.274)</b>	<b>(1.773.795)</b>
Energia comprada para revenda	22	(818.717)	(1.548.281)	(785.125)	(1.474.516)
Custos operacionais	23	(111.765)	(227.150)	(98.879)	(213.287)
Depreciação		(973)	(1.944)	(976)	(1.953)
Amortização de ativo intangível	10.2	(43.123)	(85.814)	(42.294)	(84.039)
Custo de construção	21	(94.578)	(177.766)	(81.553)	(161.941)
<b>Lucro operacional bruto</b>		<b>171.293</b>	<b>404.545</b>	<b>154.270</b>	<b>366.446</b>
<b>Despesas operacionais</b>		<b>(54.036)</b>	<b>(116.461)</b>	<b>(59.969)</b>	<b>(129.310)</b>
Despesas com vendas	23	(4.408)	(11.661)	(5.821)	(11.807)
Despesas gerais e administrativas	23	(17.137)	(41.103)	(17.333)	(37.819)
Outras despesas operacionais líquidas	23	(32.491)	(63.697)	(36.815)	(79.684)
<b>Resultado antes das receitas e despesas financeiras</b>		<b>117.257</b>	<b>288.084</b>	<b>94.301</b>	<b>237.136</b>
<b>Resultado financeiro</b>		<b>(35.029)</b>	<b>(68.080)</b>	<b>(31.369)</b>	<b>(70.610)</b>
Receitas financeiras	24	35.018	78.358	61.215	119.010
Despesas financeiras	24	(70.047)	(146.438)	(92.584)	(189.620)
<b>Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social</b>		<b>82.228</b>	<b>220.004</b>	<b>62.932</b>	<b>166.526</b>
Imposto de renda e contribuição social correntes	25.1	(13.954)	(44.518)	1.293	(13.007)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	25.2	(18.341)	(38.294)	(25.710)	(50.057)
<b>Lucro líquido do período</b>		<b>49.933</b>	<b>137.192</b>	<b>38.515</b>	<b>103.462</b>
<b>Lucro básico e diluído por ação (expresso em reais):</b>					
<b>Preferencial</b>		0,26932	0,73995	0,20773	0,55803
<b>Ordinária</b>		0,24483	0,67268	0,18885	0,50730

As notas explicativas são parte integrante destas Informações Contábeis Intermediárias.

**Notas Explicativas**

CNPJ 02.328.280/0001-97

**Demonstrações dos resultados abrangente  
para os períodos de três e seis meses findos em 30 de junho de 2017 e 2016  
(em milhares de reais)**

	Notas	2º Trimestre 2017	Acumulado em 30/06/2017	2º Trimestre 2016	Acumulado em 30/06/2016
Lucro líquido do período		49.933	137.192	38.515	103.462
Outros resultados abrangentes do período					
Itens que não serão reclassificados para o resultado:		1.183	2.365	468	936
Eleito do limite do ativo de benefício definido	18.1	1.792	3.584	709	1.418
Tributo diferido sobre ajustes atuariais	25.2	(609)	(1.219)	(241)	(482)
<b>Resultado abrangente do período</b>		<b>51.116</b>	<b>139.557</b>	<b>38.983</b>	<b>104.398</b>

As notas explicativas são parte integrante destas Informações Contábeis Intermediárias.

## Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97



**Demonstração das mutações do patrimônio líquido  
para o período de seis meses findos em 30 de junho de 2017 e 2016  
(em milhares de reais)**

	Notas	Capital social	Reserva de capital	Reservas de lucro/legal	Dividendos adicionais propostos	Lucros acumulados	Outros resultados abrangentes	Total
<b>Saldos em 1º de janeiro de 2016</b>		<b>952.492</b>	<b>765.882</b>	<b>171.422</b>	<b>72.649</b>	-	-	<b>1.962.445</b>
Lucro líquido do período		-	-	-	-	103.462	-	<b>103.462</b>
Outros resultados abrangentes:								
Ganhos e perdas atuariais líquidos		-	-	-	-	-	936	<b>936</b>
Reclassificação conforme parágrafo 122 do CPC 33 (R1)		-	-	-	-	936	(936)	-
Dividendos propostos e pagos		-	-	-	(72.649)	-	-	<b>(72.649)</b>
<b>Saldos em 30 de junho de 2016</b>		<b>952.492</b>	<b>765.882</b>	<b>171.422</b>	-	<b>104.398</b>	-	<b>1.994.194</b>
<b>Saldos em 1º de janeiro de 2017</b>	20	<b>952.492</b>	<b>765.882</b>	<b>171.422</b>	<b>108.498</b>	-	-	<b>1.998.294</b>
Lucro líquido do período		-	-	-	-	137.192	-	<b>137.192</b>
Outros resultados abrangentes:								
Ganhos e perdas atuariais líquidos		-	-	-	-	-	2.365	<b>2.365</b>
Reclassificação conforme parágrafo 122 do CPC 33 (R1)		-	-	-	-	2.365	(2.365)	-
Dividendos propostos e pagos	15	-	-	-	(108.498)	-	-	<b>(108.498)</b>
<b>Saldos em 30 de junho de 2017</b>		<b>952.492</b>	<b>765.882</b>	<b>171.422</b>	-	<b>139.557</b>	-	<b>2.029.353</b>

As notas explicativas são parte integrante destas Informações Contábeis Intermediárias.

## Notas Explicativas



CNPJ 02.328.280/0001-97

**Demonstração dos fluxos de caixa**  
**para o período de seis meses findo em 30 de junho de 2017 e 2016**  
**(em milhares de reais)**

	Notas	Acumulado em 30/06/2017	Acumulado em 30/06/2016
<b>Lucro líquido do período</b>		<b>137.192</b>	<b>103.462</b>
<b>Itens do lucro líquido que não afetam caixa</b>		<b>349.043</b>	<b>393.117</b>
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	5	38.114	50.488
Juros e variações monetárias e cambiais		132.732	181.222
Depreciações e amortizações		87.758	85.992
Perda / (ganho) na baixa de ativos intangíveis e financeiros indenizáveis		13.319	9.575
Plano de pensão	18.1	3.584	1.418
Provisão para ações judiciais e regulatórias		16.822	28.850
Tributos diferidos	25.2	38.294	50.057
Ajustes do fluxo de caixa estimado	10.1	(8.696)	(44.726)
Programa de P&D e eficiência energética		22.634	25.420
Plano de incentivo de longo prazo		4.482	4.821
<b>Variações no ativo e passivo operacional</b>		<b>(181.238)</b>	<b>105.665</b>
Contas a receber		(108.349)	60.388
Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	6	(58.537)	243.682
Tributos a compensar		(13.398)	(30.838)
Outros créditos		32.810	(8.272)
Subsídios tarifários e encargos do consumidor		14.026	(37.414)
Juros pagos (empréstimos, debêntures e arrendamento mercantil)		(64.948)	(106.352)
Fornecedores e supridores de energia elétrica		2.021	(211.126)
Valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros	6	76.295	297.685
Tributos a recolher		31.244	(46.863)
Imposto de renda e contribuição social pagos		(36.275)	(14.784)
Pagamento de ações judiciais e regulatórias		(26.013)	(14.103)
Programa de P&D e eficiência energética		(18.461)	(24.029)
Outros passivos		(11.653)	(2.309)
<b>Fluxo de caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais</b>		<b>304.997</b>	<b>602.244</b>
<b>Fluxo de caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento</b>		<b>(177.026)</b>	<b>(150.560)</b>
Adições ao ativo intangível, ativo indenizável e imobilizado	10.1 e 10.2	(177.766)	(161.942)
Valor recebido na baixa do ativo intangível, ativo indenizável e imobilizado		1.199	5.559
Caução de fundos e depósitos vinculados		(459)	5.823
<b>Fluxo de caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento</b>		<b>(322.952)</b>	<b>(342.885)</b>
Dividendos e juros sobre capital próprio pagos	15	(226.365)	(170.917)
Amortização de empréstimos, debêntures e arrendamento mercantil (principal)		(276.141)	(198.103)
Captação de empréstimos		179.554	26.135
<b>Variação de caixa e equivalentes de caixa</b>		<b>(194.981)</b>	<b>108.799</b>
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	4	899.313	785.146
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	4	704.332	893.945
<b>Variação de caixa e equivalentes de caixa</b>		<b>(194.981)</b>	<b>108.799</b>

As notas explicativas são parte integrante destas Informações Contábeis Intermediárias.

**Notas Explicativas**

CNPJ 02.328.280/0001-97

**Demonstração do valor adicionado  
para o período findo em 30 de junho de 2017 e 2016  
(em milhares de reais)**

	<b>Notas</b>	<b>Acumulado em 30/06/2017</b>	<b>Acumulado em 30/06/2016</b>
<b>Receitas</b>		<b>3.810.199</b>	<b>4.014.267</b>
Vendas de energia e serviços		3.545.720	4.287.802
Valores a receber (devolver) de Parcela A e outros itens financeiros	21	115.533	(391.758)
Receita de construção	21	177.766	161.941
Provisão para créditos de liquidação duvidosa líquida	23	(30.099)	(45.927)
Outras receitas		1.279	2.209
<b>Insumos adquiridos de terceiros</b>		<b>(2.042.037)</b>	<b>(1.956.252)</b>
Energia comprada bruta	22	(1.705.975)	(1.628.365)
Materiais	23	(19.552)	(17.984)
Serviços de terceiros	23	(68.145)	(72.545)
Custo de construção	21	(177.766)	(161.941)
Outros custos operacionais		(70.599)	(75.417)
<b>Valor adicionado bruto</b>		<b>1.768.162</b>	<b>2.058.015</b>
Depreciação e amortização		(87.760)	(85.992)
<b>Valor adicionado líquido</b>		<b>1.680.402</b>	<b>1.972.023</b>
Receitas financeiras e variações monetárias e cambiais		100.767	105.546
<b>Valor adicionado a distribuir</b>		<b>1.781.169</b>	<b>2.077.569</b>
<b>Distribuição do valor adicionado</b>		<b>1.781.169</b>	<b>2.077.569</b>
Pessoal		146.394	130.839
Impostos, taxas e contribuições		825.811	1.067.557
Federais		239.215	325.741
Estaduais		586.338	741.399
Municipais		258	417
Encargos setoriais e outros		503.363	600.021
Despesas financeiras e variações monetárias e cambiais		168.409	175.690
Lucros retidos		137.192	103.462

As notas explicativas são parte integrante destas Informações Contábeis Intermediárias.

## Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97



### ELEKTRO REDES S.A.

#### NOTAS EXPLICATIVAS REFERENTES ÀS INFORMAÇÕES CONTÁBEIS INTERMEDIÁRIAS

EM 30 DE JUNHO DE 2017

(em milhares de reais, exceto se indicado de outra forma)

#### 1. A COMPANHIA, SUAS OPERAÇÕES E A CONCESSÃO

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

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

As principais obrigações previstas no contrato de concessão consistem em fornecer energia elétrica aos consumidores de sua área de concessão, realizar as obras necessárias à prestação dos serviços e manter inventário dos bens vinculados à concessão. É vedado à Companhia alienar ou conceder em garantia tais bens sem a prévia e expressa autorização do regulador. Ao final da concessão, esses bens serão revertidos automaticamente ao Poder Concedente, procedendo-se às avaliações e determinação do valor de indenização à Companhia (vide nota explicativa 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 cota de reintegração/depreciação regulatória, perdas e receitas irrecuperáveis). Os mecanismos de ajuste são: o Reajuste Tarifário anual e a Revisão Tarifária ordinária a cada quatro anos.

A Companhia é registrada na Comissão de Valores Mobiliários (CVM) como companhia de capital aberto e tem ações (0,32% do capital total) negociadas na B3 – Brasil, Bolsa, Balcão (nova razão social da BM&FBovespa – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros).

#### Aprovação das Informações Contábeis Intermediárias

As Informações Contábeis Intermediárias foram aprovadas pelo Conselho de Administração da Companhia em 14 de julho de 2017, para divulgação na mesma data.

#### 2. APRESENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES CONTÁBEIS INTERMEDIÁRIAS

As Informações Contábeis Intermediárias foram preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem as normas da Comissão de Valores Mobiliários (CVM), os pronunciamentos do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) em particular o Pronunciamento Técnico CPC 21 (R1) – Demonstração Intermediária. No que tange as normas internacionais de relatório financeiro *International Financial Reporting Standards* (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB) foi observado o IAS 34 – *Interim Financial Reporting*, emitido pelo *International Accounting Standards Board* – IASB.

As práticas contábeis da Companhia estão consistentes com aquelas adotadas na elaboração das Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2016. Essas Informações Contábeis Intermediárias devem ser analisadas em conjunto com aquelas Demonstrações Financeiras, para melhor compreensão das informações apresentadas.



## Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

### 3. ALTERAÇÕES E ATUALIZAÇÕES NA LEGISLAÇÃO REGULATÓRIA

O Contrato de Concessão estabelece que a Elektro Redes passará pelo processo de Revisão Tarifária a cada quatro anos e reajustes anuais entre os anos de revisões, sendo 27 de agosto a data de atualização de suas tarifas; além de Revisões Tarifárias Extraordinárias (RTE), quando houver necessidade de reequilíbrio econômico-financeiro. A Revisão Tarifária tem como objetivo preservar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, estimulando o aumento da eficiência e a qualidade do serviço prestado pela Distribuidora, assegurando uma tarifa justa para os consumidores, além de preservar a atratividade financeira para os investidores. A última Revisão Tarifária da Companhia foi concluída em 27 de agosto de 2015, e considerou as novas metodologias aprovadas pela ANEEL: elevação do Custo de Capital – WACC (*Weighted Average Capital Cost* ou Custo Médio Ponderado de Capital) líquido de impostos de 7,50% a.a. (no 3º Ciclo de Revisões Tarifárias) para 8,09% a.a., o que representou um ajuste na remuneração do capital; Custos Operacionais; Perdas Técnicas e Não Técnicas de Energia; Fator X (índice que transfere parte dos ganhos de eficiência das distribuidoras com os consumidores); Outras Receitas e Receitas Irrecuperáveis. Desta forma, a Revisão Tarifária resultou em uma elevação média nas tarifas de 4,20%, estabelecida pela recomposição dos custos não gerenciáveis (Parcela A) e pela revisão dos custos gerenciáveis (Parcela B).

#### 3.1. Reajuste Tarifário

O Reajuste Tarifário reestabelece o poder de compra da concessionária por meio da correção pela inflação dos custos com a distribuição sob gestão da Distribuidora (Parcela B), deduzidos do Fator X.

Em 27 de agosto de 2016 ocorreu o Reajuste Tarifário Anual da Elektro Redes, homologado pela Resolução nº 2.125 de 23 de agosto de 2016. Neste reajuste foram atualizados os custos não gerenciáveis da distribuidora (Parcela A), repassados em sua totalidade para a tarifa dos consumidores. Nesse sentido, a redução de alguns componentes, como o preço da tarifa de energia de Itaipu, aliada à redução do encargo da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE (vide nota 3.2) culminou em uma redução média das tarifas aos consumidores de 13,40%. Ressalta-se que a parcela que remunera os custos gerenciados pela distribuidora (Parcela B), obteve reajuste positivo devido à atualização pela inflação registrada no período (IGP-M), descontada do Fator X (efeito de 5,0% ao longo do ano). Assim, a redução nas tarifas praticadas, no que tange a atualização da Parcela A e Outros Itens Financeiros, não afeta a Margem Operacional da Companhia uma vez que o impacto é neutro no resultado.

#### 3.2. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

A CDE é um encargo setorial criado em 2002 destinado à promoção do desenvolvimento energético em todo o território nacional. Sua arrecadação visa promover a competitividade da energia elétrica produzida por fontes alternativas, a universalização da energia elétrica no país e também suportar os subsídios tarifários destinados a cobrir descontos concedidos na tarifa pelas distribuidoras de energia elétrica a determinadas classes de clientes, além de outros custos. O mecanismo de recomposição do fundo é realizado por meio de cotas mensais homologadas pela ANEEL e recolhidas ao fundo operacionalizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, sendo que este encargo é repassado aos consumidores por meio das tarifas, tendo efeito nulo no resultado da distribuidora. O ressarcimento às distribuidoras relativo aos subsídios tarifários passou a ser operacionalizados pela CCEE a partir de maio de 2017, por força da Lei nº 13.360/2016.

No que tange aos recolhimentos mensais das cotas de CDE, houve no ano de 2015 um descasamento de caixa, pois a Elektro Redes vinha recolhendo integralmente sua cota mensal, e em contrapartida não recebia do fundo a integralidade dos repasses dos valores de subsídios. Assim, em 06 de agosto de 2015, a Companhia obteve ordem liminar, atualmente já confirmada por decisão de Segunda Instância, permitindo que fossem deduzidos dos pagamentos mensais dos encargos, os valores já vencidos e não repassados pelo fundo. No primeiro semestre de 2017, o valor compensado financeiramente totalizou R\$ 103.683 (R\$ 116.445 em 30 de junho de 2016), o qual, por se tratar de ordem liminar ainda sujeita a recurso, a Companhia apresentava os saldos a receber e a pagar segregados em seu balanço patrimonial, exceto para os períodos em que obteve recibo de quitação, sendo: (i) agosto de 2015 a janeiro de 2016, no montante de R\$



## Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

230.691 compensados contabilmente em março de 2016; e (ii) fevereiro de 2016 a abril de 2017, no montante de R\$ 283.188 compensados contabilmente em junho de 2017.

Ainda em relação aos recolhimentos da CDE, observa-se que, desde 2015, o surgimento de liminares questionando em Juízo o pagamento de alguns itens que compõem esse encargo, bem como a sua forma de rateio proporcional ao consumo dos clientes, o que levou a ANEEL a fixar novas tarifas para os clientes que ingressaram com as liminares, a fim de dar cumprimento à ordem judicial. Em dezembro de 2015, como o impacto na arrecadação do encargo não havia recebido a correspondente diminuição na cota de aportes de cada distribuidora para a CDE e para evitar um desequilíbrio financeiro para o setor de distribuição, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) ingressou em Juízo e obteve a permissão para deduzir do saldo a pagar de CDE os montantes mensais que deixaram de ser faturados devido à liminar movida naquele ano pela Associação Brasileira de Consumidores de Energia (ABRACE). Dada a recorrência de liminares desta natureza durante o ano de 2016, a ANEEL emitiu em 14 de junho o Despacho nº 1.576, que normatiza o tratamento a ser dado pelas distribuidoras no caso de surgirem novas liminares questionando os valores de CDE cobrados nas tarifas. Assim, nesses casos, será autorizada automaticamente a dedução dos montantes a serem recolhidos para a CDE dos valores não arrecadados devido às liminares obtidas por esses clientes, respeitando a neutralidade tarifária. Posteriormente, a Associação Nacional dos Consumidores de Energia (ANACE), a Associação Nacional de Fabricantes de Produtos Eletroeletrônicos (ELETROS) e o Sindicato Nacional das Indústrias de Cimento - SNIC também ingressaram com ações similares visando o faturamento diferenciado da cota CDE. Para a Elektro Redes, o montante total deduzido do saldo a pagar até 30 de junho de 2017, relativo a essas liminares, foi de R\$ 8.351 (R\$ 14.274 em 30 de junho de 2016).

Em 25 de abril de 2017, através da Resolução Homologatória nº 2.231/2017, a ANEEL deduziu os valores da cota mensal da CDE Energia (Conta ACR), encargo relacionado aos empréstimos obtidos pela CCEE para cobrir os custos extraordinários de compra de energia em 2014, a fim de equalizar o nível de reserva de liquidez desta conta. Para Elektro Redes a redução no valor mensal da cota foi de R\$ 6.390 a ser aplicada para o período de abril de 2017 a março de 2018. Essa alteração não apresenta impactos no resultado da Companhia visto que qualquer diferença de valor será repassada através da tarifa durante o Reajuste Tarifário anual.

### 3.3. Bandeiras Tarifárias

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

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

Desde a Resolução Homologatória nº 2.203, de 14 de fevereiro de 2017, a ANEEL alterou os valores dos quatro patamares de Bandeiras Tarifárias: verde, amarela e vermelha – patamares 1 e 2, correspondendo a uma escala que varia de nenhum acréscimo tarifário até R\$ 35/MWh. Durante o primeiro semestre de 2017 vigorou a bandeira verde nos meses de janeiro e fevereiro, bandeira amarela no mês de março, bandeira vermelha patamar 1 nos meses de abril e maio, devido à baixa afluência, e no mês de junho, devido ao aumento não esperado de chuvas, a bandeira tarifária verde foi adotada. Já em 2016, foi aplicada em janeiro a bandeira vermelha – patamar 2, em fevereiro a bandeira vermelha – patamar 1, em março a bandeira amarela e para o período de abril a junho devido às condições hídricas mais favoráveis para a geração de energia, vigorou a bandeira verde.



## Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

Em 30 de junho de 2017 o montante registrado de Bandeira Tarifária pela Elektro Redes é de R\$ 106.205 (R\$ 118.725 em 30 de junho de 2016), sendo R\$ 69.881 (R\$ 121.301 em 30 de junho de 2016) recebido através do faturamento das contas de energia e R\$ 36.324 (R\$ 2.576 à pagar em 30 de junho de 2016) a receber através da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT.

### 3.4. Processo de ajuste nas tarifas – EER Angra III

O Encargo de Energia de Reserva – EER é um encargo que tem o objetivo de aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional através da contratação de energia elétrica junto a geradoras térmicas.

Anualmente, a CCEE informa à ANEEL a previsão de custos para aquisição de energia de reserva, que compõe os custos considerados no processo de Reajuste e/ou Revisão Tarifária de cada distribuidora. A estimativa considerada no processo tarifário de 2016 das distribuidoras contemplou a previsão de valores devidos a vários empreendimentos, dentre eles a usina nuclear de Angra III. No entanto, por esta usina não ter entrado em operação, os custos previstos de Angra III não integraram o valor de EER cobrado das distribuidoras durante o atual ano tarifário.

Em geral, tais diferenças são capturadas nas tarifas no processo tarifário seguinte através do mecanismo de CVA. No entanto, a ANEEL decidiu por antecipar esse efeito aos consumidores e, em 28 de março de 2017, através da Resolução Homologatória nº 2.214, aprovou um processo extraordinário de ajuste nas tarifas das distribuidoras, que ocorreu a partir do mês de abril, com o objetivo de antecipar os efeitos da inclusão da parcela do EER correspondente à contratação da usina de Angra III. Assim, durante o mês de abril de 2017 a tarifa foi reduzida para reverter os valores de Angra III incluídos no último processo tarifário, fazendo o movimento de devolução em um único mês do valor acumulado até então, e na tarifa dos meses subsequentes (de maio a agosto de 2017), passa a desconsiderar o custo mensal do EER dessa usina. Por se tratar de item de Parcela A, não há impacto na margem operacional da Companhia.

### 3.5. Sobrecontratação de energia

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

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

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



## Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

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

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

Em 2017 a Elektro Redes participou de todos os MCSDs de Energia Nova processados até o momento, um com vigência de janeiro a dezembro de 2017, outro com vigência de abril a dezembro e, adicionalmente, também participou de outro MCSD cuja efetividade se inicia apenas em 2018. Ainda estão previstos mais dois MCSDs ao longo de 2017.

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

Adicionalmente, em 2 de agosto de 2016, a ANEEL emitiu o Decreto nº 8.828 que desobriga as distribuidoras sobrecontratadas de penalidades caso não contratem energia para o montante de reposição dos contratos que estão para expirar.

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

Para o ano de 2017, a sobrecontratação será totalmente mitigada como desdobramento das medidas já endereçadas em 2016, a exemplo do tratamento da migração de clientes especiais como sobrecontratação involuntária e dos processamentos do MCSD de Energia Nova.



## Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

### 4. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	<u>30/06/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Caixa e bancos	6.511	10.325
Certificado de Depósitos Bancários	697.821	888.988
<b>Total</b>	<b><u>704.332</u></b>	<b><u>899.313</u></b>

Os Certificados de Depósitos Bancários da Companhia referem-se a títulos de renda fixa, com taxas pós-fixadas, indexados à variação diária dos Certificados de Depósitos Interbancários (CDI). Em 30 de junho de 2017 a rentabilidade média estava em 100,10% do CDI (100,53% em 31 de dezembro de 2016). Essas aplicações apresentam alta liquidez e podem ser resgatadas a qualquer momento sem risco significativo de perda de valor.

