

Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S/A | Resultados do 2º trimestre de 2017

Campo Grande, 09 de agosto de 2017 - A Administração da Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S/A ("Energisa Mato Grosso do Sul", "EMS" ou "Companhia") apresenta os resultados do segundo trimestre ("2T17") e dos primeiros seis meses de 2017 ("6M17").

As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicado o contrário, são apresentadas de acordo com os Padrões Internacionais de Demonstrações Financeiras (International Financial Reporting Standards - IFRS).

1 Considerações gerais

A Energisa Mato Grosso do Sul é a distribuidora de energia elétrica que atende a aproximadamente 1.004 milhão de clientes e uma população de aproximadamente 2,5 milhões de habitantes em 74 municípios do Estado do Mato Grosso do Sul, em uma área de 328.335 Km².

2 Desempenho econômico-financeiro

2.1 Destaques

Resume-se a seguir o desempenho econômico-financeiro da Companhia:

Desempenho Econômico-Financeiro						
Resultados - R\$ milhões						
Descrição	2T17	2T16	Var. %	6M17	6M16	Var. %
Receita Operacional Bruta	764,6	661,3	+ 15,6	1.558,9	1.479,4	+ 5,4
Receita Operacional Bruta, sem receita de construção	700,2	596,8	+ 17,3	1.432,2	1.375,0	+ 4,2
Receita Operacional Líquida	504,4	404,6	+ 24,7	1.024,5	937,4	+ 9,3
Receita Operacional Líquida, sem receita de construção	440,0	340,1	+ 29,4	897,8	833,0	+ 7,8
Resultado antes das Receitas e Despesas Financeiras (EBIT)	17,2	34,3	- 49,9	83,3	86,4	- 3,6
EBITDA	38,1	52,9	- 28,0	128,5	123,9	+ 3,7
EBITDA Ajustado	47,9	55,4	- 13,5	150,0	128,9	+ 16,4
Resultado financeiro	(18,8)	(27,2)	- 30,9	(34,1)	(35,6)	- 4,2
Lucro Líquido	(1,0)	4,8	-	32,5	33,7	- 3,6
Indicadores Operacionais						
Número de Consumidores Cativos (mil)	1.003,8	981,4	+ 2,3	1.003,8	981,4	+ 2,3
Vendas de energia a consumidores cativos (GWh)	1.044,5	1.074,7	- 2,8	2.188,1	2.244,3	- 2,5
Vendas de energia a consumidores cativos + livres (TUSD) - (GWh)	1.241,3	1.211,6	+ 2,5	2.591,7	2.503,9	+ 3,5
Indicador Relativo						
EBITDA Ajustado/Receita Líquida (%)	9,5	13,7	- 4,2 p.p	14,6	13,8	+ 0,8 p.p
Indicadores Financeiros - R\$ milhões						
	30/06/2017	31/12/2016	Var. %			
Ativo Total	2.649,8	2.652,2	- 0,1			
Caixa/Equivalentes de Caixa/Aplicações Financeiras	271,2	380,9	- 28,8			
Patrimônio Líquido	796,8	839,9	- 5,1			
Endividamento Líquido	827,2	737,3	+ 12,2			

Obs.: EBITDA Ajustado: EBITDA mais acréscimos moratórios de contas de energia.

3 Desempenho econômico-financeiro

No 2T17, a receita operacional líquida consolidada, sem a receita de construção, totalizou R\$ 440,0 milhões, o que representa um aumento de 29,4% (ou R\$ 99,9 milhões) em relação aos R\$ 340,1 milhões registrados no 2T16. No acumulado em 6M17, a receita operacional líquida, também deduzida das receitas de construções, atingiu R\$ 897,8 milhões, ou seja, 7,8% maior (ou R\$ 64,8 milhões) em relação a verificada em 6M16.

A evolução da receita bruta e líquida ao longo do primeiro semestre por classe de consumo pode ser assim demonstrada:

Receita operacional por classe de consumo Descrição (R\$ milhões)	Trimestre			Acumulado		
	2T17	2T16	Var. %	6M17	6M16	Var. %
(+) Receita de energia elétrica (mercado cativo)	630,6	632,2	- 0,3	1.336,7	1.354,9	- 1,3
Residencial	270,8	261,6	+ 3,5	590,5	574,7	+ 2,7
Industrial	58,9	78,1	- 24,6	121,2	159,4	- 24,0
Comercial	160,8	161,1	- 0,2	342,3	348,2	- 1,7
Rural	63,4	56,1	+ 13,0	129,6	117,7	+ 10,1
Outras classes	76,7	75,3	+ 1,9	153,1	154,9	- 1,2
(+) Suprimento de energia elétrica	24,8	(35,6)	-	25,1	3,8	+ 560,5
(+) Fornecimento não faturado líquido	(24,6)	(24,9)	- 1,2	(25,7)	(36,2)	- 29,0
(+) Disponibilidade do sistema elétrico	32,0	25,1	+ 27,5	63,3	48,4	+ 30,8
(+) Receitas de construção	64,4	64,5	- 0,2	126,7	104,4	+ 21,4
(+) Constituição e amortização - CVA	(2,3)	(46,8)	- 95,1	(57,4)	(70,1)	- 18,1
(+) Subvenções vinculadas aos serviços concedidos	38,2	44,0	- 13,2	86,0	65,9	+ 30,5
(+) Ativo financeiro indenizável da concessão	0,1	3,6	- 97,2	2,2	8,9	- 75,3
(+) Outras receitas	1,4	(0,8)	-	2,0	(0,6)	-
(=) Receita bruta	764,6	661,3	+ 15,6	1.558,9	1.479,4	+ 5,4
(-) Impostos sobre vendas	183,2	178,4	+ 2,7	388,1	383,9	+ 1,1
(-) Deduções Bandeiras Tarifárias	13,3	-	-	14,3	-	-
(-) Encargos setoriais	63,7	78,3	- 18,6	132,0	158,1	- 16,5
(=) Receita líquida	504,4	404,6	+ 24,7	1.024,5	937,4	+ 9,3
(-) Receitas de construção	64,4	64,5	- 0,2	126,7	104,4	+ 21,4
(=) Receita líquida, sem receitas de construção	440,0	340,1	+ 29,4	897,8	833,0	+ 7,8

Dentre os fatores que impactaram as receitas se destacam:

- Amortização de despesas referentes a ativos e passivos financeiros setoriais (CVAs), no montante de R\$ 2,3 milhões no 2T17, contra R\$ 46,8 milhões de despesas reconhecidas no 2T16. Em 6M17, foram amortizadas despesas de R\$ 57,4 milhões, ante R\$ 70,1 milhões em 6M16;
- Redução de 13,2% (R\$ 5,8 milhões) de subvenções vinculadas aos serviços no 2T17.

3.1 Ambiente regulatório - revisão tarifária

3.1.1 Bandeiras tarifárias

Em janeiro de 2015 entrou em vigor o "Sistema de Bandeiras Tarifárias", que repassa automaticamente ao consumidor final o custo incorrido pela distribuidora sempre que a compra de energia for afetada pelo despacho termelétrico de maior custo, diminuindo o carregamento financeiro entre os reajustes tarifários.

O funcionamento das bandeiras tarifárias é representado pelas cores verde, amarela ou vermelha, que indicam se a energia custará mais ou menos em função das condições de geração de eletricidade. Atualmente, as seguintes tarifas adicionais de bandeira estão vigentes:

- Bandeira Tarifária Verde: sem cobrança adicional (condições favoráveis de geração)
- Bandeira Tarifária Amarela: R\$ 2,00 a cada 100 (kWh)
- Bandeira Tarifária Vermelha - Patamar 1: R\$ 3,00 a cada 100 (kWh)
- Bandeira Tarifária Vermelha - Patamar 2: R\$ 3,50 a cada 100 (kWh)

No 2T17, as receitas consolidadas auferidas pela EMS provenientes das bandeiras tarifárias foram de R\$ 11,4 milhões (R\$ 13,4 milhões em 6M17), ante os R\$ 3,6 milhões registrados no 2T16 (R\$ 44,8 milhões em 6M16).

3.1.2 Revisão tarifária

A Aneel aprovou o reajuste tarifário anual da Energisa Mato Grosso do Sul a ser aplicado a partir de 8 de abril de 2017, conforme segue abaixo:

Nível de Tensão	Efeito Médio para o Consumidor
Baixa Tensão	-1,58%
Alta e Média Tensão	-2,68%
Total	-1,92%

A variação nos custos da Parcela A foi de 3,00%, impactado principalmente pelo aumento de 80,90% nos custos com transporte de energia. O preço médio de repasse dos contratos de compra de energia ("PMix") foi definido em 171,34 R\$/MWh. A variação da Parcela B foi de 4,10%, totalizando R\$ 667,6 milhões, reflexo da inflação acumulada desde o último reajuste, de 5,08%, deduzida do Fator X, de 0,98%. Importante ressaltar que no cálculo do Fator X, foi considerada a melhoria nos indicadores de qualidade, DEC e FEC, entre 2015 e 2016 reduzindo o Fator X em 0,79%.

3.1.3 Base de remuneração regulatória

O processo de valoração dos ativos da Base de Remuneração Regulatória utiliza o método do Valor Novo de Reposição - VNR, que corresponde ao valor, a preços atuais de mercado, de um ativo idêntico, similar ou equivalente, sujeito a reposição, que efetue os mesmos serviços e tenha a mesma capacidade do ativo existente, considerando todos os gastos necessários para a sua instalação.

A evolução da Base de Remuneração Líquida (BRL) e as datas das próximas Revisões Tarifárias (RT) da Energisa Mato Grosso do Sul são a seguinte:

Base de Remuneração Líquida (BRL) (Em R\$ milhões) ⁽¹⁾		Data revisão tarifária	
3º Ciclo	4º Ciclo	4º Ciclo	5º Ciclo
1.152,6	-	abr/18 ⁽²⁾	abr/23

⁽¹⁾ A preços da data de RT (mês anterior ao reajuste em cada ciclo).

⁽²⁾ BRL não homologada pela Aneel, distribuidora ainda não realizou a revisão tarifária no ciclo.

3.1.4 Recursos da Conta de Desenvolvimento Energético

A Aneel também homologou recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), repassados a Energisa Mato Grosso do Sul pelas Centrais Elétricas Brasileiras S/A - Eletrobras, referentes a subsídios tarifários concedidos aos consumidores de baixa renda e usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica no montante de R\$ 38,2 milhões no 2T17 (R\$ 86,0 milhões em 6M17). O valor foi registrado pela Companhia como receita operacional.

3.2 Despesas operacionais

Os custos e despesas operacionais consolidadas, excluindo os custos de construção, totalizaram R\$ 487,1 milhões no 2T17, aumento de 31,5% em relação ao 2T16. Em 6M17, totalizaram R\$ 941,3 milhões, ou seja, 10,6% maiores que os registrados em 6M16.