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

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

	<u>30/06/2017</u>				<u>31/12/2016</u>			
	A Vencer	até 90 dias Vencidos	(+ 90 dias Vencidos	Total	A Vencer	até 90 dias Vencidos	(+ 90 dias Vencidos	Total
Fornecimento	259.528	121.776	71.332	452.636	161.375	127.018	78.593	366.986
Outras contas a receber	537.596	93.621	73.077	704.294	571.533	92.939	69.622	734.094
Receita não faturada	291.125	-	-	291.125	328.756	-	-	328.756
Parcelamentos de débitos	81.146	13.924	28.495	123.565	100.228	17.036	23.004	140.268
Tarifa de fio	142.074	73.755	37.643	253.472	122.618	68.516	39.594	230.728
Supridores	19.004	-	-	19.004	19.004	-	-	19.004
Outros	4.247	5.942	6.939	17.128	927	7.387	7.024	15.338
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	(9.978)	(17.010)	(57.551)	(84.539)	(16.737)	(15.500)	(66.687)	(98.924)
<b>Total</b>	<b><u>787.146</u></b>	<b><u>198.387</u></b>	<b><u>86.858</u></b>	<b><u>1.072.391</u></b>	<b><u>716.171</u></b>	<b><u>204.457</u></b>	<b><u>81.528</u></b>	<b><u>1.002.156</u></b>
Circulante	751.239	198.387	86.858	1.036.484	672.454	204.457	81.528	958.439
Não circulante	35.907	-	-	35.907	43.717	-	-	43.717

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

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



## Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

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

	31/12/2015	Adições	Reversão da Provisão	Baixas de Incobráveis	30/06/2016
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	80.381	58.390	(7.902)	(30.287)	100.582
	31/12/2016	Adições	Reversão da Provisão	Baixas de Incobráveis	30/06/2017
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	98.924	41.775	(3.661)	(52.499)	84.539

A redução das Provisões para Crédito de Liquidação Duvidosa reflete o efeito das assertivas ações de cobrança conduzidas pela Companhia.

## 6. VALORES A RECEBER E A DEVOLVER DE PARCELA A E OUTROS ITENS FINANCEIROS

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

Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros	Nota	Valores em Amortização	Valores em Constituição	30/06/2017	Valores em Amortização	Valores em Constituição	31/12/2016
<b>CVA Ativa - Parcela A a receber</b>		<b>9.939</b>	<b>75.944</b>	<b>85.883</b>	<b>27.834</b>	<b>22.259</b>	<b>50.093</b>
Custo da Energia de Itaipu	6.1	-	51.740	51.740	-	7.996	7.996
Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA		5.158	-	5.158	14.446	-	14.446
Transporte Rede Básica		3.825	22.546	26.371	10.710	13.406	24.116
Transporte de Energia - Itaipu		956	1.658	2.614	2.678	857	3.535
<b>Outros Itens Financeiros a receber</b>		<b>28.572</b>	<b>336.766</b>	<b>365.338</b>	<b>80.424</b>	<b>262.166</b>	<b>342.590</b>
Quota Parte de Energia Nuclear		62	-	62	176	-	176
Neutralidade da Parcela A	6.3	23.288	118.454	141.742	65.644	82.965	148.609
Sobrecontratação de Energia	6.4	5.222	218.312	223.534	14.604	179.201	193.805
<b>Total Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros</b>		<b>38.511</b>	<b>412.710</b>	<b>451.221</b>	<b>108.258</b>	<b>284.425</b>	<b>392.683</b>
<b>Ativo Circulante</b>				<b>416.827</b>			<b>226.768</b>
<b>Ativo Não Circulante</b>				<b>34.393</b>			<b>165.915</b>
Valores a Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros	Item	Valores em Amortização	Valores em Constituição	30/06/2017	Valores em Amortização	Valores em Constituição	31/12/2016
<b>CVA Passiva - Parcela A a devolver</b>		<b>90.183</b>	<b>403.839</b>	<b>494.022</b>	<b>252.429</b>	<b>188.796</b>	<b>441.225</b>
Aquisição de Energia	6.1	52.855	81.910	134.765	148.018	55.197	203.215
Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA		-	6.792	6.792	-	-	-
Encargos de Serviços de Sistema - ESS e CONER	6.1	15.318	177.297	192.615	42.899	83.160	126.059
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	6.2	22.010	137.840	159.850	61.512	50.439	111.951
<b>Outros Itens Financeiros a devolver</b>		<b>1.451</b>	<b>148.074</b>	<b>149.525</b>	<b>1.180</b>	<b>124.847</b>	<b>126.027</b>
CUSD/DIT		1.099	-	1.099	814	-	814
Energia Livre	6.5	-	14.874	14.874	-	13.864	13.864
TUSD-G	6.6	-	35.347	35.347	-	35.347	35.347
Receita Ultrapassagem de Demanda e Excedente Reativo	6.7	-	97.853	97.853	-	75.636	75.636
Outros		352	-	352	366	-	366
<b>Total Valores a Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros</b>		<b>91.634</b>	<b>551.913</b>	<b>643.547</b>	<b>253.609</b>	<b>313.643</b>	<b>567.252</b>
<b>Passivo Circulante</b>				<b>461.819</b>			<b>332.273</b>
<b>Passivo Não Circulante</b>				<b>181.728</b>			<b>234.979</b>

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

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

Por meio da Resolução Homologatória nº 2.125, de 23 de agosto de 2016, a ANEEL definiu os valores de CVA correspondentes ao período de 27 de agosto de 2015 a 26 de agosto de 2016. Esses montantes já estão líquidos dos recebimentos ocorridos até 30 de junho de 2017 e estão representados no quadro “Valores a receber/devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros” na coluna “valores em amortização”: (i) R\$ 52.855 como CVA passiva (R\$ 148.018 em 31 de dezembro de 2016), referente à aquisição de energia já deduzido dos montantes de Bandeira Tarifária para cobertura desse item; e (ii) R\$ 15.318 (R\$ 42.899 em 31 de dezembro de 2016)



## Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

registrados como CVA passiva de ESS e CONER (Conta de Energia de Reserva) também já deduzidos dos valores recebidos via Bandeira Tarifária.

Os saldos em constituição referem-se à apuração do saldo de CVA para repasse no próximo processo tarifário de acordo com legislação e regras vigentes. Em 30 de junho de 2017, a Companhia possui os seguintes montantes registrados: (i) R\$ 51.740 (R\$ 7.996 em 31 de dezembro de 2016) a receber referente ao custo de energia de Itaipu maior que sua cobertura tarifária; (ii) R\$ 81.910 (R\$ 55.197 em 31 de dezembro de 2016) a devolver decorrente dos menores custos de energia em relação ao homologado na tarifa; e (iii) R\$ 177.297 (R\$ 83.160 em 31 de dezembro de 2016) a devolver devido aos valores pagos de ESS e CONER estarem menores que sua cobertura tarifária parcialmente compensados pela devolução dos valores do EER de Angra III (vide nota 3.4).

### 6.2. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

A Conta de Desenvolvimento Energético – CDE é um encargo setorial, pago pelas empresas de distribuição e estabelecido em lei (vide nota 3.2). Este encargo é dividido em três categorias, sendo: (i) CDE Uso referente à parcela cobrada de clientes livres e cativos incidente na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD; (ii) CDE Energia, referente ao encargo pago pelos clientes cativos incidente na Tarifa de Energia (TE); e (iii) CDE Energia ACR, referente ao encargo pago pelos clientes cativos incidente na Tarifa de Energia com o intuito de quitar o empréstimo realizado pela CONTA-ACR. O mecanismo de ressarcimento concedido às distribuidoras em relação aos subsídios tarifários ocorre através de repasses operacionalizados pela CCEE.

Em janeiro de 2017, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 2.202/2017, estabelecendo o novo valor do encargo da CDE USO a ser recolhido pelas distribuidoras, reduzindo de R\$ 40.510 para R\$ 29.439 contra uma cobertura tarifária de R\$ 43.369. Entretanto, no mês subsequente, através da Resolução Normativa nº 2.204/2017, a ANEEL republicou os valores sendo que a cota mensal da Elektro Redes passou a ser de R\$ 33.761 a partir do mês de fevereiro de 2017.

Em 30 de junho de 2017, o passivo em constituição de CDE a ser devolvido é de R\$ 137.840 (R\$ 50.439 a devolver em 31 de dezembro de 2016). Adicionalmente, o montante a devolver em amortização de CDE é de R\$ 22.010 (R\$ 61.512 em 31 de dezembro de 2016).

### 6.3. Neutralidade dos encargos setoriais na Parcela A

Em conformidade ao disposto na Subcláusula Décima da Cláusula Oitava do Contrato de Concessão, a neutralidade dos encargos refere-se ao cálculo das variações mensais apuradas entre os valores de cada item dos encargos setoriais efetivamente faturados no período de referência e os respectivos valores contemplados no processo tarifário, baseados na expectativa de mercado para os 12 meses subsequentes ao reajuste. O total remanescente das diferenças a receber dos consumidores, homologado pela Resolução Homologatória nº 2.125/2016, representa, em 30 de junho de 2017, um saldo em amortização de R\$ 23.288 (R\$ 65.644 em 31 de dezembro de 2016).

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

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

A diferença no faturamento referente à isenção parcial do encargo de CDE para os clientes abarcados pelas ações judiciais da ABRACE e ANACE está registrada através da constituição de neutralidade no montante de R\$ 7.166 (vide nota 3.2), saldo que compõe o ativo total em constituição em 30 de junho de 2017, no montante de R\$ 118.454 (R\$ 82.965 em 31 de dezembro de 2016).

### 6.4. Sobrecontratação de Energia

Em 30 de junho de 2017, o montante a receber em amortização de sobrecontratação de energia (vide nota 3.5), é de R\$ 5.222 (R\$ 14.604 em 31 de dezembro de 2016). O saldo em constituição em 30 de junho de 2017 é de R\$ 218.312 (R\$ 179.201 em 31 de dezembro de 2016), refere-se aos custos adicionais com exposição involuntária no mercado de curto prazo, diferenças de preços

## Notas Explicativas



CNPJ 02.328.280/0001-97

entre submercados e liquidação das sobras de energia para o período de maio de 2016 até junho de 2017.

### 6.5. RTE – Energia Livre

Devido a uma liminar proferida em Ação Civil Pública ajuizada pelo Ministério Público Federal na região da jurisdição federal de Presidente Prudente, que afetou algumas cidades da área de concessão da Elektro Redes e que impedia o faturamento dos adicionais tarifários relacionados à Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE) ocorrida após o Programa de Racionamento de 2001/02, o período de cobrança naquelas localidades acabou sendo postergado, tendo seu término no ano de 2012. Considerando que a cobrança desses adicionais tarifários se encerrou em 2012, o saldo a devolver em 30 de junho de 2017 no montante de R\$ 14.874 (R\$ 13.864 em 31 de dezembro de 2016) deverá ser tratado nos próximos processos tarifários.

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

A ANEEL, através de resoluções específicas, determinou a cobrança da TUSD-G das geradoras, para remunerar as instalações, os equipamentos e os componentes da rede de distribuição utilizados para levar a energia aos consumidores conectados à área de concessão da Elektro Redes. A Duke Energy, geradora proprietária da usina de Rosana, localizada na área de concessão da Elektro Redes, não concordou com os valores calculados pela ANEEL e por decisão judicial foi autorizada a realizar o depósito em juízo dos valores cobrados. Dessa forma, em 30 de junho de 2017, a Elektro Redes mantém o contas a receber registrado na rubrica de outros créditos e um saldo a devolver aos consumidores via modicidade tarifária, a partir do encerramento da ação judicial, no montante de R\$ 35.347 (R\$ 35.347 em 31 de dezembro de 2016).

### 6.7. Receita Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativo

O montante a devolver refere-se à reversão de receita obtida através do faturamento pela Elektro Redes aos seus clientes finais de penalidades por ultrapassagem dos limites contratados para demanda e excedente de reativo que até o 4º Ciclo de Revisão Tarifária foram contabilizados como obrigações especiais em serviço, reduzindo o ativo intangível e financeiro, tanto no custo, quanto em sua atualização. A partir do 5º Ciclo de Revisão Tarifária, esses montantes passaram a constituir um passivo que será amortizado ao longo do Ciclo seguinte. Em 30 de junho de 2017, a Companhia possui um saldo de R\$ 97.853 (R\$ 75.636 em 31 de dezembro de 2016) que compreende o período de março de 2015 a junho de 2017, atualizado pela Selic.

## 7. TRIBUTOS A COMPENSAR

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.

	<u>30/06/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços - ICMS	105.585	104.328
Programa de Integração Social – PIS e Contribuição para Financiamento da Seguridade Social – COFINS	17.213	11.055
<b>Total</b>	<b><u>122.798</u></b>	<b><u>115.383</u></b>
Ativo circulante	38.575	31.842
Ativo não circulante	84.223	83.541



## Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

### 8. DEPÓSITOS JUDICIAIS

	<u>30/06/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Incidência da COFINS sobre o faturamento	-	38.799
Legado "EPC" - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda. <sup>(i)</sup>	36.293	35.100
Outros processos de natureza Trabalhista, Cível e Tributária	48.704	53.461
<b>Total</b>	<b><u>84.997</u></b>	<b><u>127.360</u></b>

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

Em 6 de março de 2017, após decisão judicial favorável à Companhia, foi liberado o montante de R\$ 39.155 (R\$ 38.799 em 31 de dezembro de 2016) referente ao depósito judicial tributário, cuja provisão foi revertida em 2009. O processo questionava 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.