Composição das despesas operacionais Valores em R\$ milhões	2º Trimestre			1º Semestre		
	2T17	2T16	Var. %	6M17	6M16	Var. %
1 Custos e Despesas não controláveis	278,3	188,3	+ 47,8	547,8	494,4	+ 10,8
1.1 Energia comprada	255,2	157,1	+ 62,4	497,5	425,9	+ 16,8
1.2 Transporte de potência elétrica	23,1	31,2	- 26,0	50,3	68,5	- 26,6
2 Custos e Despesas controláveis	118,4	96,0	+ 23,3	214,8	208,2	+ 3,2
2.1 PMSO	90,3	69,1	+ 30,7	177,2	175,1	+ 1,2
2.1.1 Pessoal	38,9	35,0	+ 11,1	77,4	78,1	- 0,9
2.1.2 Fundo de pensão	0,3	0,2	+ 50,0	0,7	0,4	+ 75,0
2.1.3 Material	6,2	6,2	-	10,7	11,0	- 2,7
2.1.4 Serviços de terceiros	41,2	35,7	+ 15,4	72,7	65,5	+ 11,0
2.1.5 Outras	3,7	(8,0)	-	15,7	20,1	- 21,9
✓ Multas e compensações	1,8	5,4	- 66,7	5,6	10,0	- 44,0
✓ Contingências (liquidação de ações cíveis)	2,9	4,1	- 29,3	6,5	7,1	- 8,5
✓ Outros	(1,0)	(17,5)	- 94,3	3,6	3,0	+ 20,0
2.2 Provisões/Reversões	28,1	26,9	+ 4,5	37,6	33,1	+ 13,6
2.2.1 Contingências	13,7	(2,5)	-	28,6	5,0	+ 472,0
2.2.2 Devedores duvidosos	14,4	29,4	- 51,0	9,0	28,1	- 68,0
3 Demais receitas/despesas	26,0	21,6	+ 20,4	52,0	44,1	+ 17,9
3.1 Depreciação e amortização	20,9	18,5	+ 13,0	45,2	37,5	+ 20,5
3.2 Outras receitas/despesas	5,1	3,1	+ 64,5	6,8	6,6	+ 3,0
Total Custos e Despesas Operacionais (1+2+3, s/ construção)	422,7	305,9	+ 38,2	814,6	746,7	+ 9,1
Custo de construção ^(*)	64,4	64,5	- 0,2	126,7	104,4	+ 21,4
Total Custos e Despesas Operacionais (1+2+3, c/ construção)	487,1	370,4	+ 31,5	941,3	851,1	+ 10,6

(*) Os custos de construção estão representados pelo mesmo montante em receita de construção. Tais valores são de reconhecimento obrigatório pela ICPC 01 - Contratos de Concessão e correspondem aos custos de construção de obras de ativos da concessão de distribuição de energia elétrica, sendo o custo de construção igual à receita de construção.

3.3 Lucro líquido e geração de caixa

No 2T17, a EMS registrou prejuízo de R\$ 1,0 milhão, decorrente do crescimento das despesas operacionais, em função da adequação dos riscos financeiros de processos judiciais, que afetou a rubrica de provisão para contingências.

Em 6M17, a Companhia registrou lucro líquido de R\$ 32,5 milhões, contra R\$ 33,7 milhões em 6M16. A geração de caixa (EBITDA Ajustado) apurada no período foi de R\$ 150,0 milhões, contra R\$ 128,9 milhões registrados em 6M16, acréscimo 16,4%. Esse desempenho decorre, principalmente, do aumento de 4,1% das vendas de energia no mercado cativo, livre e não faturado.

A evolução do lucro líquido e da geração de caixa da Companhia nos primeiros seis meses do exercício é a seguinte:

Composição da Geração de Caixa Valores em R\$ milhões	2º Trimestre			1º Semestre		
	2T17	2T16	Var. %	6M17	6M16	Var. %
(=) Lucro Líquido	(1,0)	4,8	-	32,5	33,7	- 3,6
(-) Contribuição social e imposto de renda	0,6	(2,4)	-	(16,7)	(17,1)	- 2,3
(-) Resultado financeiro	(18,8)	(27,2)	- 30,9	(34,1)	(35,6)	- 4,2
(-) Depreciação e amortização	(20,9)	(18,5)	+ 13,0	(45,2)	(37,5)	+ 20,5
(=) Geração de caixa (EBITDA)	38,1	52,9	- 28,0	128,5	123,9	+ 3,7
(+) Receita de acréscimos moratórios	9,8	2,5	+ 292,0	21,5	5,0	+ 330,0
(=) Geração ajustada de caixa (EBITDA Ajustado)	47,9	55,4	- 13,5	150,0	128,9	+ 16,4
Margem do EBITDA Ajustado (%)	9,5	13,7	- 4,2 p.p	14,6	13,8	+ 0,8 p.p

4 Desempenho operacional

A manutenção do foco na qualidade da energia fornecida e a excelência no atendimento têm permitido à Companhia apresentar, de forma consistente, melhorias dos índices operacionais, que evidenciam a posição privilegiada dos indicadores de satisfação em pesquisas com os consumidores.

A Energisa Mato Grosso do Sul foi reconhecida no Prêmio Abradee 2017 como a Melhor Empresa das Regiões Norte/Centro-Oeste e ganhou o prêmio de Melhor Empresa por Evolução de Desempenho.

4.1 Perdas de energia

O comportamento das perdas de energia da Companhia foi a seguinte:

									Últimos 12 meses
Perdas Técnicas (%)			Perdas Não-Técnicas (%)			Perdas Totais (%)			Aneel
jun/16	mar/17	jun/17	jun/16	mar/17	jun/17	jun/16	mar/17	jun/17	
10,05	9,83	9,81	4,36	3,65	3,52	14,40	13,49	13,34	15,06

Nota: Para cálculo dos percentuais apresentados acima, foram considerados os valores de energia não faturada.

Perdas Técnicas (GWh)			Perdas Não-Técnicas (GWh)			Perdas Totais (GWh)			Var. (%) ⁽¹⁾
jun/16	mar/17	jun/17	jun/16	mar/17	jun/17	jun/16	mar/17	jun/17	
580,9	566,4	566,9	251,9	210,2	203,6	832,8	776,6	770,5	- 0,8

⁽¹⁾ Variação junho de 2017/março de 2017. Nota: Os dados são passíveis de recontabilizações de energia realizadas pela CCEE.

O combate ao furto e à fraude tem sido foco constante das ações gerenciais da Companhia, que busca trabalhar para aperfeiçoar ainda mais a fiscalização das ligações em suas unidades consumidoras e aumentar a produtividade das equipes. As perdas de energia elétrica da Companhia situaram em 770,5 GWh, ou seja, 13,34% nos últimos 12 meses encerrados em junho de 2017, contra 776,6 GWh ou 13,48% em 12 meses findos em março de 2017.

4.2 Gestão da Inadimplência

4.2.1 Taxa de Inadimplência

A relação percentual entre a soma da provisão para créditos de liquidação duvidosa com incobráveis, e o fornecimento faturado da Companhia, no período de 12 meses encerrados em junho de 2017 foi de 1,06%, contra 2,19% em igual período findo em junho de 2016.

4.2.2 Taxa de Arrecadação

A taxa de arrecadação, representada pela arrecadação dos últimos 12 meses encerrados em junho de 2017 sobre o faturamento bruto do mesmo período ficou em 96,81%, contra 97,03% em junho de 2016.

4.2.3 Indicadores de qualidade dos serviços - DEC e FEC (últimos 12 meses)

A prioridade dada aos investimentos em qualidade tem permitido alcançar melhorias nos indicadores de fornecimento de energia pela Companhia, expressos por frequência e duração das interrupções de energia (FEC e DEC). O indicador FEC apresentou queda de 5,6%, passando de 6,43 vezes, nos últimos 12 meses findos em junho de 2016, para 6,07 vezes em junho de 2017, e o DEC mostrou redução de 3,9%, passando de 12,75 horas, para 12,25 horas no mesmo período, encontrando-se dentro do limite estabelecido pela Aneel.

4.3 Mercado de energia

Em seis meses de 2017, as vendas de energia elétrica a consumidores finais (mercado cativo), localizados na área de concessão da Companhia, somadas à energia associada aos consumidores livres (TUSD), totalizaram 2.591,7 GWh (1.241,3 GWh no 2T17), aumento de 3,5% (aumento de 2,5% no 2T17) em relação ao igual período do ano anterior.

A composição do mercado de energia nos primeiros seis meses de 2017 foi a seguinte:

Descrição	2º Trimestre			1º Semestre		
	2T17	2T16	Var. %	6M17	6M16	Var. %
✓ Residencial	424,4	413,8	+ 2,6	910,6	885,7	+ 2,8
✓ Industrial	246,1	247,2	- 0,4	503,7	479,8	+ 5,0
• Cativo	82,9	123,6	- 32,9	169,7	248,8	- 31,8
• Livre	163,2	123,6	+ 32,0	334,0	231,0	+ 44,6
✓ Comercial	275,2	271,4	+ 1,4	581,7	576,6	+ 0,9
• Cativo	251,9	258,1	- 2,4	533,6	548,0	- 2,6
• Livre	23,3	13,3	+ 75,2	48,1	28,6	+ 68,2
✓ Rural	126,6	115,4	+ 9,7	258,5	234,0	+ 10,5
✓ Outras Classes	169,0	163,8	+ 3,2	337,1	327,8	+ 2,8
• Cativo	158,7	163,8	- 3,1	315,7	327,8	- 3,7
• Livre	10,3	-	-	21,4	-	-
1 Vendas de energia no mercado cativo	1.044,5	1.074,7	- 2,8	2.188,1	2.244,3	- 2,5
2 Energia associada aos consumidores livres (TUSD)	196,8	136,9	+ 43,8	403,6	259,6	+ 55,5
3 Mercado cativo + TUSD (1+2)	1.241,3	1.211,6	+ 2,5	2.591,7	2.503,9	+ 3,5
4 Fornecimento Não faturado	(54,7)	(49,3)	+ 11,0	(52,4)	(64,3)	- 18,5
5 Mercado cativo + TUSD + fornecimento não faturado (3+4)	1.186,6	1.162,3	+ 2,1	2.539,3	2.439,6	+ 4,1

Em junho de 2017, a Companhia registrou 1.003.799 unidades consumidoras cativas, quantidade + 2,3% superior à registrada no fim de junho de 2016. Já o número de consumidores livres totalizou 109 no fim de junho de 2017.

5 Estrutura de capital

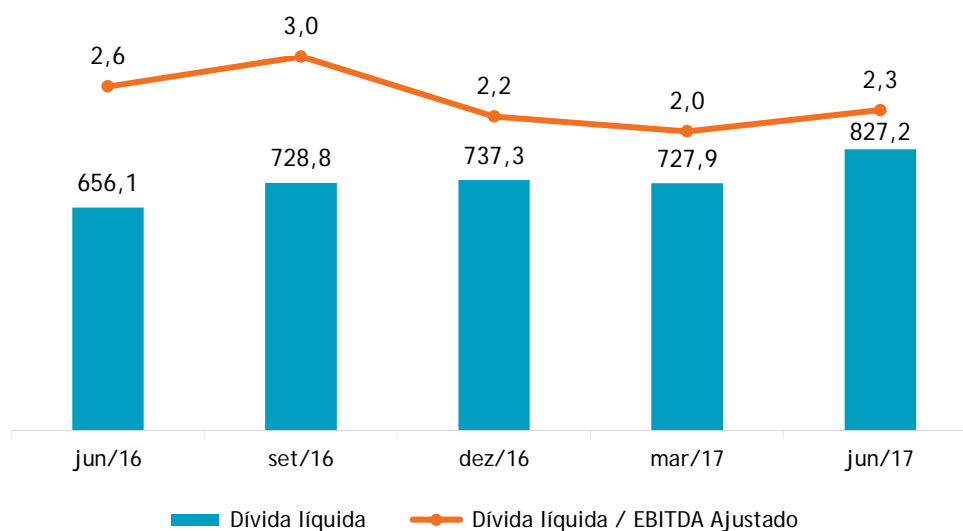
Em 30 de junho de 2017, o saldo consolidado de caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras da Companhia totalizou R\$ 271,2 milhões, que não incluem os créditos referentes à subvenção tarifária e baixa renda (CDE) e Conta de Compensação dos Valores da Parcela A (CVA). Por sua vez, a dívida líquida da Companhia, que incluem empréstimos, financiamentos, arrendamentos, encargos financeiros, parcelamento de impostos, fundo de pensão, créditos setoriais e instrumentos financeiros derivativos líquidos, passou de R\$ 737,3 milhões em 31 de dezembro de 2016 para R\$ 827,3 milhões em 30 de junho de 2017. Consequentemente, a relação entre a dívida líquida, com os créditos setoriais, e o EBITDA Ajustado ao fim de junho de 2017 foi de 2,3 vezes.

A seguir, as dívidas de curto e longo prazo da Companhia entre 30 de junho de 2017, 31 de março 2017 e 31 de dezembro de 2016:

Descrição Valores em R\$ milhões	30/06/2017	31/03/2017	31/12/2016
Circulante	110,0	214,1	214,3
Empréstimos e financiamentos	27,3	134,5	131,0
Debêntures	72,9	73,1	79,5
Encargos de dívidas	4,3	5,3	5,2
Parcelamento de impostos e benefícios a empregados	0,1	-	-
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	5,4	1,2	(1,4)
Não Circulante	931,9	878,1	892,7
Empréstimos e financiamentos	700,1	619,0	620,5
Debêntures	239,0	258,9	272,1
Parcelamento de impostos e benefícios a empregados	0,2	0,2	0,1
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	(7,4)		
Total das dívidas	1.041,9	1.092,2	1.107,0
(-) Disponibilidades financeiras	271,2	400,0	380,9
Total das dívidas líquidas	770,7	692,2	726,1
(-) Créditos CDE (subvenção tarifária e baixa renda)	34,3	35,8	20,2
(-) Créditos CVA	(90,8)	(87,9)	(31,4)
Total das dívidas líquidas deduzidas de créditos setoriais	827,2	744,3	737,3
Indicador relativo			
Dívida líquida/EBITDA Ajustado 12 meses	2,3	2,0	2,2

(1) EBITDA Ajustado = EBITDA + Receitas de acréscimos moratórios.

Evolução da alavancagem
- Dívida líquida (R\$ milhões) e dívida líquida/EBITDA Ajustado 12 meses (vezes) -



6 Investimentos

Com foco em obras que visam à melhoria da qualidade dos serviços prestados, regularização, construção de redes e ligação de novos clientes, a Companhia investiu em 6M17 o montante de R\$ 341,8 milhões, contra R\$ 107,5 milhões em 6M16, o que representa um aumento de 218,0%.

A composição dos investimentos nos primeiros seis meses do exercício é a seguinte:

Descrição Valores em R\$ milhões	2º Trimestre			1º Semestre		
	2T17	2T16	Var. %	6M17	6M16	Var. %
Ativos Elétricos	62,5	58,9	+ 6,1	120,6	92,3	+ 30,7
Obrigações Especiais	128,1	4,0	+ 3.102,5	216,3	10,7	+ 1.921,5
Ativos Não Elétricos	2,0	1,7	+ 17,6	4,9	4,5	+ 8,9
Total dos Investimentos	192,6	64,6	+ 198,1	341,8	107,5	+ 218,0

Obs.: As "Obrigações Especiais" são recursos aportados pela União, Estados, Municípios e Consumidores para a concessão e não compõem a Base de Remuneração Regulatória da distribuidora.

7 Serviços prestados pelo auditor independente

Em atendimento ao rodízio obrigatório previsto no artigo 31 da Instrução Normativa CVM nº 308, de 14 de maio de 1999, e conforme orientado pelo Conselho de Administração da Companhia, foi aprovada a contratação da Ernst & Young Auditores Independentes na qualidade de novo auditor independente da Companhia a partir do primeiro trimestre de 2017.

A remuneração total desses auditores independentes pelos serviços prestados para a Companhia nos primeiros seis meses de 2017 foi de R\$ 180 mil pela revisão contábil das demonstrações financeiras. A política de contratação adotada pela Companhia atende aos princípios que preservam a independência do auditor, de acordo com as normas vigentes, que determinam, principalmente, que o auditor não deve auditar seu próprio trabalho, nem exercer funções gerenciais para seu cliente ou promover os seus interesses.

A Administração.

Demonstrações financeiras

1. Balanço Patrimonial Ativo

ENERGISA MATO GROSSO DO SUL - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
BALANÇO PATRIMONIAL
EM 30 DE JUNHO DE 2017 E 31 DE DEZEMBRO DE 2016
 (Em milhares de reais)

	30/06/2017	31/12/2016
Ativo		
Circulante		
Caixa e equivalente de caixa	63.890	85.961
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	172.544	262.458
Clientes, consumidores e concessionárias	354.952	378.429
Estoques	4.592	3.548
Tributos a recuperar	57.438	49.125
Instrumentos financeiros derivativos	-	1.441
Ativos financeiros setoriais	55.543	77.494
Outros créditos	87.299	67.941
Total do circulante	796.258	926.397
Não circulante		
Realizável a longo prazo		
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	34.763	32.468
Clientes, consumidores e concessionárias	37.058	34.070
Ativos financeiros setoriais	52.612	21.451
Tributos a recuperar	30.213	28.333
Créditos tributários	154.746	151.927
Depósitos e cauções vinculados	79.777	69.401
Instrumentos financeiros derivativos	7.449	-
Contas a receber da concessão	635.139	585.802
Outros créditos	2.849	3.535
	1.034.606	926.987
Investimentos	544	566
Intangível	818.379	798.261
Total do não circulante	1.853.529	1.725.814
Total do ativo	2.649.787	2.652.211

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

2. Balanço Patrimonial Passivo

ENERGISA MATO GROSSO DO SUL - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
BALANÇO PATRIMONIAL
EM 30 DE JUNHO DE 2017 E 31 DE DEZEMBRO DE 2016
 (Em milhares de reais)

	30/06/2017	31/12/2016
Passivo		
Circulante		
Fornecedores	178.748	165.449
Encargos de dívidas	4.314	5.157
Empréstimos e financiamentos	27.351	130.958
Debêntures	72.920	79.518
Tributos e contribuições sociais	52.340	71.691
Obrigações estimadas	18.329	17.797
Taxa de iluminação pública	11.472	10.091
Benefícios a empregados - plano de pensão	89	-
Encargos setoriais	62.265	67.531
Passivos financeiros setoriais	113.562	101.166
Instrumentos financeiros derivativos	5.449	-
Incorporação de redes	10.146	12.636
Outras contas a pagar	16.454	15.498
Total do circulante	573.439	677.492
Não circulante		
Fornecedores	8.545	5.732
Empréstimos e financiamentos	700.141	620.497
Debêntures	238.981	272.121
Instrumentos financeiros derivativos		
Tributos e contribuições sociais	21.536	20.427
Provisão para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais	211.906	180.329
Benefícios a empregados - plano de pensão	178	143
Passivos financeiros setoriais	85.377	29.146
Encargos setoriais	12.583	6.082
Outras contas a pagar	289	323
Total do não circulante	1.279.536	1.134.800
Patrimônio líquido		
Capital social	616.732	616.732
Reserva de capital	118.594	118.594
Reserva de lucros	29.220	29.220
Dividendos adicionais propostos	-	75.655
Outros resultados abrangentes	(282)	(282)
Lucros (Prejuízos) acumulados	32.548	-
	796.812	839.919
Participação de acionistas não controladores	-	-
Total do patrimônio líquido	796.812	839.919
Total do passivo e patrimônio líquido	2.649.787	2.652.211

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

3. Demonstrações de Resultados

ENERGISA MATO GROSSO DO SUL - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO
SEGUNDO TRIMESTRE E SEIS MESES FINDOS EM 30 DE JUNHO DE 2017 E 2016
 (Em milhares de reais)

	2T17	2T16	6M17	6M16
Receita operacional bruta				
Fornecimento de energia elétrica	606.009	607.377	1.310.984	1.318.734
Suprimento de energia elétrica	24.778	(35.625)	25.110	3.796
Disponibilidade do Sistema Elétrico	32.041	25.104	63.303	48.355
Receita de construção	64.424	64.472	126.737	104.401
Outras receitas	37.340	13	32.750	4.146
	764.592	661.341	1.558.884	1.479.432
Deduções à receita operacional				
ICMS faturado	120.314	119.349	257.463	256.641
PIS, Cofins e ISS	62.900	59.094	130.654	127.277
Encargos setoriais - Bandeiras tarifárias	13.259		14.288	
Outras (CCC, CDE, P&D e PEE)	63.732	78.273	132.002	158.092
	260.205	256.716	534.407	542.010
Receita operacional líquida	504.387	404.625	1.024.477	937.422
Despesas operacionais				
Energia elétrica comprada	255.219	157.105	497.456	425.934
Encargos de uso do sistema	23.146	31.200	50.259	68.473
Pessoal	38.912	34.974	77.367	78.085
Entidade de previdência privada	278	226	692	423
Material	6.243	6.188	10.657	10.969
Serviços de terceiros	41.199	35.688	72.679	65.471
Depreciação e amortização	20.943	18.463	45.175	37.459
Provisão para crédito de liquidação duvidosa / contingência	28.028	26.866	37.641	33.102
Custo de construção	64.424	64.473	126.737	104.401
Outras despesas	3.726	(8.047)	15.746	20.093
Outras Receitas/Despesas operacionais	5.105	3.141	6.799	6.623
	487.223	370.277	941.208	851.033
Resultado antes das receitas e despesas financeiras	17.164	34.348	83.269	86.389
Resultado financeiro				
Receita de aplicações financeira	8.905	15.435	19.639	26.796
Variação monetária e acréscimo moratório	9.800	2.531	21.516	4.966
Ajuste a valor presente	1.859	(1.223)	1.258	(507)
Outras receitas financeiras	588	3.372	3.640	33.729
Encargos de dívidas - juros	(26.355)	(31.957)	(55.903)	(57.937)
Encargos dívidas - variação monetária e cambial	(8.563)	15.154	(6.825)	30.187
Marcação mercado de dívidas e derivativos	(5.012)	136	(4.964)	(99)
Resultado de Swap	6.431	(21.581)	1.011	(42.862)
(-)Transferência p/Imob curso	441	1.085	756	2.214
Outras despesas financeiras	(6.914)	(10.166)	(14.196)	(32.077)
	(18.820)	(27.214)	(34.068)	(35.590)
Resultado antes dos tributos	(1.656)	7.134	49.201	50.799
Contribuição social e imposto de renda	608	(2.361)	(16.653)	(17.148)
Lucro líquido do período	(1.048)	4.773	32.548	33.651