### 9. SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS E ENCARGOS DO CONSUMIDOR

No ano de 2015 ocorreu um descasamento de caixa, referente aos recolhimentos mensais das cotas de CDE, pois a Elektro Redes vinha recolhendo integralmente sua cota mensal, e em contrapartida não recebeu do fundo a integralidade dos repasses dos valores de subsídios. Assim, em 6 de agosto de 2015, a Companhia obteve ordem liminar permitindo que fossem deduzidos dos pagamentos mensais os valores já vencidos e não repassados pelo fundo, que no ano de 2017 totalizaram R\$ 103.683 (R\$ 116.445 em 30 de junho de 2016). Por se tratar de ordem liminar, a Companhia apresentava os saldos a receber e a pagar segregados em seu balanço patrimonial, exceto para o período de agosto de 2015 a janeiro de 2016, para os quais já possuía recibo de quitação no montante de R\$ 230.691. Em 2017, a Elektro Redes obteve junto à Eletrobrás outro recibo de quitação relacionado a esta liminar, correspondente ao período de fevereiro de 2016 a abril de 2017, que possibilitou a compensação contábil do montante total de R\$ 283.188 (nota explicativa 3.2).

Assim, em 30 de junho de 2017, a Companhia mantém registrado no ativo os valores a receber no montante de R\$ 68.879 (R\$ 268.978 em 31 de dezembro de 2016) e no passivo o montante total de R\$ 147.849 (R\$ 333.922 em 31 de dezembro de 2016).

### 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 dos ativos qualificáveis em construção limitado a regra regulatória, que leva em consideração os prazos médios de construção e expansão do sistema elétrico. O valor desses encargos capitalizados foi de R\$ 2.942 em 30 de junho de 2017 (R\$ 3.274 em 30 de junho de 2016). 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 fluxo de caixa do ativo financeiro a ser recebido do poder concedente ao final da



## Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

concessão foi determinado pela Companhia utilizando o valor residual da BRR estimado ao final do prazo contratual da concessão.

Em 30 de junho de 2017, o ativo financeiro está atualizado pelo valor residual da BRR homologada no 4º Ciclo de Revisão Tarifária definida por meio da Resolução Homologatória ANEEL nº 1.944 e Nota Técnica nº 219/2015 – SGT/ANEEL de 25 de agosto de 2015, devidamente movimentado por adições, atualizações e baixas.

Este ativo financeiro está classificado como um ativo disponível para venda. A Companhia registra as variações no fluxo de caixa estimado desse ativo financeiro no resultado operacional do período. Com relação à mensuração do valor de mercado, classifica-se esse ativo como nível hierárquico 2 (nota explicativa 28).

Visando sempre a melhor estimativa da indenização ao final da concessão, o fluxo de caixa estimado do ativo financeiro apurado a partir da BRR homologada no 4º Ciclo é atualizado mensalmente, considerando a atualização pelo Índice de Preços Amplos ao Consumidor – IPCA, publicado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, conforme estabelecido pela ANEEL por meio do PRORET – Procedimento de Regulação Tarifária, vigente a partir de 23 de novembro de 2015. O ativo financeiro indenizável decorrente dos investimentos incrementais ocorridos de março de 2015 a junho de 2017 também é atualizado mensalmente, a fim de reproduzir a metodologia que define o VNR dos investimentos, representando a melhor estimativa na visão da Companhia.

Em 30 de junho de 2017, o valor correspondente à atualização deste ativo financeiro foi registrado no resultado operacional do período no montante de R\$ 8.696 (R\$ 44.726 em 30 de junho de 2016).

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

A mutação do ativo financeiro indenizável é compreendida por:

	<b>Custo</b>	<b>Obrigações Especiais</b>	<b>Ajuste de Fluxo de Caixa Estimado</b>	<b>Total</b>
<b>Saldo em 1º de janeiro de 2016</b>	<b>935.891</b>	<b>(144.891)</b>	<b>116.123</b>	<b>907.123</b>
Transferências de ativo intangível	137.684	(20.462)	-	117.222
Adições	-	(16)	-	(16)
Ajustes do fluxo de caixa estimado	-	-	64.903	64.903
Baixas	(11.069)	927	(5.064)	(15.206)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2016</b>	<b>1.062.506</b>	<b>(164.442)</b>	<b>175.962</b>	<b>1.074.026</b>
Transferências de ativo intangível	122.109	(5.175)	-	116.934
Adições	-	102	-	102
Ajustes do fluxo de caixa estimado	-	-	9.938	9.938
Baixas	(3.203)	-	(1.242)	(4.445)
<b>Saldo em 30 de junho de 2017</b>	<b>1.181.412</b>	<b>(169.515)</b>	<b>184.658</b>	<b>1.196.555</b>

### 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 na Resolução nº 674/2015 para depreciação da infraestrutura. A taxa média homologada é 3,88%.

## Notas Explicativas



CNPJ 02.328.280/0001-97

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

	Em Serviço			Em Formação			Total	
	Custo	Obrigações Especiais	Amortização Acumulada	Valor Líquido	Custo	Obrigações Especiais	Valor Líquido	Valor Líquido
<b>Saldo em 1º de janeiro de 2016</b>	<b>2.609.356</b>	<b>(398.272)</b>	<b>(740.104)</b>	<b>1.470.980</b>	<b>357.976</b>	<b>(45.660)</b>	<b>312.316</b>	<b>1.783.296</b>
Adições	-	(15)	-	(15)	426.252	(17.701)	408.551	408.536
Baixas	(57.882)	805	22.698	(34.379)	-	-	-	(34.379)
Amortização	-	-	(168.493)	(168.493)	-	-	-	(168.493)
Transferências	178.807	(17.811)	-	160.996	(316.491)	38.273	(278.218)	(117.222)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2016</b>	<b>2.730.281</b>	<b>(415.293)</b>	<b>(885.899)</b>	<b>1.429.089</b>	<b>467.737</b>	<b>(25.088)</b>	<b>442.649</b>	<b>1.871.738</b>
Adições	-	76	-	76	187.740	(10.152)	177.588	177.664
Baixas	(22.398)	-	11.083	(11.315)	-	-	-	(11.315)
Amortização	-	-	(85.814)	(85.814)	-	-	-	(85.814)
Transferências	127.356	(4.154)	-	123.202	(249.465)	9.329	(240.136)	(116.934)
<b>Saldo em 30 de junho de 2017</b>	<b>2.835.239</b>	<b>(419.371)</b>	<b>(960.630)</b>	<b>1.455.238</b>	<b>406.012</b>	<b>(25.911)</b>	<b>380.101</b>	<b>1.835.339</b>

## 11. FORNECEDORES E SUPRIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA

	<u>30/06/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Moeda nacional	<u>366.023</u>	<u>372.475</u>
Supridores de energia elétrica	<u>311.180</u>	<u>282.017</u>
Fornecedores de materiais e serviços	<u>54.843</u>	<u>90.458</u>
Moeda estrangeira	<u>54.413</u>	<u>45.940</u>
Supridores de energia elétrica - Itaipu	<u>54.413</u>	<u>45.940</u>
<b>Total</b>	<b><u>420.436</u></b>	<b><u>418.415</u></b>

## Notas Explicativas



CNPJ 02.328.280/0001-97

## 12. EMPRÉSTIMOS / FINANCIAMENTOS E INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS

	30/06/2017	31/12/2016	Condições Gerais	Vencimento	Garantias
<b>Moeda Nacional</b>	<b>582.229</b>	<b>607.693</b>			
<b>BNDES</b>	<b>504.876</b>	<b>515.625</b>			
Finame SE 2011	2.557	2.914	5,5% a.a.	Início 15/02/2013 até 15/01/2021	
Finem CAPEX 2011/2012	56.838	70.784	de TJLP a TJLP + 3,03% a.a.	Início 15/06/2013 até 15/12/2019	Instrumento de Cessão
Finem CAPEX 2013/2014	200.852	219.041	de TJLP a TJLP + 3,08% a.a.	Início 15/01/2016 até 15/12/2023	Fiduciária de Direitos Creditórios
Finem CAPEX 2015/2016	246.634	224.322	de TJLP a TJLP + 2,36% e SELIC + 2,44%	Início 15/07/2017 até 15/06/2024	
Custos com emissão - BNDES	(2.005)	(1.436)			
Eletrobras - Luz para Todos <sup>(1)</sup>	38.079	44.401	RGR + 5,0% a.a. <sup>(2)</sup>	Início: 30/11/2006 até 31/12/2022	
Caixa Econômica Federal - Luz para Todos <sup>(1)</sup>	5.435	5.743	6% a.a.	Início: 15/05/2016 até 15/04/2026	
Finep - 2º Ciclo	3.496	6.993	4,25% a.a.	Início: 15/04/2011 até 15/12/2017	Carta de Fiança
Finep - 3º Ciclo	2.969	3.563	5,0% a.a.	Início: 15/01/2014 até 15/12/2019	
Finep - 4º Ciclo	11.090	12.571	5,0% a.a.	Início: 15/03/2015 até 15/03/2021	
Finep - 5º Ciclo	6.979	7.589	TJLP + 0,5% a.a.	Início: 15/10/2016 até 15/10/2022	
Arrendamento mercantil	9.305	11.208	de 10% a 18% a.a.	A partir de 2013 <sup>(3)</sup>	N/A
<b>Moeda Estrangeira</b>	<b>1.142.771</b>	<b>1.241.486</b>			
BEI - Banco Europeu de Investimento 2013	350.013	369.607	US\$ + 3,4020% a.a.	Início: 31/10/2013 até 31/10/2025	Carta de Fiança
BEI - Banco Europeu de Investimento 2016	199.798	202.546	Libor 6M + 0,862% <sup>(5)</sup>	Início: 01/07/2016 até 01/07/2027	
4131 Bank Tokyo 2014	71.483	145.147	Libor 3mL + 0,8457% <sup>(4)</sup>	Início: 17/06/2014 até 20/06/2018	
4131 Citibank	212.049	215.256	Libor 3mL + 0,7782% <sup>(4)</sup>	Início: 09/06/2014 até 09/01/2018	
4131 Mizuho	96.095	194.783	Libor 3mL + 1,00% <sup>(4)</sup>	Início: 16/03/2015 até 16/03/2018	
4131 Bank Tokyo 2015	68.708	114.933	Libor 3mL + 0,6900% <sup>(4)</sup>	Início: 16/03/2015 até 16/03/2018	
4131 Bank Tokyo 2017	155.224	-	US\$ +2,6457% a.a até 23/05/2018 e US\$ +2,76% a.a. após 24/05/2018	Início: 24/05/2017 até 26/05/2020	N/A
Custos com emissão - Moeda Estrangeira	(599)	(786)			
<b>Total</b>	<b>1.725.000</b>	<b>1.849.179</b>			
Circulante	625.042	435.267			
Não circulante	1.099.958	1.413.912			
<b>Instrumentos Financeiros Derivativos Ativos</b>					
Swap Empréstimo BEI - Banco Europeu de Investimento 2013	(92.787)	(111.299)	CDI - 0,30% a.a.	31/10/2025	
Swap Empréstimo BEI - Banco Europeu de Investimento 2016	(1.991)	(13.143)	76,5% do CDI a.a.	01/07/2027	
Swap Créd. Bancário via Lei nº 4.131 Bank Tokyo 2014	(1.174)	(4.388)	100,5% do CDI a.a.	20/06/2018	N/A
Swap Créd. Bancário via Lei nº 4.131 Citibank	(23.686)	(26.385)	103,0% do CDI a.a.	09/01/2018	
Swap Créd. Bancário via Lei nº 4.131 Mizuho	(2.012)	(6.404)	93,16% do CDI a.a.	16/03/2018	
Swap Créd. Bancário via Lei nº 4.131 Bank Tokyo 2015	(663)	(1.394)	94,0% do CDI a.a.	16/03/2018	
<b>Total</b>	<b>(122.313)</b>	<b>(163.013)</b>			
Circulante	(30.488)	(19.017)			
Não circulante	(91.825)	(143.996)			
<b>Instrumentos Financeiros Derivativos Passivos</b>					
Swap Bancário Passivo via Lei nº 4.131 Bank Tokyo 2017	9.580	-	104,9% do CDI a.a.	26/05/2020	N/A
<b>Total</b>	<b>9.580</b>	<b>-</b>			
Circulante	1.184	-			
Não circulante	8.396	-			
<b>Endividamento Financeiro Líquido dos Instrumentos Derivativos</b>	<b>1.612.267</b>	<b>1.686.166</b>			
Circulante	595.738	416.250			
Não circulante	1.016.529	1.269.916			

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

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

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

(4) Taxa Libor de 3 meses.