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Notas Explicativas

Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A. Notas explicativas às informações trimestrais para o período findo em 30 de junho de 2017 (Em milhares de reais, exceto quando indicado ao contrário)

1. Contexto operacional

A Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A. (Companhia ou EMS) nova razão social da Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL é uma sociedade por ações de capital aberto, brasileira, com sede na cidade de Campo Grande - MS, controlada pela Rede Energia S.A. ("REDE"), atuando na área de distribuição de energia elétrica em sua área de concessão legal que abrange 328.335 km², 92% da área total do Estado do Mato Grosso do Sul, atendendo 1.003.908 consumidores (informações não auditadas pelos auditores independentes) em 74 municípios, tendo suas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME. A Companhia obteve registro de Companhia aberta na CVM em 28 de agosto de 1981.

Contrato de concessão:

As obrigações da concessionária, previstas no contrato de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica são:

I - operar e manter as instalações de modo a assegurar a continuidade e a eficiência do Serviço Regulado, a segurança das pessoas e a conservação dos bens e instalações e fornecer energia elétrica a consumidores localizados em sua área de concessão, nos níveis de qualidade e continuidade estabelecidos em legislação específica;

II - realizar as obras necessárias à prestação dos serviços concedidos, reposição de bens, e operar a infraestrutura de forma a assegurar a regularidade, continuidade, eficiência, segurança e modicidade das tarifas, em conformidade com as normas técnicas e legais específicas;

III - organizar e manter controle patrimonial dos bens e instalações vinculados à concessão e zelar por sua integridade providenciando que aqueles que, por razões de ordem técnica, sejam essenciais à garantia e confiabilidade do sistema elétrico, estejam sempre adequadamente garantidos por seguro sendo vedado à concessionária alienar ou conceder em garantia tais bens sem a prévia e expressa autorização do agente regulador;

IV - atender a todas as obrigações de natureza fiscal, trabalhista, previdenciária e regulatória, inclusive prestando contas aos consumidores;

V - implementar medidas que objetivem o combate ao desperdício de energia, por meio de programas de redução de consumo de energia e inovações;

VI - submeter à prévia aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) alterações nas posições acionárias que impliquem em mudanças de controle. Na hipótese de transferência de ações representativas do controle acionário, o novo controlador deverá assinar termo de anuência e submissão às cláusulas do contrato de concessão e às normas legais e regulamentares da concessão;

VII - manter o acervo documental auditável, em conformidade com as normas vigentes;

Em 04 de dezembro de 1997, foi outorgado à Companhia a distribuição de energia elétrica em 74 municípios no Estado de Mato Grosso do Sul, pelo prazo de 30 anos. O contrato de concessão já foi homologado junto à ANEEL, podendo ser prorrogado por uma única vez, pelo mesmo período, conforme Lei 12.783/2013.

Os contratos de concessão (distribuição e geração) contém cláusulas específicas que garantem o direito à indenização do valor residual dos bens vinculados ao serviço no final da concessão. Para efeito da reversão, consideram-se bens vinculados aqueles efetivamente utilizados na prestação do serviço.

A concessão poderá ser extinta pelo término do contrato, encampação do serviço, caducidade, rescisão, irregularidades ou falência da concessionária, podendo ser prorrogada, mediante requerimento da concessionária e a critério exclusivo do Poder Concedente.

As informações referentes à revisão e aos reajustes tarifários, ativos e passivos financeiros setoriais, contas a receber da concessão, ativos vinculados à concessão e receita de construção e prazo de concessão, estão apresentadas nas notas explicativas nº 7, 9, 13, 15, 24 e 30 respectivamente.

2. Apresentação das informações financeiras intermediárias (informações trimestrais)

As informações financeiras intermediárias (informações trimestrais) da Companhia, aprovadas em 09 de agosto de 2017 pelo Conselho de Administração, compreendem:

- As informações financeiras intermediárias elaboradas e apresentadas de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21 (R1) - Demonstração Intermediária e IAS 34 - *Interim Financial Reporting* e de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais - ITR.

As demais informações referentes às bases de elaboração, apresentação das informações financeiras intermediárias e resumo das principais práticas contábeis não sofreram alterações em relação àquelas divulgadas na Nota Explicativa nº 3.2 às Demonstrações Financeiras Anuais referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2016 (doravante denominadas de "Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2016"), publicadas na imprensa oficial em 25 de março de 2017.

Dessa forma, estas informações financeiras intermediárias (informações trimestrais) devem ser lidas em conjunto com as referidas demonstrações financeiras.

A Administração da Companhia declara que todas as informações relevantes próprias das informações financeiras intermediárias, e somente elas, correspondem às informações utilizadas pela Administração na sua gestão.

3. Adoção dos padrões internacionais de contabilidade

3.1. Novos pronunciamentos contábeis emitidos pelo IASB - International Accounting Standards Board

As informações referentes aos novos pronunciamentos contábeis emitidos pelo IASB não trouxeram alterações significativas em relação àquelas divulgadas na nota explicativa nº 3.1 das Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2016.

3.2. Reapresentação das informações financeiras intermediárias

A Administração da Companhia, após reavaliação de determinados temas e objetivando a melhor apresentação da sua posição patrimonial e do seu desempenho operacional e financeiro, procedeu as seguintes reclassificações nas suas demonstrações do resultado, do valor adicionado e do fluxo de caixa de 30 de junho de 2016, originalmente emitidas em 12 de agosto de 2016 conforme demonstrado a seguir, com base nas orientações emanadas pelo "CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro":

Demonstração do Resultado	Ref.	Divulgado		Reclassificação	Reapresentado	
		01/04/2016	a		01/04/2016	a
Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	(a)	401.044		3.581		404.625
Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos		(325.682)		(28.161)		(353.843)
Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa	(b)	(1.216)		(28.161)		(29.377)
Resultado Bruto		75.362		(24.580)		50.782
Despesas/Receitas Operacionais		(44.595)		28.161		(16.434)
Despesas Gerais Administrativas		(41.454)		28.161		(13.293)
Outros	(b)	(15.740)		28.161		12.421
Resultado antes do Resultado Financeiro e dos Tributos		30.767		3.581		34.348
Resultado Financeiro		(23.633)		(3.581)		(27.214)
Receita financeira		23.696		(3.581)		20.115
Atualização Contas a Receber da Concessão-VNR	(a)	3.581		(3.581)		-

Demonstração do Resultado	Ref.	Divulgado 01/01/2016 30/06/2016	a	Reclassificação	Reapresentado 01/01/2016 30/06/2016	a
Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	(a)	928.501		8.921	937.422	
Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos		(745.585)		(28.161)	(773.746)	
Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa	(b)	49		(28.161)	(28.112)	
Resultado Bruto		182.916		(19.240)	163.676	
Despesas/Receitas Operacionais		(105.448)		28.161	(77.287)	
Despesas Gerais Administrativas		(98.825)		28.161	(70.664)	
Outros	(b)	(40.818)		28.161	(12.657)	
Resultado antes do Resultado Financeiro e dos Tributos		77.468		8.921	86.389	
Resultado Financeiro		(26.669)		(8.921)	(35.590)	
Receita financeira		73.905		(8.921)	64.984	
Atualização Contas a Receber da Concessão-VNR	(a)	8.921		(8.921)	-	

Demonstração do Valor Adicionado	Ref.	Divulgado 30/06/2016	Reclassificação	Reapresentado 30/06/2016
Receitas		1.475.241	(19.240)	1.456.001
Outras receitas	(a)	2.467	8.921	11.388
Provisão (Reversão) de Créditos de Liquidação Duvidosa	(b)	49	(28.161)	(28.112)
Insumos Adquiridos de Terceiros		735.202	(28.161)	707.041
Insumos Adquiridos de Terceiros Outros	(b)	(59.954)	28.161	(31.793)
Valor Adicionado Bruto		740.039	8.921	748.960
Valor Adicionado Líquido Produzido		702.580	8.921	711.501
Valor Adicionado Recebido em Transferência		77.506	(8.921)	68.585
Receitas Financeiras	(a)	77.506	(8.921)	68.585

Demonstração do Fluxo de Caixa	Ref.	Divulgado 30/06/2016	Reclassificação	Reapresentado 30/06/2016
Caixa Gerado nas Operações		131.866	28.161	160.027
Provisão (Reversão) para Créditos de Liquidação Duvidosa	(b)	(49)	28.161	28.112
Variações nos Ativos e Passivos		55.634	(28.161)	27.473
Diminuição (Aumento) de Consumidores e Concessionários	(b)	103.184	(28.161)	75.023
Caixa Líquido Atividades Operacionais		187.500	-	187.500

- (a) A Companhia revisou suas práticas contábeis e concluiu que o ajuste a valor justo do ativo financeiro indenizável da concessão, originalmente apresentado sob a rubrica de "Receita financeira - Atualização do contas a receber da concessão VNR", no resultado financeiro, deveria ser reclassificado para o grupo receitas operacionais - ativo financeiro indenizável da concessão, objetivando melhor a apresentação quanto à sua posição patrimonial e seu desempenho e de sua atividade de distribuição de energia elétrica. Esta mudança de prática, de acordo com o CPC 23 tem como base:
- (i) O retorno dos negócios de distribuição, sobre o investimento em infraestrutura, é determinado pelo valor justo dessa infraestrutura mais a taxa de "WACC" (custo médio ponderado do capital);
 - (ii) Investir em infraestrutura é a atividade do negócio de distribuição de energia elétrica, e o seu modelo está suportado em controlar a construção, manutenção e operação dessa infraestrutura; e
 - (iii) A nova classificação adotada está corroborada pelo parágrafo 23 do OCPC 05 - Contrato de Concessão.

O impacto no período findo em 30 de junho de 2016 na Companhia, foi uma reclassificação de R\$8.921 (R\$3.581 referente ao período de 01 de abril a 30 de junho de 2016), da receita financeira - Atualização do contas a receber da concessão VNR para receitas operacionais - ativo financeiro indenizável da concessão.

- (b) A Companhia reclassificou valores de baixas de contas de energia anteriormente classificadas na rubrica de Despesas Gerais e Administrativas - Outros para a rubrica de Custos dos Bens e/ou Serviços Vendidos - Provisão para crédito de liquidação duvidosa, objetivando melhor demonstrar a demonstração de resultado.

4. Informações por segmento

Um segmento operacional é um componente que desenvolve atividades de negócio das quais pode obter receitas e incorrer em despesas, incluindo receitas e despesas relacionadas com transações com outros componentes da Companhia. Todos os resultados operacionais dos segmentos são revistos frequentemente pela Administração para decisões sobre os recursos a serem alocados ao segmento e para avaliação de seu desempenho, e para o qual estão disponíveis nas demonstrações financeiras.

Os resultados de segmentos que são reportados à Administração incluem itens diretamente atribuíveis ao segmento, bem como aqueles que podem ser alocados em bases razoáveis.

A Companhia atua somente no segmento de distribuição de energia elétrica em 74 municípios do Estado do Mato Grosso do Sul, e sua demonstração de resultado reflete essa atividade.

5. Caixa e equivalente de caixa, aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados

5.1. Caixa e equivalente de caixa (avaliados ao valor justo por meio de resultado)

Descrição	30/06/2017	31/12/2016
Caixa e depósitos bancários à vista	14.628	11.808
Aplicações financeiras de liquidez imediata:	49.262	74.153
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	269	51.196
Compromissada ⁽¹⁾	48.993	22.957
Total de caixa e equivalentes de caixa ⁽²⁾ - circulante	63.890	85.961

(1) Operações compromissadas em debêntures - São operações de venda de títulos com compromisso de recompra assumido pelo vendedor, concomitante ao compromisso de revenda assumido pelo comprador. Essas operações possuem liquidez imediata e são remuneradas a 102,49% do CDI.

(2) As datas consideradas representam o vencimento do título que lastreia a aplicação financeira. Por cláusula contratual, essas aplicações financeiras são resgatáveis em até 90 dias da data de sua contratação pelas taxas contratadas.

A carteira de aplicações financeiras é constituída, principalmente, por Certificados de Depósito Bancário (CDB) e Operações Compromissadas. A rentabilidade média ponderada da carteira em 30 de junho de 2017 equivale a 102,49% do CDI (101,36% do CDI em 31 de dezembro de 2016).

5.2. Aplicação no mercado aberto e recursos vinculados (avaliadas ao valor justo por meio do resultado)

Descrição	30/06/2017	31/12/2016
Avaliadas ao valor justo por meio do resultado	207.307	294.926
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	12.322	17.257
Fundo de Investimento ⁽¹⁾	3.823	15.916
Fundo de Investimentos Exclusivos ⁽²⁾	156.399	229.285
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	9.618	13.831
Cédula de Crédito Bancário (CCB)	1.456	2.166
Debêntures	41.147	42.622
Compromissadas	2.800	2.707
Títulos públicos	10.222	4.729
Fundo de Crédito	364	8.167
Fundo de Renda Fixa	29.012	56.150
Letra financeira do tesouro (LFT)		
Letra financeira (LF)	61.085	98.236
Nota promissória	695	677
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios não Padronizados IV Energisa Centro Oeste ⁽³⁾	34.763	32.468
Total de aplicações no mercado aberto e recursos vinculados ⁽⁴⁾	207.307	294.926
Circulante	172.544	262.458
Não Circulante	34.763	32.468

(1) Fundo de investimentos - São classificados como renda fixa e são remunerados de 98,50% a 102,43% do CDI e média ponderada de 100,98%

- (2) Fundo de investimentos exclusivos inclui aplicações em CDB, CCB, Debêntures, Compromissadas, Fundos de Renda Fixa, LFT, LF e NTN-B, e são remuneradas de 103,78% do CDI fundo FI Energisa e 103,18% do CDI Fundo Zona da Mata.
- (3) Fundo de investimentos em direitos creditórios - FIDC Energisa Centro Oeste com vencimento em 01/10/2034.
- (4) Inclui R\$50.908 (R\$48.145 em 31 de dezembro de 2016) referentes a recursos vinculados a empréstimos e leilões de energia.

A carteira de aplicações financeiras é formada, principalmente, por Fundos de Investimentos Exclusivos, compostos por diversos ativos visando melhor rentabilidade com o menor nível de risco, tais como: títulos de renda fixa, títulos públicos, operações compromissadas, debêntures, CDB, entre outros. A rentabilidade média ponderada da carteira em 30 de junho de 2017 equivale a 102,53% do CDI (109,75% do CDI em 31 de dezembro de 2016).

6. Consumidores e concessionárias

O saldo de consumidores e concessionárias refere-se substancialmente aos: (i) valores faturados de venda de energia elétrica a consumidores finais, concessionárias revendedoras, bem como a receita referente à energia consumida e não faturada; (ii) valores a receber relativos à energia comercializada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE; e (iii) receita de uso da rede elétrica e os valores renegociados. A exposição aos riscos de crédito e uma análise de sensibilidade para ativos e passivos financeiros são divulgadas na nota explicativa nº 27.

	Saldos a vencer			Saldos vencidos				Provisão créditos para de liquidação duvidosa (4)	Total	
	Até 60 dias	Mais de 60 dias		Até 90 dias	91 a 180 dias	181 a 360 dias	há mais de 360 dias		30/06/2017	31/12/2016
Valores correntes (1)										
Residencial	45.850	-		53.679	8.190	876	68	(9.134)	99.529	104.905
Industrial	9.821	-		3.838	594	966	1.644	(1.644)	15.219	14.238
Comercial	24.821	-		15.195	2.458	1.841	3.615	(5.456)	42.474	45.197
Rural	9.006	-		7.761	2.658	203	181	(181)	19.628	20.662
Poder público	12.149	-		3.686	494	85	45	(45)	16.414	18.348
Iluminação pública	2.109	-		643	96	152	-	-	3.000	6.072
Serviço público	5.387	-		79	14	-	-	-	5.480	5.544
Serviço taxado	286	-		425	149	25	13	(13)	885	802
Fornecimento não faturado	100.142	-		-	-	-	-	-	100.142	125.889
Arrecadação Processo Classificação	9.510	-		-	-	-	-	-	9.510	5.942
Valores renegociados:										
Residencial	3.856	12.959		2.625	1.072	156	1.766	(8.345)	14.089	10.606
Industrial	1.189	2.539		603	283	660	1.869	(3.208)	3.935	6.430
Comercial	1.928	19.443		1.097	414	199	1.170	(8.142)	16.109	20.655
Rural	890	4.494		557	142	17	208	(1.821)	4.487	2.196
Poder público	5.096	25.565		159	83	256	6.603	(9.076)	28.686	15.670
Iluminação pública	188	2.934		-	-	78	10	(126)	3.084	2.770
Serviço público	49	1.321		14	14	27	155	(607)	973	128
Serviço taxado	20	55		17	9	1	-	-	102	89
(-) Ajuste valor Presente (2)	(1.255)	(6.493)		-	-	-	-	-	(7.748)	(8.995)
Subtotal -clientes	231.042	62.817		90.378	16.670	5.542	17.347	(47.798)	375.998	397.148
Suprimento Energia - Moeda Nacional (3)	2.437	-		-	-	-	2.299	-	4.736	2.439
Encargos de Uso da Rede Elétrica	3.686	-		-	-	-	-	-	3.686	3.663
Outros	2.604	574		2.456	330	37	1.885	(296)	7.590	9.249
Total	239.769	63.391		92.834	17.000	5.579	21.531	(48.094)	392.010	412.499
Circulante									354.952	378.429
Não Circulante									37.058	34.070

- (1) Os vencimentos são programados para o 5º dia útil após a entrega das faturas, exceto os clientes do Poder Público que possuem 10 dias úteis para efetuar os pagamentos. Englobam, principalmente, o fornecimento de energia elétrica faturada e não faturada, esta última apurada por estimativa reconhecida pelo regime de competência, até o encerramento do balanço.

- (2) Ajuste a Valor Presente: Refere-se ao valor de ajuste para os contratos renegociados sem a inclusão de juros e para aqueles renegociados com taxa de juros abaixo do CDI. Para o desconto a valor presente utilizou-se para 30 de junho de 2017 a taxa CDI 10,14%. Essa taxa é compatível com a natureza, o prazo e os riscos de transações similares em condições de mercado na situação atual. A Administração entende que essa taxa de desconto representa adequadamente o custo de capital, tendo em vista a natureza, complexidade e volume das renegociações. Abaixo demonstração do fluxo de caixa e sua temporalidade:

Vencimentos	Ajuste a valor presente
2017	256
2018	660
2019	1.132
2020	1.477
2021 em diante	4.223
Total	7.748

- (3) Inclui energia vendida na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

O saldo da conta de consumidores e concessionárias em 30 de junho de 2017 refere-se ao registro dos valores da comercialização de energia no âmbito da CCEE no montante de R\$4.736 (R\$2.439 em 31 de dezembro de 2016), deduzido das liquidações parciais ocorridas até 30 de junho de 2017. Esses saldos foram apurados com base em cálculos preparados e divulgados pela CCEE.

A composição desses valores, incluindo os saldos registrados na rubrica "fornecedores" no passivo circulante de R\$23.692 (R\$1.452 em 31 de dezembro de 2016), referente a aquisição de energia elétrica e aos encargos de serviços do sistema de R\$644 (R\$1.803 em 31 de dezembro de 2016), conforme demonstrados a seguir:

Composição dos créditos da CCEE	30/06/2017	31/12/2016
Créditos a vencer	2.437	140
Créditos vinculados a liminares até dezembro de 2002 (a)	2.299	2.299
	4.736	2.439
(-) Aquisições de Energia na CCEE (nota explicativa nº 16)	(23.692)	(1.452)
(-) Encargos de serviços do sistema (nota explicativa nº 16)	(644)	(1.803)
	(19.600)	(816)

As transações ocorridas na CCEE são liquidadas após 45 dias do mês de competência.

- (a) Os valores da energia de curto prazo que se encontram vinculados a liminares, podem estar sujeitos a modificação dependendo de decisão dos processos judiciais em andamento, movido por determinadas empresas do setor, relativos a interpretação das regras do mercado em vigor. Essas empresas, não incluídas na área do racionamento, obtiveram liminar que torna sem efeito o Despacho nº 288 da ANEEL, de 16 de maio de 2002, que objetivou o esclarecimento às empresas do setor sobre o tratamento e a forma de aplicação de determinadas regras de contabilização do MAE (atualmente CCEE), incluídas no Acordo Geral do Setor Elétrico. O pleito dessas empresas envolve a comercialização da cota-parte de Itaipu no submercado Sudeste/Centro-Oeste durante o período de racionamento de 2001 a 2002, quando havia discrepância significativa de preços na energia de curto prazo entre os submercados.

A Companhia não constituiu provisão para créditos de liquidação duvidosa sobre os saldos vinculados às referidas liminares, por entender que os valores serão integralmente recebidos seja dos devedores que questionaram os créditos judicialmente ou de outras empresas que vierem a ser indicadas pela CCEE.