(5) Taxa Libor de 6 meses.

Em 30 de junho de 2017, o endividamento financeiro líquido do efeito dos Instrumentos Financeiros Derivativos é de R\$ 1.612.267 (R\$ 1.686.166 em 31 de dezembro de 2016), sendo: (i) R\$ 595.738 (R\$ 416.250 em 31 de dezembro 2016) registrado no curto prazo; (ii) R\$ 1.016.529 (R\$ 1.269.916 em 31 de dezembro de 2016) registrado no longo prazo, com vencimentos que ocorrerão da seguinte forma: R\$ 79.789 em 2018, R\$ 230.795 em 2019, R\$ 206.249 em 2020, R\$ 118.630 em 2021, R\$ 114.231 em 2022, R\$ 112.075 em 2023 e R\$ 154.760 após 2023.

No primeiro semestre de 2017, foi realizada a liquidação parcial dos contratos de empréstimos e dos instrumentos financeiros derivativos referentes à dívida via Lei nº 4.131 junto aos bancos Mizuho e Tokyo nos valores líquidos de R\$ 93.735 e R\$ 115.294, respectivamente. A liquidação do contrato do Mizuho foi composta pela amortização do empréstimo no montante de R\$ 94.887, compensada pelo recebimento do instrumento financeiro no montante de R\$ 1.152. Já a liquidação do contrato do Tokyo foi composta pela amortização do empréstimo no montante de R\$ 118.425 e recebimento do instrumento financeiro derivativo no valor de R\$ 3.131, também foi amortizado o montante de R\$ 47.356 referentes a contratos com BNDES, Eletrobras e FINEP.

No segundo trimestre de 2017, foi liberado o montante de R\$ 15.990 referente ao último saque do contrato de financiamento firmado em 2015 junto ao BNDES, destinado à implantação do Plano de

## Notas Explicativas



CNPJ 02.328.280/0001-97

Investimentos 2015-2016 com prazo de financiamento de 8,5 anos e carência de 19 meses. O montante total liberado desde a assinatura do contrato foi de R\$ 240.590.

Em 26 de maio de 2017, utilizando o instrumento financeiro da Lei nº 4.131, a Companhia contratou uma nova linha de financiamento no montante de R\$ 163.250 junto ao Banco de Tokyo, com prazo de vencimento de 3 anos, com custo médio final de 104,90% da variação dos Certificados de Depósitos Interbancários (CDI). O pagamento dos juros ocorrerá semestralmente enquanto o pagamento do principal acontecerá anualmente a partir de 24 de maio de 2019.

Objetivando neutralizar qualquer risco cambial derivado dessa operação, foi contratada operação de *swap* com o mesmo fluxo de liquidação do financiamento, resultando assim, em uma única operação denominada em moeda nacional atrelada à variação do CDI.

Para a exposição relativa à captação de todos os recursos em moeda estrangeira, a Companhia possui instrumentos derivativos de proteção econômica e financeira contra a variação cambial *Swap* de moeda, sem nenhum componente de alavancagem (vide nota 28 – Instrumentos Financeiros).

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

A Companhia possui contratos de empréstimos e financiamentos que contém cláusulas relacionadas à *covenants* não financeiros, tais como a alteração de controle acionário e inadimplemento, e *covenants* financeiros, que estabelecem indicadores como Endividamento Líquido/EBITDA, Dívida Líquida/PL e EBITDA/ Despesa Financeira.

Em 30 de junho de 2017, o *covenant* Dívida Líquida sobre Patrimônio, existente em contrato firmado com BNDES, foi de 0,88 contra um limite estabelecido de até 2,5. O indicador EBITDA sobre Despesa Financeira, registrou 7,96 contra um limite mínimo de 2,0. Já o *convenant* Dívida Líquida sobre EBITDA foi de 2,17 de acordo com os contratos de empréstimos em moeda estrangeira via instrumento de Lei nº 4.131, e de 2,12 conforme definição constante no contrato do BNDES, contra um limite máximo de 3,0.

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

## 13. DEBÊNTURES

	30/06/2017	31/12/2016	Qtde.	Remuneração	Pagamento dos juros	Amortização do principal
5ª Emissão	186.623	176.770				
2ª Série	186.694	176.869	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	(71)	(99)				
6ª Emissão	732.735	707.017				
1ª Série	113.771	114.658	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	143.737	137.774	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	475.764	455.176	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	(537)	(591)				
<b>Total</b>	<b>919.358</b>	<b>883.787</b>				
Circulante	235.940	213.980				
Não circulante	683.418	669.807				

Em 30 de junho de 2017, a Companhia possui o montante de R\$ 919.358 (R\$ 883.787 em 31 de dezembro de 2016) referente à 5ª e 6ª emissão de debêntures, sendo R\$ 235.940 registrados no curto prazo e R\$ 683.418 registrados no longo prazo, cujos vencimentos ocorrerão da seguinte forma: R\$ 158.748 em 2018, R\$ 68.981 em 2019, R\$ 151.885 em 2020, R\$ 151.885 em 2021 e R\$ 151.919 em 2022.



## Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

As características gerais das debêntures da Companhia estão apresentadas abaixo:

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

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

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

A Companhia possui debêntures que contém cláusulas relacionadas à *covenants* não financeiros, tais como a alteração de controle acionário e inadimplemento, e *covenants* financeiros, que estabelecem indicadores financeiros como Endividamento Líquido/EBITDA e EBITDA/Despesa Financeira.

De acordo com a definição das Escrituras de Emissões de Debêntures, o indicador EBITDA sobre Despesa Financeira registrou 7,96 contra um limite mínimo de 2,0 e Dívida Líquida sobre EBITDA apresentou 2,17 contra um teto máximo de 3,0.

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

## 14. TRIBUTOS A RECOLHER

	30/06/2017	31/12/2016
ICMS	122.276	123.382
COFINS	25.035	28.373
PIS	5.420	6.116
Outros impostos	1.905	1.796
<b>Total</b>	<b>154.636</b>	<b>159.667</b>

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

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

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

Em 8 de fevereiro de 2017 foi pago aos acionistas, em uma única parcela o montante de R\$ 117.867 (líquido de imposto de renda) referente a Juros sobre Capital Próprio do exercício social de 2016, previamente aprovado em Reunião do Conselho de Administração, realizada em 14 de outubro de 2016.

Em Assembleia Geral Ordinária, realizada em 07 de abril de 2017, foi aprovado o lucro líquido referente ao exercício de 2016 no montante de R\$ 351.688. Desta forma, e de acordo com proposta apresentada em Reunião do Conselho de Administração de 17 de fevereiro de 2017, também foi aprovado o pagamento de R\$ 108.498 relativos a dividendos adicionais propostos, calculados com base no lucro líquido de 2016 e Resultado Abrangente do período, já deduzidos de dividendos intermediários e Juros sobre Capital Próprio. Os dividendos foram pagos em uma única parcela, em 25 de abril de 2017.

Adicionalmente, em junho de 2017 a Companhia possui o montante de R\$ 12 referente a dividendos a pagar para acionistas minoritários que ainda não apresentaram seus dados cadastrais atualizados.



## Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

### 16. OBRIGAÇÕES E ENCARGOS SOBRE FOLHA DE PAGAMENTO

	<u>30/06/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Férias e 13º salário a pagar	24.253	22.911
Instituto nacional seguridade social - INSS empregador	14.327	11.194
Participação nos lucros e resultados	10.759	24.132
Fundo de garantia por tempo de serviço - FGTS	3.641	3.833
Retenções do empregado	3.894	3.733
Outros	663	572
<b>Total</b>	<b><u>57.537</u></b>	<b><u>66.375</u></b>

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

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

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

<u>Distribuição do recurso</u>	<u>Percentual de distribuição da ROL</u>	<u>30/06/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Programa de Eficiência Energética	0,50%	33.214	33.187
Pesquisa e Desenvolvimento	0,20%	39.635	33.605
FNDCT	0,20%	1.589	181
MME	0,10%	584	228
<b>Total</b>		<b><u>75.022</u></b>	<b><u>67.201</u></b>
Circulante		54.138	47.438
Não circulante		20.884	19.763

### 18. BENEFÍCIOS A EMPREGADOS

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

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

#### 18.1. Planos de Pensão

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

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

PSAP/CESP B1: Plano de Suplementação de Aposentadorias e Pensão Elektro – PSAP Elektro, iniciado em 1º de janeiro de 1998, sendo um plano misto, cuja meta de benefício é a integralidade



## Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

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 apresentou *superávit* atuarial de R\$ 135.848 em 31 de dezembro de 2016. No entanto, para que haja o reconhecimento contábil do *superávit* atuarial, é necessário que este seja superior a 25% das reservas matemáticas do plano, de modo a assegurar o equilíbrio financeiro em função da volatilidade de suas obrigações. Somente a partir deste limite o *superávit* poderá vir a ser utilizado pela patrocinadora para abater contribuições futuras ou ser reembolsado à patrocinadora. Para a Elektro Redes, esta relação estava em 16% em 31 de dezembro de 2016, não permitindo, portanto, o reconhecimento contábil de nenhum *superávit* atuarial.

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

Os valores reconhecidos no resultado nos períodos findos em 30 de junho de 2017 e 2016 e no resultado abrangente são os seguintes:

<b>Componentes da despesa do plano</b>	<b>30/06/2017</b>	<b>30/06/2016</b>
<b>Valores reconhecidos no demonstrativo de resultados do período</b>		
Custo do serviço corrente	3.584	1.418
Despesa reconhecida	3.584	1.418

Ao longo do primeiro semestre de 2017 a Companhia efetuou contribuições aos planos de Benefício Definido e Contribuição Definida mantidos junto à Fundação CESP que totalizaram em 30 de junho de 2017 R\$ 1.938 (R\$ 1.750 em 30 de junho de 2016).

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

As contribuições são feitas pelos participantes e pela Elektro Redes, que também é responsável pelo pagamento das despesas administrativas deste plano. Os custos incorridos pela Companhia em 30 de junho 2017 foram de R\$ 275 (R\$ 265 em 30 de junho de 2016), registrados na conta de despesa com pessoal.

### 19. PROVISÃO PARA AÇÕES JUDICIAIS E REGULATÓRIOS

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

A Companhia, com base nas opiniões da Administração e de seus assessores legais, registrou provisões para riscos cíveis e ambientais, fiscais, trabalhistas, regulatórios, desapropriações e servidões, cuja probabilidade de perda foi classificada como provável. A avaliação da probabilidade de perda por parte dos consultores legais da Companhia inclui avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia de leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais



## Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

recentes nos tribunais e a sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados externos.

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

As provisões apresentam os seguintes saldos e movimentações:

	Item	31/12/2016	Constituição	Atualização	Reversão	Liquidação	30/06/2017
Cíveis e ambientais	(i)	35.932	12.126	1.903	(5.523)	(5.765)	38.673
Tributárias	(ii)	39.079	475	1.612	(258)	(139)	40.769
Trabalhistas	(iii)	41.742	8.571	1.927	(3.078)	(13.091)	36.071
Desapropriações e servidões	(iv)	11.128	251	533	-	(172)	11.740
Regulatórias	(v)	18.386	1.450	72	(2.455)	(6.846)	10.607
<b>Total das provisões</b>		<b>146.267</b>	<b>22.873</b>	<b>6.047</b>	<b>(11.314)</b>	<b>(26.013)</b>	<b>137.860</b>

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

#### (i) Cíveis e ambientais

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

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

#### (ii) Tributárias

Referem-se às discussões relativas às exigências fiscais nos âmbitos federal, estadual e municipal. Dentre o total provisionado, destaca-se o Mandado de Segurança impetrado em 5 de dezembro de 2007 à EPC - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda. sucedida pela Companhia, para não pagar PIS e COFINS sobre a receita de juros sobre capital próprio. O processo aguarda julgamento de recurso em virtude de decisão de 2ª instância que lhe foi desfavorável. O valor provisionado em 30 de junho de 2017 é de R\$ 38.671 (R\$ 37.166 em 31 de dezembro de 2016).