Uso de Estimativas: Compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE - os registros das operações de compra e venda de energia na CCEE estão reconhecidos pelo regime de competência de acordo com os cálculos preparados e divulgados pela entidade ou por estimativa da Administração da Companhia, quando as informações não estão disponíveis tempestivamente.

- (4) Provisão para créditos de liquidação duvidosa - foi constituída em bases consideradas suficientes para fazer face às eventuais perdas na realização dos créditos e se baseiam nas instruções da ANEEL a seguir resumidas:

Clientes com débitos relevantes:

- Análise individual do saldo a receber dos consumidores, por classe de consumo, considerado de difícil recebimento.

Para os demais casos:

- Consumidores residenciais - Vencidos há mais de 90 dias;
- Consumidores comerciais - Vencidos há mais de 180 dias;
- Consumidores industriais, rurais, poderes públicos, iluminação pública, serviços públicos e outros - Vencidos há mais 360 dias;
- Parcelamento energia - Faturas Novadas com parcelas vencidas há mais de 90 dias, são constituídas provisão dos valores vencidos e vincendos.

Segue as movimentações ocorridas no período/exercício:

Movimentação das provisões	30/06/2017	31/12/2016
Saldo inicial - circulante - 31/12/2016 e 31/12/2015	47.518	51.002
Provisões constituídas no período/exercício	9.032	34.220
Baixa de contas de energia elétrica - incobráveis	(8.456)	(37.704)
Saldo final - circulante - 30/06/2017 e 31/12/2016	48.094	47.518

7. Reajustes e Revisões Tarifárias

7.1. Reajuste tarifário:

Pela execução dos serviços públicos de energia elétrica, a concessionária tem o direito de cobrar dos consumidores as tarifas determinadas e homologadas pelo Poder Concedente. Os valores das tarifas serão reajustados em periodicidade anual e a receita da concessionária será dividida em duas parcelas: Parcela A (composta pelos custos não gerenciáveis) e Parcela B (custos operacionais eficientes e custos de capital). O reajuste tarifário anual tem o objetivo de repassar os custos não gerenciáveis e atualizar monetariamente os custos gerenciáveis.

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 2.215, de 04 de abril de 2017, aprovou o reajuste tarifário da Companhia, em vigor a partir de 08 de abril de 2017, cujo impacto tarifário médio percebido pelos consumidores foi de uma redução de 1,92%.

7.2. Reajuste tarifário extraordinário

A ANEEL, em reunião realizada em 27 de fevereiro de 2015, deliberou por conceder, a partir de 02 de março de 2015, reajuste tarifário extraordinário (RTE) diferenciada para todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica do país. O efeito médio para a Companhia foi de 27,9%.

O reajuste tarifário extraordinário (RTE) aplicado tem por objetivo adequar a cobertura tarifária dos custos atuais com Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e compra de energia.

7.3. Bandeiras tarifárias:

A partir de 2015, as contas de energia passaram a trazer o sistema de Bandeiras Tarifárias.

As Bandeiras Tarifárias têm como finalidade sinalizar aos consumidores as condições de geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional -SIN, por meio da cobrança de valor adicional à Tarifa de Energia - TE.

O sistema de Bandeiras Tarifárias é representado por:

Bandeira Tarifária Verde;

Bandeira Tarifária Amarela;

Bandeira Tarifária Vermelha, segregada em Patamar 1 e 2;

A Bandeira Tarifária Verde indica condições favoráveis de geração de energia, não implicando acréscimo tarifário.

A Bandeira Tarifária Amarela indica condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$2,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumido no mês.

A Bandeira Tarifária Vermelha indica condições ainda mais custosas de geração. Essa bandeira é dividida em dois patamares, quais sejam:

Patamar 1: com a aplicação de uma tarifa de R\$3,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumido no mês;

Patamar 2: com aplicação de uma tarifa de R\$3,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumido no mês.

Os valores das Bandeiras Tarifárias Amarela e Vermelha, por patamar, são fixados anualmente pela ANEEL, por meio de Resolução Homologatória, a partir da previsão de custos relativos à geração de energia por fonte termelétrica e exposições ao mercado de curto prazo que afetem os agentes de distribuição.

A Resolução Homologatória nº 2.203/2017, com vigência a partir de fevereiro/2017, homologou os valores de Bandeiras Tarifárias Amarela e Vermelha, mencionadas anteriormente.

7.4. Revisão tarifária:

A revisão tarifária periódica ocorre a cada 5 anos. Nesse processo, a ANEEL procede ao recálculo das tarifas, considerando as alterações na estrutura de custos e mercado da concessionária, estimulando a eficiência e a modicidade das tarifas. Os reajustes e as revisões são mecanismos de atualização tarifária, ambos previstos no contrato de concessão. A Concessionária também pode solicitar uma revisão extraordinária sempre que algum evento provoque significativo desequilíbrio econômico-financeiro da concessão.

O resultado da terceira revisão tarifária da Companhia foi aprovado pela Aneel através da resolução nº 1.505, de 05 de abril de 2013 com reajuste médio percebido pelos consumidores de -3,17%, aplicados desde 08 de abril de 2013.

7.5. Outros assuntos regulatórios - sobrecontratação:

A sobrecontratação da Companhia é decorrente, principalmente, da obrigatoriedade que foi imposta às concessionárias de energia elétrica de adquirir energia no Leilão A-1 de 2015 e da migração de clientes especiais para o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Em razão de regra disposta no Decreto nº 5.163/04, independentemente da sua necessidade, as distribuidoras de energia elétrica do país estavam sujeitas à aquisição obrigatória de um mínimo de 96% dos seus Montantes de Reposição no último leilão de 2015, sendo que o descumprimento dessa regra configuraria riscos alheios à gestão dos agentes, inclusive com a imposição de prejuízos a Companhia, oriundos de atividade não remunerada (a aquisição de energia).

Para afastar os prejuízos decorrentes da aquisição de energia que lhe foi imposta, mitigando a sua sobrecontratação, ao longo de 2016 e ainda em 2017, a Companhia emvidou e vem emvidando seus melhores esforços e utilizando-se de todos os mecanismos disponíveis, tais como a participação nos MCSDs Mensais e de Energia Nova e a realização de acordos bilaterais com geradores. Mesmo assim, considerando que um dos últimos mecanismos ainda não foi realizado (o MCSD Ex-Post), a Companhia estima ter encerrado o ano de 2016 com 111,0% de nível de contratação (revisado no 2T17 em função de atualização de parâmetros regulatórios e acordos bilaterais retroativos), sendo que o excedente, acima dos 100% até o limite de 105%, é liquidado pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) ao longo do ano.

Por isso, a Companhia, baseando-se tanto em parecer técnico de reconhecido escritório de advocacia e em manifestações da ABRADÉE, quanto em interações com a Aneel, recorreu à esta para que essa sobrecontratação seja reconhecida como involuntária, afastando-se o prejuízo da Companhia, distribuidora de energia elétrica.

O Poder Concedente, inclusive indicando a sua convergência com o entendimento da Companhia, alguns meses após a realização do leilão A-1 e após iniciadas as discussões com relação ao equívoco na sua realização, diante do cenário de maior retração da economia e da renda, e, por conseguinte, da carga atendida pelos agentes de distribuição, editou o Decreto nº 8.828/16, alterando a obrigação aquisição do montante mínimo obrigatório para futuros leilões, quando desnecessária. Quanto ao passado, foram mantidas as discussões e análise do tema junto aos agentes.

Da mesma forma, com relação à migração de clientes especiais do mercado cativo para o mercado livre, a ANEEL alterou a regulamentação permitindo a devolução da energia a eles correspondente, a partir de leilão A-1 de 2016. Não sendo possível a redução dos contratos existentes uma vez que esta possibilidade não estava clara para o vendedor no edital dos leilões anteriores, resta o reconhecimento destas sobras como involuntárias.

Em reunião da Diretoria da Aneel, realizada em 25 de abril de 2017, o regulador definiu que a aprovação da involuntariedade de cada distribuidora será avaliada individualmente, considerando o máximo esforço para atingimento do nível de cobertura contratual, conforme previsto na Resolução Normativa 453/2011. Cabe destacar que os processos administrativos abertos pelas empresas do setor de energia elétrica não foram deliberados pela ANEEL.

No período findo em 30 de junho de 2017 a Companhia revisou os níveis de contratação em função de atualização de parâmetros regulatórios e acordos bilaterais retroativos, por esta razão foi aplicada redução da

provisão de perdas incorridas não repassável para as tarifas em R\$719, reconhecidos na demonstração do resultado do período.

8. Impostos a recuperar

	30/06/2017	31/12/2016
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS (1)	48.059	38.062
Imposto de Renda - IRPJ (2)	20.552	16.286
Contribuição Social - CSSL (2)	6.548	5.652
PIS e COFINS (3)	11.029	9.252
Outros	1.463	8.206
Total	87.651	77.458
Circulante	57.438	49.125
Não Circulante	30.213	28.333

- (1) Corresponde ao ICMS originados das aquisições dos equipamentos e materiais para o ativo intangível, realizáveis nos próximos 48 meses mediante as compensações mensais com o imposto incidente sobre a venda de energia elétrica aos consumidores.
- (2) Saldos negativos de imposto de renda e contribuição social apurados em exercícios anteriores, decorrentes de estimativas pagas à maior, que serão utilizados para compensação de tributos administrados pela Receita Federal do Brasil - RFB e desde que o montante já pago exceda o valor do imposto ou da contribuição, determinados com base nos resultados apurados nos respectivos exercícios.
- (3) Corresponde substancialmente a créditos não cumulativos de PIS e COFINS incidentes sobre a provisão de despesas com compra de energia elétrica, os quais são realizáveis mediante o recebimento das respectivas notas fiscais emitidas pelos geradores.

9. Ativos e Passivos financeiros setoriais

A conta de compensação dos valores da parcela A (CVA) é o mecanismo destinado a registrar as variações de custos relacionados à compra de energia e encargos regulatórios, ocorridas no período entre reajustes tarifários e/ou revisões periódicas, de modo a permitir maior neutralidade no repasse dessas variações para as tarifas.

Em 2014 a ANEEL decidiu aditar os contratos de concessão e permissão, das Companhias de distribuição de energia elétrica, com vistas a eliminar eventuais incertezas, até então existentes, quanto ao reconhecimento e à realização das diferenças temporais, cujos valores são repassados anualmente na tarifa de distribuição de energia elétrica - Parcela A (CVA) e outros itens financeiros o que permitiu a contabilização dos saldos da CVA de forma prospectiva de acordo com o OCPC 08.

No termo aditivo emitido pela ANEEL, o órgão regulador garante que os valores de CVA e outros itens financeiros serão incorporados no cálculo da indenização, quando da extinção da concessão.

Desta forma, os valores iniciais reconhecidos de ativos e passivos financeiros setoriais tiveram a contrapartida a receita de venda de bens e serviços.