#### (iii) Trabalhistas

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

#### (iv) Desapropriações e servidões

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

#### (v) Regulatórias

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

### 19.2. Contingências passivas com avaliação de risco possível

Segue demonstrativo dos processos cujo risco de perda é possível e, portanto, não possuem provisões registradas em 30 de junho de 2017:



## Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

	<u>30/06/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Tributárias <sup>(i)</sup>	1.972.115	2.015.715
Cíveis e ambientais <sup>(ii)</sup>	151.091	170.562
Previdenciárias <sup>(iii)</sup>	95.839	92.658
Trabalhistas	31.316	19.048
Desapropriação e servidão de passagem	8.020	7.838
<b>Total</b>	<b><u>2.258.381</u></b>	<b><u>2.305.821</u></b>

(i) Destacam-se: créditos de ICMS supostamente tomados de forma indevida; diferença na metodologia de cálculo do ICMS nos municípios de Ubatuba, Itanhaém, Dracena e Ouro Verde; ausência de pagamento de ICMS, sob as alegações fazendárias de que teria havido suposto transporte indevido de valores entre os Livros de Registro de Entrada e de Saídas e o Livro Registro de Apuração do ICMS; suposto creditamento indevido de ICMS sobre bens destinados ao ativo imobilizado; suposto descumprimento de obrigações acessórias; suposto creditamento indevido por meio de escrituração de notas fiscais que geraram estorno de débitos; validação da opção de aplicação de parcela do imposto de renda no FINAM; retenção de IRRF sobre valores pagos a título de JCP; compensação de saldo negativo de IRPJ; ISS sobre compartilhamento de infraestrutura e atividades-meio; taxas de uso do solo e auto de infração lavrado pela Receita Federal relativo ao imposto de renda retido na fonte decorrente de ganho de capital por conta de uma operação societária na qual a Companhia foi objeto em 2011.

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

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

Em dezembro de 2016 a Companhia recebeu um auto de infração no valor de R\$ 1.205.431, lavrado pela Receita Federal do Brasil relativo ao imposto de renda decorrente do ganho de capital originado a partir da operação societária com a aquisição do controle societário da Elektro Redes pelo atual acionista ocorrida em 2011. A Elektro Redes apresentou sua impugnação e, em julgamento de primeira instância administrativa, o auto de infração foi totalmente anulado. Os autos do processo atualmente encontram-se pendentes de julgamento de recurso de ofício em segunda instância administrativa. A probabilidade de êxito, na opinião dos advogados responsáveis pelo caso, permanece classificada como possível.

A Elektro Redes possui ações de cobrança movidas por concessionárias de rodovias estaduais e outras partes envolvidas visando impedir a Companhia de atuar livremente para a instalação de infraestrutura de distribuição de energia em faixas intermediárias e laterais das rodovias, livre de qualquer ônus. Diante deste cenário, a Companhia adotou medidas judiciais competentes em face do Departamento de Estradas e Rodagem do Estado de São Paulo (DER) e respectivas concessionárias. Nas ações em que o tema é discutido, há decisões favoráveis e desfavoráveis julgadas em diferentes instâncias, assim até setembro de 2016, a Companhia possuía provisão constituída para esse processo.

Considerando a evolução da jurisprudência sobre o tema, especialmente, o julgamento da ADIn nº 2.418 pelo STF, cujo acórdão foi publicado em outubro de 2016; e julgamentos favoráveis no mérito, pelo Tribunal de Justiça de São Paulo, em dezembro de 2016, de recursos reconhecendo a ilegalidade da cobrança pelo uso da faixa de domínio ocorridos, bem como diante das perspectivas de êxito possível determinadas pelos assessores jurídicos do caso, a Companhia efetuou em 2016 a reversão da provisão constituída para essa finalidade. Durante o ano de 2017 não ocorreu nenhum fato novo que altere o andamento do processo, desta forma, em 30 de junho de 2017, a probabilidade de êxito, na opinião dos advogados responsáveis pelo caso, é classificada como possível.

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



## Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

### 20. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

#### 20.1. Capital social

O capital social subscrito e integralizado da Companhia em 30 de junho de 2017 e 31 de dezembro de 2016, no montante de R\$ 952.492, tem a seguinte composição acionária:

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

Em 08 de junho de 2017, a Elektro Redes divulgou ao mercado um Fato Relevante informando um acordo de associação para regular a incorporação da Elektro Holding S.A, atual controladora da Elektro Redes, pela Neoenergia S.A. ("Neoenergia").

Esclareceu que a operação será estruturada mediante a incorporação da Elektro Holding pela Neoenergia, com o consequente aumento do capital social da Neoenergia, e que a consumação da Operação está condicionada à verificação de algumas condições suspensivas usuais nesse tipo de operação, dentre as quais a obtenção da aprovação pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE, bem como a aprovação da assembleia geral de acionistas da Neoenergia e da Elektro Holding.

Em 30 de junho de 2017, a Elektro Redes publicou ao mercado novo Fato Relevante esclarecendo as condições da Operação, bem como os principais benefícios, custos, riscos da incorporação e critérios da relação de substituição das ações da Elektro Holding por ações de emissão da Neoenergia.

#### 20.2. Reservas de capital

O valor registrado de R\$ 765.882 (R\$ 765.882 em 31 de dezembro de 2016) é composto principalmente por: (i) ágio incorporado da Iberdrola Energia do Brasil, no valor de R\$ 689.440; e (ii) acervo líquido incorporado da EPC, no valor de R\$ 25.903.

#### 20.3. Reserva de lucros

É composta pela reserva legal constituída pela destinação de 5% do valor do lucro líquido do período. Em 30 de junho de 2017 a reserva de lucros, somada às demais reservas, superaram 30% do capital social.

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

Em Assembleia Geral Ordinária, realizada em 07 de abril de 2017, foi aprovado o lucro líquido referente ao exercício de 2016 no montante de R\$ 351.688. Desta forma, e de acordo com proposta apresentada em Reunião do Conselho de Administração de 17 de fevereiro de 2017, também foi aprovado o pagamento de R\$ 108.498 relativos a dividendos adicionais propostos, calculados com base no lucro líquido de 2016 e Resultado Abrangente do período, já deduzidos de dividendos intermediários e Juros sobre Capital Próprio. Os dividendos foram pagos em uma única parcela, em 25 de abril de 2017, conforme Aviso aos Acionistas publicado em 11 de abril de 2017.

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

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

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

O cálculo do lucro básico e diluído por ação para o período de 30 de junho de 2017 e 2016 foi baseado no lucro líquido do período e o número médio ponderado de ações ordinárias e preferenciais em circulação durante os períodos apresentados, conforme demonstrado:



## Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

Numerador	2017		2016	
	1º Trimestre	Acumulado	1º Trimestre	Acumulado
Lucro líquido do exercício disponível aos acionistas	49.933	137.192	38.515	103.462
<b>Denominador</b>				
Média ponderada do número de ações ordinárias	91.881	91.881	91.881	91.881
Média ponderada do número de ações preferenciais	101.878	101.878	101.878	101.878
Remuneração adicional das ações preferenciais (10%)	1,10	1,10	1,10	1,10
Média ponderada do número de ações preferenciais ajustadas	112.066	112.066	112.066	112.066
Denominador para lucros básicos por ação ordinária	203.947	203.947	203.947	203.947
Lucro básico e diluído por ação ordinária	0,2448	0,6727	0,1888	0,5073
10% - Ações preferenciais	0,0245	0,0673	0,0189	0,0507
Lucro básico e diluído por ação preferencial	0,2693	0,7400	0,2077	0,5580

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

### 20.6. Gerenciamento de capital

A Companhia monitora seu capital utilizando um índice de alavancagem representado pela dívida líquida dividida pelo patrimônio líquido. Para este propósito, dívida líquida é definida como sendo os empréstimos e financiamentos e obrigações por arrendamentos mercantis financeiros menos caixa e equivalentes de caixa. Em 30 de junho de 2017, a Companhia apresentou alavancagem de 47,8%, (46,6% em 30 de junho de 2016), mantendo uma composição adequada entre capital próprio e de terceiros, com endividamento a taxas atrativas para financiamento de seus investimentos e manutenção de sua liquidez financeira.

### 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 pelo valor justo da contraprestação recebida ou a receber.

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

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

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

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

Em 30 de junho 2017 o número de consumidores da Companhia é de 2.575.600 (2.528.404 em 30 de junho de 2016).



## Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

	2º Trimestre 2017		Acumulado em 30/06/2017		2º Trimestre 2016		Acumulado em 30/06/2016	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Receitas operacionais	2.672.187	1.943.633	5.486.939	3.839.019	2.904.302	1.953.260	5.984.365	4.057.984
Fornecimento para consumidores	2.672.187	836.566	5.486.939	1.827.218	2.904.302	1.081.571	5.984.365	2.482.118
Residencial	1.048.214	393.244	2.253.303	835.579	1.059.069	473.093	2.202.789	1.026.226
Industrial	473.179	165.742	904.811	309.820	674.078	284.117	1.384.554	597.324
Comercial	561.346	210.032	1.188.266	432.391	617.774	271.256	1.295.373	587.804
Rural	231.125	52.009	463.980	100.938	228.561	59.755	459.608	125.916
Poder público	84.019	27.822	165.246	53.713	86.000	32.940	164.144	65.569
Iluminação pública	148.394	31.833	268.798	55.014	121.472	29.967	239.343	62.529
Serviço público	125.910	41.065	242.535	77.494	117.349	46.155	238.553	96.821
Não faturado	-	(85.181)	-	(37.631)	-	(115.712)	-	(80.071)
Valores a receber (devolver) de Parcela A e outros itens financeiros	-	129.958	-	115.533	-	(123.291)	-	(391.758)
Outras receitas	-	977.109	-	1.896.168	-	994.980	-	1.967.624
CCEE	-	141.196	-	207.507	-	73.530	-	97.181
Receita de uso do sistema de distribuição	-	640.928	-	1.301.689	-	722.385	-	1.461.831
Remuneração do ativo financeiro	-	26.166	-	52.333	-	26.166	-	52.333
Receita de construção	-	94.578	-	177.766	-	81.553	-	161.941
Subvenção CDE - Baixa Renda	-	61.010	-	120.621	-	61.279	-	123.441
Atualização do ativo financeiro	-	(942)	-	8.696	-	16.529	-	44.726
Outras receitas	-	14.173	-	27.556	-	13.538	-	26.171
Deduções às receitas operacionais	-	(703.184)	-	(1.393.519)	-	(790.163)	-	(1.755.802)
Quota para a conta de desenvolvimento energético - CDE	-	(166.134)	-	(394.974)	-	(246.394)	-	(481.296)
Bandeira Tarifária	-	(84.034)	-	(106.205)	-	(11.604)	-	(118.725)
ICMS sobre fornecimento	-	(283.431)	-	(586.338)	-	(344.638)	-	(741.399)
COFINS	-	(139.982)	-	(278.429)	-	(143.767)	-	(315.720)
PIS	-	(30.391)	-	(60.449)	-	(31.213)	-	(68.544)
Programa de P&D e eficiência energética	-	(11.318)	-	(22.299)	-	(10.335)	-	(25.456)
Outros	-	12.106	-	55.175	-	(2.212)	-	(4.662)
<b>Total</b>	<b>2.672.187</b>	<b>1.240.449</b>	<b>5.486.939</b>	<b>2.445.500</b>	<b>2.904.302</b>	<b>1.163.097</b>	<b>5.984.365</b>	<b>2.302.182</b>

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

## 22. ENERGIA COMPRADA PARA REVENDA

	2º Trimestre 2017		Acumulado em 30/06/2017		2º Trimestre 2016		Acumulado em 30/06/2016	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Supridores de energia	3.647.081	765.273	7.525.398	1.446.414	3.320.982	711.728	6.947.050	1.327.638
Itaipu Binacional (**)	763.212	165.614	1.517.903	312.375	750.800	169.855	1.500.845	329.482
Contrato de compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	1.722.149	466.699	3.716.621	871.651	1.415.344	407.686	3.192.008	750.211
Contrato cotas (CCGF e CCEN)	1.012.733	80.034	2.031.012	164.962	983.407	75.979	2.006.710	150.286
Geração Distribuída	84.355	18.193	129.965	28.015	99.932	20.273	105.842	21.697
PROINFA	64.632	29.687	129.897	59.375	71.499	32.967	141.645	65.934
Uso do transporte de energia	-	5.046	-	10.036	-	4.968	-	10.028
Outros custos de energia	-	136.543	-	259.561	-	151.887	-	300.727
ONS - Uso da rede básica	-	75.783	-	153.033	-	74.267	-	148.745
CTEEP- Encargos de conexão	-	9.167	-	18.336	-	8.840	-	17.422
Encargos de serviços do sistema - ESS	-	3.138	-	13.247	-	62.076	-	99.645
Risco hidrológico	-	74.645	-	101.135	-	6.704	-	34.915
(-) Ressarcimento CONER / ESS	-	(26.190)	-	(26.190)	-	-	-	-
Créditos de PIS e COFINS sobre energia comprada	-	(83.099)	-	(157.694)	-	(78.490)	-	(153.849)
<b>Total</b>	<b>3.647.081</b>	<b>818.717</b>	<b>7.525.398</b>	<b>1.548.281</b>	<b>3.320.982</b>	<b>785.125</b>	<b>6.947.050</b>	<b>1.474.516</b>

(\*) Informações não revisadas 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

	2º Trimestre 2017	Acumulado em 30/06/2017	2º Trimestre 2016	Acumulado em 30/06/2016
Gastos com pessoal	84.958	167.873	74.115	152.021
Gastos com serviços de terceiros	33.970	68.145	35.057	72.545
Gastos com materiais	8.997	19.552	9.059	17.984
Outras despesas operacionais líquidas	37.876	88.041	40.617	100.047
Provisão para créditos de liquidação duvidosa líquida	15.490	30.099	18.001	45.927
Despesas com arrecadação bancária	4.275	8.505	3.885	7.782
Provisão/Reversão para ações judiciais e regulatórias	2.411	11.247	5.345	11.954
Aluguéis e seguros	2.754	5.420	2.914	6.172
Perda na desativação e alienação de bens líquida	5.183	10.868	4.694	9.575
Taxas e contribuições	1.552	6.593	2.017	6.685
Outras	6.211	15.309	3.761	11.952
	<b>165.801</b>	<b>343.611</b>	<b>158.848</b>	<b>342.597</b>
Custo da operação	111.765	227.150	98.879	213.287
Despesas com vendas	4.408	11.661	5.821	11.807
Despesas gerais e administrativas	17.137	41.103	17.333	37.819
Outras despesas operacionais	32.491	63.697	36.815	79.684
	<b>165.801</b>	<b>343.611</b>	<b>158.848</b>	<b>342.597</b>

### 24. RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO

	2º Trimestre 2017	Acumulado em 30/06/2017	2º Trimestre 2016	Acumulado em 30/06/2016
Receitas	35.018	78.358	61.215	119.010
Aplicações financeiras	16.203	39.561	29.884	53.505
Encargos sobre conta de energia elétrica em atraso	18.470	39.021	24.197	50.017
Atualizações monetárias de CVA líquidas	-	-	1.826	7.421
Outras receitas financeiras	2.626	4.972	9.199	15.774
PIS/COFINS sobre receitas financeiras	(2.281)	(5.196)	(3.891)	(7.707)
Despesas financeiras	(70.047)	(146.438)	(92.584)	(189.620)
Juros sobre debêntures	(14.359)	(29.447)	(22.635)	(44.311)
Atualizações monetárias e cambiais líquidas	(6.707)	(17.119)	(12.563)	(32.324)
Atualizações monetárias de CVA líquidas	(5.958)	(9.710)	-	-
Juros sobre empréstimos com terceiros	(32.498)	(71.001)	(43.546)	(86.320)
Outras despesas financeiras	(10.525)	(19.161)	(13.840)	(26.665)
<b>Total</b>	<b>(35.029)</b>	<b>(68.080)</b>	<b>(31.369)</b>	<b>(70.610)</b>

### 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 Contábeis Intermediárias e as correspondentes bases fiscais utilizadas no cálculo do IRPJ e da CSLL correntes. A probabilidade de recuperação destes saldos é revisada no fim de cada exercício e, quando não for mais provável que bases tributáveis futuras estejam disponíveis e permitam a recuperação total ou parcial destes impostos, o saldo do ativo é reduzido ao montante que se espera recuperar.

#### 25.1. Reconciliação do imposto de renda e contribuição social no resultado

	30/06/2017				30/06/2016			
	2º Trimestre	Acumulado	2º Trimestre	Acumulado	2º Trimestre	Acumulado	2º Trimestre	Acumulado
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social	82.228	220.004	82.228	220.004	62.932	166.526	62.932	166.526
Alíquota nominal dos tributos	15%	15%	9%	9%	15%	15%	9%	9%
Alíquota adicional sobre o valor excedente a R\$ 240/ano	10%	10%	-	-	10%	10%	-	-
	(20.551)	(54.991)	(7.401)	(19.800)	(15.726)	(41.620)	(5.664)	(14.987)
Efeito das (adições) exclusões no cálculo do tributo								
Permanentes - despesas indutíveis e multas	(3.416)	(6.531)	(1.231)	(2.352)	(2.136)	(4.924)	(832)	(1.772)
Incentivos fiscais e outros	304	862	-	-	(59)	239	-	-
Imposto de renda e contribuição social no resultado	(23.663)	(60.660)	(8.632)	(22.152)	(17.921)	(46.305)	(6.496)	(16.759)
Imposto de renda e contribuição social correntes	(10.177)	(32.503)	(3.777)	(12.015)	983	(9.498)	310	(3.509)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(13.486)	(28.157)	(4.855)	(10.137)	(18.904)	(36.807)	(6.806)	(13.250)
<b>Total</b>	<b>(23.663)</b>	<b>(60.660)</b>	<b>(8.632)</b>	<b>(22.152)</b>	<b>(17.921)</b>	<b>(46.305)</b>	<b>(6.496)</b>	<b>(16.759)</b>

## Notas Explicativas



CNPJ 02.328.280/0001-97

### 25.2. Tributos diferidos

	Balanços patrimoniais		Demonstrações do resultado e resultado abrangente			
	30/06/2017	31/12/2016	2017		2016	
			2º Trimestre	Acumulado	2º Trimestre	Acumulado
IR e CS sobre outras diferenças temporárias	30.656	43.248	(5.490)	(12.592)	(12.798)	(24.230)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	28.741	33.634	(972)	(4.893)	(881)	(6.868)
Provisão para ações judiciais e regulatórias	41.442	39.690	1.243	1.752	1.942	4.682
Variação cambial / Provisão ganho/perda <i>hedje</i>	26.188	26.188	-	-	2	2
Provisão perda na desativação de ativos	-	-	-	-	(9.430)	(9.430)
Contratos de concessão - marcação a mercado	(62.784)	(59.828)	321	(2.956)	(5.620)	(15.207)
Atualização monetária sobre depósito judicial	(11.169)	(9.500)	(1.027)	(1.669)	(534)	(1.033)
Outras	8.238	13.064	(5.055)	(4.826)	1.723	3.624
Benefício fiscal do ágio incorporado - Terraço	59.605	64.093	(2.244)	(4.488)	(2.307)	(4.613)
Benefício fiscal do ágio incorporado - Iberdrola	473.769	494.983	(10.607)	(21.214)	(10.605)	(21.214)
Subtotal - impacto no resultado do exercício	564.030	602.324	(18.341)	(38.294)	(25.710)	(50.057)
IR e CS diferidos sobre ajustes dos CPCs - Resultado abrangente	(1.983)	(764)	(609)	(1.219)	(241)	(482)
Plano de pensão	(1.983)	(764)	(609)	(1.219)	(241)	(482)
<b>Total</b>	<b>562.047</b>	<b>601.560</b>	<b>(18.950)</b>	<b>(39.513)</b>	<b>(25.951)</b>	<b>(50.539)</b>

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

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

A expectativa de amortização dos créditos fiscais diferidos e dos benefícios fiscais dos ágios incorporados registrados em 30 de junho de 2017 é como segue: R\$ 28.091 em 2017, R\$ 53.585 em 2018, R\$ 52.468 em 2019, R\$ 50.779 em 2020 e R\$ 377.124 de 2021 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 direto a Elektro Holding S.A., até 31 de agosto de 2016 denominada Iberdrola Brasil S.A., e como controlador final a Iberdrola S.A.. Foram considerados como partes relacionadas o acionista controlador e entidades sob o controle comum.

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

## Notas Explicativas



CNPJ 02.328.280/0001-97

	(Ativo) / Passivo		Receitas / (Despesas)		Duração	Indexador
	30/06/2017	31/12/2016	30/06/2017	30/06/2016		
<b>COMPRA DE ENERGIA</b>						
Energética Águas da Pedra S.A. <sup>(a)</sup>	1.473	1.668	(6.954)	(5.528)	Dez/2040	IPCA
Baguari I Geração de Energia Elétrica S.A. <sup>(a)</sup>	313	355	(1.480)	(1.176)	Dez/2039	IPCA
Goiás Sul Ger. de Energ. Elétric. S.A. - Goiandira <sup>(a)</sup>	110	125	(521)	(414)	Dez/2039	IPCA
Goiás Sul Ger. de Energ. Elétric. S.A. - Nova Aurora <sup>(a)</sup>	83	93	(391)	(311)	Dez/2039	IPCA
Rio PCH I S.A. - Pedra Garrafão <sup>(a)</sup>	57	65	(271)	(216)	Dez/2038	IPCA
Rio PCH I S.A. - Pirapetininga <sup>(a)</sup>	57	65	(271)	(216)	Dez/2038	IPCA
Teles Pires <sup>(a)</sup>	1.654	1.566	(9.296)	(8.290)	Dez/2044	IPCA
UHE Belo Monte <sup>(a)</sup>	11.451	6.256	(42.313)	-	Dez/2044	IPCA
Elektro Comercializadora de Energia Ltda. <sup>(a)</sup>	86	105	(513)	(560)	Dez/2017	IGP-M
<b>Total</b>	<b>15.284</b>	<b>10.298</b>	<b>(62.010)</b>	<b>(16.711)</b>		
<b>TRANSMISSÃO</b>						
Afluente Transmissão de Energia S.A. <sup>(a)</sup>	38	34	(165)	(162)	Até o final da concessão da Elektro Redes	IGP-M
SE Narendiba S.A. <sup>(a)</sup>	4	3	(21)	(20)		
Potiguar Sul <sup>(a)</sup>	38	43	(170)	-		
<b>Total</b>	<b>80</b>	<b>80</b>	<b>(356)</b>	<b>(181)</b>		
<b>SERVIÇOS ADMINISTRATIVOS</b>						
Elektro Comercializadora de Energia Ltda. <sup>(a)</sup>	(12)	(2)	62	186	Indeterminado	IGP-M
Elektro Holding S.A. <sup>(c)</sup>	1.298	1.200	284	(690)	Out/2017	IGP-M
Amara Brasil Ltda. <sup>(a)</sup>	447	593	(2.838)	(1.929)	Ago/2018	IPCA
Energias Renováveis do Brasil S.A. <sup>(a)</sup>	-	(62)	180	-	Nov/2020	IGP-M
<b>Total</b>	<b>1.733</b>	<b>1.729</b>	<b>(2.312)</b>	<b>(2.433)</b>		

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

## 26.2. Remuneração da administração

A remuneração total da Administração da Companhia para o 1º semestre de 2017 está abaixo apresentada:

	2º Trimestre 2017	Acumulado em 30/06/2017	2º Trimestre 2016	Acumulado em 30/06/2016
Benefícios de curto prazo <sup>(a)</sup>	1.807	4.213	1.561	3.303
Outros benefícios de curto prazo e pós - emprego <sup>(b)</sup>	310	820	491	1.974
<b>Total</b>	<b>2.117</b>	<b>5.033</b>	<b>2.052</b>	<b>5.277</b>

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

Além desses montantes, destacam-se, ainda, benefícios adquiridos por estes administradores referentes ao Plano de Incentivo de Longo Prazo concedido pela Elektro Redes no montante de R\$ 7.261 (R\$ 9.935 em 31 de dezembro de 2016) registrado em "Outros Passivos", sendo R\$ 3.626 no passivo não circulante e R\$ 3.635 no circulante.

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

A vigência das apólices de Riscos operacionais e multirisco (Propriedade), Responsabilidade civil com terceiros e Terrorismo compreendem o período de 31 de maio de 2016 renovado até 31 de maio de 2018, e da apólice de Responsabilidade civil de administradores compreende o período de 31 de janeiro de 2017 a 31 de maio de 2018.



## Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

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

## 28. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GERENCIAMENTO DE RISCOS

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

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

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

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

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

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

**Ativo indenizável (concessão):** Nota explicativa 10.1.

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

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

**Instrumentos financeiros derivativos:** A Companhia possui empréstimo e financiamento em moeda estrangeira, conforme divulgado na nota 12. A exposição relativa à captação de recursos em moeda estrangeira é coberta pela utilização de instrumentos derivativos de proteção econômica e financeira contra a variação cambial: *Swap* de moeda, sem nenhum componente de alavancagem.

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

## Notas Explicativas



CNPJ 02.328.280/0001-97

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

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

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

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

			30/06/2017	
	Valor contábil	Valor justo	Avaliação	Classificação
<b>Ativo</b>				
Caixa e equivalentes de caixa	704.332	704.332	Valor justo	Mantido para negociação
Instrumento financeiro derivativo	122.313	122.313	Valor justo	Instrumento de <i>Hedge</i>
Ativo indenizável (concessão)	1.196.555	1.196.555	Valor justo	Disponível para venda
<b>Total ativo</b>	<b>2.023.200</b>	<b>2.023.200</b>		
<b>Passivo</b>				
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional*	(572.924)	(574.302)	Custo amortizado	Passivos não mensurados a valor justo
Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira	(1.142.771)	(1.142.771)	Valor justo	Objeto de <i>Hedge</i>
Debêntures*	(919.358)	(938.739)	Custo amortizado	Passivos não mensurados a valor justo
<b>Total passivo</b>	<b>(2.635.053)</b>	<b>(2.655.812)</b>		

\* Valor de mercado demonstrado é informativo.