A Companhia contabilizou as variações destes custos como ativo e passivo financeiro setorial, conforme demonstrado a seguir:

Ativos e passivos financeiros setoriais	Saldo em 31/12/2016	Receita Operacional		Resultado financeiro	Saldo em 30/06/2017
		Adição	Amortização	Remuneração	
Itens da Parcela A (1)					
Energia elétrica comprada para revenda	8.883	33.353	(25.876)	(462)	15.898
Programa Incentivo Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	1.175	(1.022)	(748)	(18)	(613)
Encargos de Serviços de Sistema - ESS (3)	(43.726)	(33.294)	15.537	(2.119)	(63.602)
Transporte Rede Básica	1.030	(18.082)	(796)	(85)	(17.933)
Transporte de Energia - Itaipu	1.000	(2.453)	(536)	12	(1.977)
Conta Desenvolvimento Energético - CDE	(11.972)	(19.546)	(9.759)	(699)	(41.976)
Componentes financeiros					
Neutralidade da Parcela A (4)	14.974	(176)	(5.998)	210	9.010
Sobrecontratação de energia (2)	18.114	(17.599)	(9.383)	1.144	(7.724)
CUSD	316	88	(249)	(1)	154
Garantias (5)	569	325	(267)	30	657
Subvenção de submercados	(21.199)	(3.538)	6.142	(208)	(18.803)
Saldo a Compensar (6)	789	2.162	(1.288)	-	1.663
Outros itens financeiros (7)	(1.320)	21.418	14.232	132	34.462
Total	(31.367)	(38.364)	(18.989)	(2.064)	(90.784)
Ativo Circulante	77.494				55.543
Ativo Não Circulante	21.451				52.612
Passivo Circulante	(101.166)				(113.562)
Passivo Não Circulante	(29.146)				(85.377)

(1) **Valores tarifários não gerenciáveis a compensar da Parcela A (CVA):**

A Portaria Interministerial dos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia nº 25, de 24 de janeiro de 2002, estabeleceu a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" - CVA, com o propósito de registrar as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica.

Estas variações são apuradas por meio da diferença entre os gastos efetivamente incorridos e os gastos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais. Os valores considerados na CVA são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC.

(2) **Repasse de sobrecontratação de energia (energia excedente):**

As distribuidoras devem garantir, por meio de contratos de energia regulados, o atendimento de 100% do seu mercado

Contratações superiores ou inferiores a este referencial implicam na apuração, pela ANEEL, com aplicação nos processos de reajustes e revisões tarifárias, dos custos de repasse de aquisição do montante de sobrecontratação, limitado aos 5% em relação à carga anual regulatória de fornecimento da distribuidora e do custo da energia referente à exposição ao mercado de curto prazo.

Conforme mencionado na nota 7.5, valores superiores ao limite de 105% estão em discussão e, portanto, ainda não foram reconhecidos.

(3) **Encargo de Serviço do Sistema - ESS:**

Representa um encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, que inclui os serviços auxiliares, prestados pelos usuários dos Sistemas Interligado Nacional - SIN.

(4) **Neutralidade:**

Refere-se à neutralidade dos encargos setoriais na tarifa, apurando as diferenças mensais entre os valores faturados e os valores inseridos nas tarifas.

(5) **Garantias Financeiras:** Repasse dos custos decorrentes da liquidação e custódia das garantias financeiras previstas nos contratos de que tratam os art. 15 (geração distribuída por chamada pública), art. 27 (CCEAR de leilões de energia nova e existente) e art. 32 (leilões de ajuste) do Decreto nº 5.163/2004.

(6) **Saldo a Compensar da CVA do ciclo anterior:** Conforme previsto no § 4º do artigo 3º da Portaria Interministerial MME/MF nº 25/2002, verifica-se se o Saldo da CVA em processamento considerado no processo tarifário foi efetivamente compensado, levando-se em conta as variações ocorridas entre o mercado de energia elétrica utilizado na definição daquele processo tarifário e o mercado verificado nos 12 meses da compensação, bem como a diferença entre a taxa de juros projetada e a taxa de juros SELIC verificada.

- (7) **Outros itens financeiros:** Considera-se os demais itens financeiros de característica não recorrentes e específico das Distribuidoras, tais como, Reversão do financeiro RTE2015, Diferencial Eletronuclear, Repasse de Compensação DIC/FIC, etc.

10. Outros créditos

	30/06/2017	31/12/2016
Subvenção Baixa renda (1)	4.732	5.344
Subvenção CDE (2)	29.589	14.830
Adiantamentos a empregados	2.751	1.212
Adiantamentos a fornecedores	4.775	4.198
Dispêndios a reembolsar	655	579
Ordens de desativações e alienações em curso (3)	6.199	4.385
Ordens de serviços - P&D	8.809	7.726
Ordens de serviços - PEE	22.336	18.149
Ordens de serviços - Outros	85	551
Padrão baixa renda	2.927	3.105
Aplicações vinculadas	311	288
Despesas pagas antecipadamente	455	4.580
Plano de universalização	1.567	2.089
Banco Daycoval (4)	61.818	61.818
(-) Provisão para perdas Daycoval (4)	(61.818)	(61.818)
Outros créditos a receber	4.957	4.440
Total	90.148	71.476
Circulante	87.299	67.941
Não Circulante	2.849	3.535

- (1) **Subvenção à Baixa Renda:** Esses créditos referem-se à subvenção da classe residencial baixa renda, das unidades consumidoras com consumo mensal inferior a 220 kWh, desde que cumpridos certos requisitos. Essa receita é custeada com recursos financeiros oriundos da RGR - Reserva Global de Reversão e da CDE - Conta de Desenvolvimento Energético, ambos sob a administração da Eletrobrás. O saldo refere-se as provisões de maio e junho de 2017. A Administração não espera apurar perdas na realização do saldo.

Segue a movimentação ocorrida no período/exercício:

	30/06/2017	31/12/2016
Saldo inicial - circulante - 31/12/2016 e 31/12/2015	5.344	4.793
Subvenção baixa renda	15.440	30.762
Ressarcimento Eletrobrás/CCEE	(16.052)	(30.211)
Saldo final - circulante - 30/06/2017 e 31/12/2016	4.732	5.344

- (2) **Subvenção CDE:** Refere-se a recursos transferidos às concessionárias autorizados pelo Governo Federal, através do Decreto nº 7.891 de 23 de janeiro de 2013, para fazer frente à Subvenção CDE para os descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica, nos termos do inciso VII do caput do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

Em 30 de junho de 2017, o saldo corresponde à subvenção incorrida nos meses de maio a junho de 2017, cujos ressarcimentos a administração da empresa estará compensando no terceiro trimestre de 2017.

Segue a movimentação ocorrida no período/exercício:

	30/06/2017	31/12/2016
Saldo inicial - circulante - 31/12/2016 e 31/12/2015	14.830	31.251
Desconto tarifário subvenção irrigante e rural aplicados na tarifa	70.595	99.063
Ressarcimento Eletrobrás/CCEE	(55.836)	(115.484)
Saldo final - circulante - 30/06/2017 e 31/12/2016	29.589	14.830

A Companhia desde 02/09/2015, possui ação ordinária onde foi ajuizado o direito de promover mensalmente a compensação das subvenções a receber de CDE e baixa renda, com os valores a pagar de CDE com a CCEE. Desta forma, até junho de 2017, foram compensados R\$55.836 referente a subvenção CDE e R\$16.052 referente subvenção baixa renda.

Em 30 de junho de 2017, o saldo em aberto corresponde a subvenção incorrida no mês de junho de 2017, cujo ressarcimento será compensado no terceiro trimestre de 2017.

- (3) Refere-se às desativações relativas as UAR (Unidades de Adição e Retirada), determinadas por motivos técnico-operacionais e sinistro, que se encontram em fase de análise e recuperação para o retorno ao intangível ou realização.
- (4) Refere-se à transferência de valor efetuado pelo Banco Daycoval S.A. para a conta corrente da acionista Rede Energia S.A. em 28 de fevereiro de 2012, para quitação de dívidas vencidas desta acionista por antecipação, conforme justificativa da Instituição Financeira. A Administração da Companhia considera essa transferência indevida e ajuizou medida judicial para a recuperação desse valor, que, atualmente, foi remetido à justiça Estadual de São Paulo, perante o Juízo da 21ª Cível (Proc. 0000074-89.2016.8.26.0100 - numeração antiga 0038931-45.2012.8.12.0001). Na ação inicial houve a arguição de incompetência pelo Daycoval, sendo remetida à Justiça Estadual de São Paulo em razão da decisão do RESP 384782. Em 26/02/2016, com o ingresso da Aneel como assistente da Companhia, houve despacho determinando a remessa dos autos à Justiça Federal de São Paulo. A Companhia, por meio de seus assessores jurídicos e escritório terceirizado, está acompanhando o andamento do processo.

11. Transações com partes relacionadas

A Companhia é controlada pela REDE ENERGIA S/A, (64,01% do capital total), que por sua vez detém o controle acionário da Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A (EMT), Energisa Tocantins - Distribuidora de Energia S/A (ETO), Energisa Sul Sudeste - Distribuição de Energia S/A (nova denominação social da Caiuá Distribuição de Energia S/A (ESS), que incorporou em 30 de junho de 2017 as empresas: (Companhia Força e Luz do Oeste (CFLO), Companhia Nacional de Energia Elétrica (CNEE), Empresa de Distribuição de Energia Elétrica do Vale Paranapanema S/A (EDEVP), Empresa Elétrica Bragantina S/A (EEB)), Multi Energisa Serviços S.A (Multi Energisa), Companhia Técnica e Comercialização de Energia S/A (CTCE), Vale do Vacaria Açúcar e Álcool S/A, Companhia Geral e QMRA Participações S/A e Rede Power do Brasil S/A (REDE POWER) que também possui 35,92% de participação no capital social.

A Rede Energia é controlada pela Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S/A (EEVP) (56,89%) que por sua vez é controlada pela Denerge (99,99%). A Denerge é controlada pela Energisa S/A (99,97%). Energisa S/A possui 29,49% e Denerge 9,82% da Rede Energia.