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

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

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

### Política de utilização de instrumentos financeiros derivativos

De acordo com a política da Elektro Redes, a utilização de derivativos tem como propósito único e específico proteger a Companhia de eventuais exposições a moedas ou taxas de juros. Como atualmente não há risco cambial em suas operações, excetuando-se a contratação do empréstimo e financiamento em moeda estrangeira, como já destacado acima, e a Elektro Redes mantém o equilíbrio das taxas de juros entre ativo (caixa) e passivo (dívida) de forma natural, a utilização deste tipo de instrumento acaba sendo pontual e não com caráter usual (nota explicativa 12).

Nas atividades da Companhia, é considerado risco relevante apenas a exposição cambial relacionada às variações cambiais derivadas dos pagamentos de energia comprada de Itaipu, que são atrelados ao dólar norte-americano. Essas variações cambiais passaram a ter seus efeitos neutralizados no resultado da Companhia a partir do reconhecimento dos valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros e sempre foram repassados à tarifa, tendo efeitos temporários sobre o caixa (nota explicativa 6).

### Principais fatores de risco

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

#### Variação das taxas de juros

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

## Notas Explicativas



CNPJ 02.328.280/0001-97

considerando como cenário mais provável para a realização nos próximos 12 meses a projeção dos indicadores divulgados no Relatório Focus do Banco Central.

O impacto no resultado financeiro líquido foi analisado em três cenários de variação de índices CDI, IGP-M, IPCA e TJLP, sendo: (i) variação dos índices projetados para 2017, de acordo com dados do Relatório Focus, disponibilizado em 30 de junho de 2017: 8,38%, 4,67% e 4,46% para CDI, IGP-M e IPCA, respectivamente, e a variação da TJLP de 6,75% divulgada pelo Conselho Monetário Nacional; (ii) elevação dos índices projetados atuais em 25% e (iii) elevação dos índices projetados atuais em 50%.

Instrumentos	Exposição <sup>(a)</sup>	Risco	Cenário Provável	Elevação do índice em 25%	Elevação do índice em 50%
Aplicações Financeiras	697.821	Variação CDI	58.443	73.053	87.664
Empréstimo <sup>(b)</sup>	(1.725.000)	Variação CDI	(144.469)	(180.586)	(216.703)
Instrumentos Financeiros Derivativos Ativos (BEI e 4131)	122.313	Variação CDI	10.244	12.805	15.366
Instrumentos Financeiros Derivativos Passivos (BEI e 4131)	(9.580)	Variação CDI	(802)	(1.003)	(1.203)
Debêntures - 6ª Emissão 1ª Série	(113.771)	Variação CDI	(9.528)	(11.910)	(14.292)
	(1.028.217)		(86.112)	(107.641)	(129.170)
Ativo Indenizável <sup>(c)</sup>	1.196.555	Variação IGP-M	55.879	69.849	83.819
Debêntures - 5ª Emissão 2ª Série	(186.694)	Variação IPCA	(8.327)	(10.408)	(12.490)
Debêntures - 6ª Emissão 2ª Série	(143.737)	Variação IPCA	(6.411)	(8.013)	(9.616)
Debêntures - 6ª Emissão 3ª Série	(475.764)	Variação IPCA	(21.219)	(26.524)	(31.829)
Financiamentos - Finep 5º Ciclo	(6.979)	Variação TJLP	(471)	(589)	(707)
Financiamentos - BNDES	(506.881)	Variação TJLP	(34.213)	(42.766)	(51.319)
Redução (Aumento)			<u>(100.873)</u>	<u>(126.092)</u>	<u>(151.312)</u>

(a) Considerado apenas instrumentos financeiros pós fixados.

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

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

### Risco de crédito

As operações que sujeitam a Companhia à concentração de risco de crédito residem, principalmente, nas contas correntes bancárias, aplicações financeiras e contas a receber de clientes, para as quais a Companhia fica exposta ao risco do cliente envolvido ou da instituição financeira (nota explicativa 4 e 5). Visando gerenciar este risco a Elektro Redes mantém contas correntes bancárias e aplicações financeiras com instituições de grande porte, ponderando as concentrações de acordo com o rating das instituições financeiras.

A Companhia reconhece como inadimplência qualquer conta em atraso a partir de um dia após a data do seu vencimento. Em 30 de junho de 2017, o saldo de contas a receber vencido apresentou redução de R\$ 8.366 quando comparado com 31 de dezembro de 2016, decorrente da melhora no cenário econômico e da assertividade das ações de cobrança da Companhia.

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



## Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

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

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

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

### Risco de liquidez

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

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

30/06/2017	Nota	Média ponderada das taxa de juros	Menos de 1 ano	De 1 a 2 anos	De 2 a 3 anos	De 3 a 4 anos	Acima de 5 anos	Total <sup>(1)</sup>
Fornecedores e supridores de energia elétrica	11		420.436	-	-	-	-	420.436
Empréstimos e financiamentos líquidos dos efeitos dos instrumentos derivativos	12	9,00%	850.693	301.985	261.935	161.558	464.419	2.040.590
Debêntures	13	13,50%	593.210	139.639	214.003	193.075	172.146	1.312.073
Obrigações P&D e eficiência energética	17		54.138	20.884	-	-	-	75.022

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

### Risco de mercado

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

O objetivo das distribuidoras é manter sua contratação dentro dos limites regulamentares e obter o repasse tarifário, o que em situações normais seria inteiramente possível por meio dos mecanismos de gestão originalmente previstos no modelo setorial. Ocorre que desde o ano de 2016, uma conjunção de fatores alheios ao controle das distribuidoras, dentre eles o próprio cenário econômico, com conseqüente queda no consumo de energia, e a intensa migração de clientes na condição de especiais para o mercado livre em busca de preços mais baixos, levou o modelo a uma situação de estresse, com sobrecontratação generalizada em várias delas, sendo que as ferramentas originalmente previstas não eram suficientes para mitiga-la.



## Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

Justamente em função do caráter sistêmico desse fenômeno, ao longo do ano de 2016 foram tomadas diversas medidas pelos órgãos competentes, que endereçaram as principais questões, a fim de mitigar os impactos da sobrecontratação (para maiores detalhes vide nota explicativa 3.5).

Dessa forma, considerando que:

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

Em 2017 a Elektro Redes participou de todos os MCSDs de Energia Nova processados até o momento, um com vigência de janeiro a dezembro de 2017, outro com vigência de abril a dezembro e, adicionalmente, também participou de outro MCSD, cuja efetividade de inicia em 2018. Ainda estão previstos mais dois MCSDs ao longo de 2017.

Considerando os mecanismos de mitigação deste risco citados acima, a Companhia conseguiu endereçar todo volume de energia sobrecontratado para o ano de 2016. Para 2017, a sobrecontratação será totalmente mitigada como desdobramento das medidas já endereçadas em 2016, a exemplo do tratamento da migração de clientes especiais com sobrecontratação involuntária e dos processamentos do MCSD de Energia Nova, portanto, a Companhia não reconhece qualquer impacto de sobrecontratação voluntária acima do limite de 5% nos seus resultados.

### **Risco de interrupção no fornecimento de energia elétrica**

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

Dentre as ações executadas para diminuir a frequência e o tempo das interrupções, destaca-se a disponibilidade de quatro subestações, três transformadores e dois disjuntores – todos móveis e próprios, que permitem flexibilidade operacional e agilidade no restabelecimento do fornecimento de energia elétrica. Acrescente-se o investimento na digitalização de 127 subestações (SE) automatizadas, a automação do comando e supervisão remota de 2100 equipamentos em redes de distribuição (religadores, reguladores de tensão, bancas de capacitores e sensores de redes), que utilizam comunicação com tecnologia *modem* celular, satélite, rádio e fibra óptica, contribuindo com a redução do deslocamento das equipes para a execução das tarefas na rede de distribuição, bem como a implantação de 164 sistemas de recomposição automática '*Self Healings*', que reestabelecem de forma automática trechos desenergizados para fontes alternativas evitando desligamentos de longa duração e a redução da quantidade de clientes desligados, beneficiando atualmente cerca de 516 mil consumidores.

Como ações para reduzir o número de unidades consumidoras atingidas, a Elektro Redes mantém consistente programa de manutenção preventiva, atuando em média em 16 mil km de rede por ano, bem como realiza investimentos de melhoria, expansão e modernização, como a instalação de 464 disjuntores e a instalação de 3,4 mil km de redes compactas com cabos protegidos, nos últimos 11 anos.



## 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	
	30/06/2017	30/06/2016
Taxa de câmbio R\$/US\$ <sup>(1)</sup>	3,3082	3,2098
Valorização (desvalorização) do Real frente ao Dólar <sup>(2)</sup>	-1,51%	17,80%
IGP-M	-1,96%	5,91%
IPCA	1,18%	4,42%
TJLP	3,56%	3,68%
Selic	5,65%	6,73%
CDI	5,65%	6,72%

(1) Cotação em 30 de junho.

(2) Variação acumulada em relação a dezembro do ano anterior.

## Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97



### COMPOSIÇÃO DA DIRETORIA EM 30 DE JUNHO DE 2017

MARCIO HENRIQUE FERNANDES

DIRETOR PRESIDENTE

SIMONE BORSATO

DIRETORA EXECUTIVA DE CONTROLADORIA, FINANCEIRA E DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

GIANCARLO VASSÃO DE SOUZA

DIRETOR EXECUTIVO DE OPERAÇÕES

CRISTIANE DA COSTA FERNANDES

DIRETORA EXECUTIVA DE ASSUNTOS REGULATÓRIOS E INSTITUCIONAIS

ANDRÉ AUGUSTO TELLES MOREIRA

DIRETOR EXECUTIVO COMERCIAL E SUPRIMENTO DE ENERGIA

JESSICA DE CAMARGO REAOCH

DIRETORA EXECUTIVA JURÍDICA

ROGERIO ASCHERMANN MARTINS

DIRETOR DE RECURSOS HUMANOS E SERVIÇOS CORPORATIVOS

FULVIO DA SILVA MARCONDES MACHADO

DIRETOR DE PROCESSOS E TECNOLOGIA

JULIANO PANSANATO DE SOUZA

GERENTE EXECUTIVO DE CONTROLADORIA

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 2017

#### **PRESIDENTE**

ARMANDO MARTÍNEZ MARTÍNEZ

#### **CONSELHEIROS**

JUAN MANUEL EGUIAGARAY UCELAY

JOSÉ IZAGUIRRE NAZAR

MARIO JOSÉ RUIZ-TAGLE LARRAIN

VICENTE DONIZETI DOS SANTOS

## Pareceres e Declarações / Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva

Relatório sobre a revisão de informações

trimestrais – ITR

Aos Administradores e Acionistas da

Elektro Redes S.A.

Campinas - SP

Introdução

Revisamos as informações contábeis intermediárias da Elektro Redes S.A. (“Companhia”), contidas no Formulário de Informações Trimestrais – ITR referente ao trimestre findo em 30 de junho de 2017, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de junho de 2017 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para os períodos de três e seis meses findos naquela data e 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 dessas informações contábeis intermediárias de acordo com o CPC 21 (R1) – Demonstração Intermediária e a 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 nenhum 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 a IAS 34, emitida pelo IASB aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais - ITR e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

As informações contábeis intermediárias relativas à demonstração do valor adicionado (DVA) referentes ao período de seis meses findo em 30 de junho de 2017, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia, apresentadas como informação suplementar para fins da IAS 34, foram submetidas a procedimentos de revisão executados em conjunto com a revisão das informações trimestrais - ITR da Companhia. Para a formação de nossa conclusão, avaliamos se essas demonstrações estão reconciliadas com as informações contábeis intermediárias e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que não foram elaboradas, em todos os seus aspectos relevantes, de forma consistente com as informações contábeis intermediárias tomadas em conjunto.

Valores correspondentes

Os valores correspondentes relativos as informações contábeis intermediárias das demonstrações do resultado e do resultado abrangente, referentes ao período de três meses findo em 31 de março de 2016, apresentados para fins de comparação, foram anteriormente revisados por outros auditores independentes que emitiram relatório datado em 20 de abril de 2016, sem modificação.

Campinas, 14 de julho de 2017

KPMG Auditores Independentes

CRC 2SP014428/O-6

Marcio José dos Santos

Contador CRC 1SP252906/O-0