Transações efetuadas durante o período/exercício pela Companhia:

	Relacionamento	30/06/2017	30/06/2016
Outras receitas - aluguel:			
Energisa Solução S/A	Grupo Econômico	90	-
Multi Energisa Serviços S.A.	Grupo Econômico	60	49
		<u>150</u>	<u>49</u>
Contratos de uso do sistema de distribuição - CUSD (1)			
Energisa Sul Sudeste - Distribuidora de energia S/A (atual denominação social da Caiuá Distribuição de Energia S.A.)	Grupo Econômico	(1.217)	(1.398)
Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A.	Grupo Econômico	(830)	(714)
		<u>(2.047)</u>	<u>(2.112)</u>
Serviços contratados - despesas com serviços de terceiros			
Energisa S.A (5)	Grupo Econômico	(5.060)	-
Energisa Soluções S.A (3)	Grupo Econômico	(1.907)	(837)
Multi Energisa Serviços S.A. (2)	Grupo Econômico	(5.611)	(5.255)
Energisa Soluções e Construções e Serviços em Linha e Rede S.A. (3)	Grupo Econômico	(4.555)	(2.294)
		<u>(17.133)</u>	<u>(8.386)</u>
Outras despesas financeiras - Comissão de aval (4):			
Energisa S/A	Grupo Econômico	(892)	-
		<u>(892)</u>	<u>-</u>

	Relacionamento	30/06/2017	31/12/2016
SALDOS PASSIVOS			
Circulante			
Fornecedores:			
Energisa S.A. (4 e 5)	Grupo Econômico	4.466	-
Energia Sul Sudeste - Distribuidora de energia S/A (atual denominação social da Caiuá Distribuição de Energia S.A.) (1)	Grupo Econômico	-	159
Multi Energisa Serviços S.A. (2)	Grupo Econômico	833	762
Energisa Soluções S.A (3)	Grupo Econômico	448	132
Energisa Soluções e Construções e Serviços em Linha e Rede S.A. (3)	Grupo Econômico	706	1.503
		6.453	2.556

- (1) **Contratos relacionados ao setor elétrico:** a Companhia possui contratos de compra e venda de energia com empresas relacionadas nos termos de CCVE - Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica, CCEAR - Contratos de Comercialização no Ambiente Regulado, CCD - Contratos de Conexão ao Sistema de Distribuição e CUSD Contratos de Uso do Sistema de Distribuição.
- (2) **Multi Energisa Serviços S.A. - Serviços Administrativos:** os contratos referem-se a serviços de CALL CENTER e Suporte a TI firmados junto à Multi Energisa e foram submetidos à aprovação da ANEEL. Os custos são referenciados ao modelo de empresa de referência utilizado pela área regulatória da ANEEL para fins regulatórios.
- (3) **Energisa Soluções e Energisa Construções S.A. - Serviços de Manutenção:** as transações com as empresas ligadas referem-se a serviços de manutenção de linhas, subestações, engenharia e de projetos. Os contratos que foram submetidos à aprovação da ANEEL e são referenciados ao modelo de empresa de referência utilizado pela área regulatória da ANEEL para fins regulatórios.
- (4) Refere-se custo de comissão de aval, iniciado em fevereiro de 2017 de garantias da controladora Energisa sobre contratos da Companhia a razão de 1,5% a.a.
- (5) Serviços contratados junto a controladora Energisa S/A referentes a serviços administrativos e de compartilhamento de recursos humanos para execução de parcela dos macroprocessos, prestados às suas controladas. Os custos são referenciados ao modelo de empresa de referência utilizado pela área regulatória da ANEEL para fins tarifários. Os contratos foram aprovados pela ANEEL. Os contratos de compartilhamento foram firmados em 01 de março de 2017 com prazo de validade de 60 meses, podendo ser prorrogado mediante termo aditivo que deverá conter anuência da ANEEL.

Remuneração dos administradores

No período findo em 30 de junho de 2017, a remuneração dos administradores foi de R\$1.346 (R\$1.306 em 30 de junho 2016) que corresponde em sua totalidade a benefícios de curto prazo. Os encargos sociais sobre as remunerações totalizaram R\$405 (R\$262 em 30 de junho 2016).

A maior e a menor remuneração atribuídas aos dirigentes foram de R\$70 e R\$2, a remuneração média no 2º trimestre de 2017 foi de R\$19 (R\$17 em 30 de junho de 2016).

Na AGE de 28 de abril de 2017, foi aprovado o limite global da remuneração anual dos administradores para o exercício de 2017 no montante de R\$8.022 (R\$7.092 para o exercício de 2016).

12. Créditos tributários, impostos diferidos e despesa de imposto de renda e contribuição social corrente

Os impostos diferidos são oriundos de prejuízos fiscais e bases negativas de contribuição social, assim como diferenças temporárias, que estão registrados segundo as normas do CPC 32 e apresentado conforme normas do CPC 26.

A estimativa para as realizações dos impostos diferidos está apresentada a seguir, ressaltando que as projeções de resultados utilizadas no estudo de recuperabilidade desses ativos foram aprovadas pelo Conselho de Administração.

Impostos diferidos reconhecidos nas demonstrações financeiras:

	30/06/2017	31/12/2016
Ativo		
Prejuízos fiscais	13.340	19.508
Base negativa da CSLL	1.006	3.226
Diferenças temporais:		
Imposto de renda	123.450	114.568
Contribuição social sobre o lucro líquido	44.442	41.244
Total	182.238	178.546
Passivo		
Diferenças temporais:		
Imposto de renda	20.215	19.573
Contribuição social sobre o lucro líquido	7.277	7.046
Total	27.492	26.619
Total líquido - ativo não circulante	154.746	151.927

As diferenças temporárias são como segue:

	30/06/2017		31/12/2016	
	Base de cálculo	de IRPJ + CSLL	Base de cálculo	de IRPJ + CSLL
Prejuízos fiscais	53.362	13.340	78.030	19.508
Base negativa da CSLL	11.183	1.006	35.847	3.226
Amortização do ágio	113.039	38.433	118.422	40.263
Provisão para riscos	211.906	72.048	180.329	61.312
Provisão para perdas	65.343	22.217	65.343	22.217
Provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD	48.094	16.352	47.518	16.156
Ajuste a valor presente	9.736	3.310	10.994	3.738
Ativos e (passivos) financeiros setoriais líquido	31.367	10.665	31.367	10.665
Provisão ajuste atuarial - Res Abrangente	178	61	143	49
Marcação a mercado - empréstimo	2.258	767	6	2
Marcação a mercado - derivativo	(2.000)	(680)	(1.441)	(490)
Outras adições temporárias	11.878	4.039	4.148	1.410
Parcela do VNR das contas a receber da concessão e atualização	(78.858)	(26.812)	(76.850)	(26.129)
Total - Ativo não Circulante	477.486	154.746	493.856	151.927

A seguir as realizações dos créditos fiscais.

Exercício	Realização dos créditos fiscais
2017	12.775
2018	14.610
2019	14.637
2020	16.178
2021	18.941
2022 a 2026	105.097
Total	182.238

Os valores de imposto de renda e contribuição social que afetaram o resultado do período/exercício, bem como a compensação dos créditos tributários registrados, são demonstrados como segue:

Alíquota efetiva	01/04/2017 a 30/06/2017	01/01/2017 a 30/06/2017	01/04/2016 a 30/06/2016	01/01/2016 a 30/06/2016
Resultados antes dos tributos sobre o lucro	(1.656)	49.201	7.134	50.799
Alíquotas fiscais combinadas	34%	34%	34%	34%
Despesa de imposto de renda e da contribuição social calculadas às alíquotas fiscais	563	(16.728)	(2.426)	(17.272)
Incentivos fiscais	55	85	29	99
Outras exclusões / (adições)	(10)	(10)	36	25
Receitas (despesas) com imposto de renda e contribuição social	608	(16.653)	(2.361)	(17.148)
Alíquota efetiva	36,71%	33,85%	33,10%	33,76%

Uso de estimativa: os créditos tributários são reconhecidos com base nos prejuízos fiscais e bases negativas e em relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos para fins contábeis e os correspondentes valores usados para fins de tributação. Se o reconhecimento ocorre na extensão em que seja provável que o lucro tributável dos próximos anos esteja disponível para ser usado na compensação dos créditos tributários, com base em projeções de resultados elaborados e fundamentadas em premissas internas e em cenários econômicos futuros que possibilitam a sua utilização. Periodicamente, os valores registrados são revisados e os efeitos, considerando os de realização ou liquidação, estão refletidos em consonância de acordo com a legislação fiscal.

13. Contas a receber da concessão

Em 14 de janeiro de 2013, foi publicada a Lei nº 12.783, conversão da Medida Provisória nº 579/2012, que vem determinar a utilização do VNR - Valor Novo de Reposição para valoração dos créditos a receber, ao final da concessão, a título de indenização dos investimentos efetuados e não recuperados por meio da prestação de serviços outorgados.

A partir desta publicação foram alteradas as condições contratuais da concessão relacionadas à forma de remunerar as controladas pelos investimentos realizados na infraestrutura vinculados à prestação de serviços outorgados, que até o exercício de 2011, era reconhecido pelo custo histórico.

A partir de 31 de dezembro de 2012 a Companhia passou a reconhecer o VNR - Valor novo de reposição, homologados pela ANEEL, dos ativos que compõe a concessão, corrigidos pela variação do IGPM. Em novembro de 2015 a ANEEL através da Resolução Normativa nº 686/2015 (Proret - Procedimentos de Regulação Tarifária) determinou que a base de remuneração fosse atualizada pela aplicação do IPCA.

No período findo em 30 de junho de 2017, a remuneração do contas a receber da concessão - VNR no montante de R\$2.198 (R\$8.921 em 30 de junho de 2016) foram reconhecidos em receitas operacionais como ativo financeiro indenizável da concessão. Incluindo o impacto do recálculo do valor justo pelo novo índice de atualização (IPCA).

O saldo de contas a receber da concessão está classificado como ativo financeiro disponível para venda no ativo não circulante.

Segue as movimentações ocorridas no período/exercício:

Movimentação	30/06/2017	31/12/2016
Ativo financeiro custo corrigido - 31/12/2016 e 31/12/2015	585.802	438.954
Adições no período /exercício (1)	49.580	134.511
Baixas no período/exercício	(2.441)	(191)
Subtotal - Ativo financeiro custo corrigido	632.941	573.274
Receitas operacionais - ativo financeiro indenizável da concessão (2)	2.198	12.528
Ativo financeiro valor justo - não circulante - 30/06/2017 e 31/12/2016	635.139	585.802

(1) Transferência do intangível para o grupo de contas a receber da concessão.

(2) Os ativos estão a valor justo com a aplicação da variação mensal do IPCA, índice de remuneração utilizada pelo regulador nos processos de reajustes tarifários. Possíveis variações decorrentes do critério de cálculo do VNR também são consideradas.

14. Investimentos

A Companhia mantém ativos não remunerados destinados à locação.

Movimentação	30/06/2017	31/12/2016
Investimento - 31/12/2016 e 31/12/2015	566	610
Depreciação acumulada	(22)	(44)
Investimento - 30/06/2017 e 31/12/2016	544	566
Edificações, obras civis e benfeitorias	542	564
Terrenos	2	2

15. Intangível- contrato de concessão

Referem-se à parcela da infraestrutura utilizada na concessão da distribuição de energia elétrica a ser recuperada pelas tarifas elétricas durante o prazo da concessão.

	Saldo 31/12/2016	Adição	Transferências	Baixas (*)	Amortização/ Depreciação	Saldo 30/06/2017
Intangível em Serviço						
Custo	2.298.490	-	259.998	(23.847)	-	2.534.641
Amortização Acumulada	(1.331.858)	-	-	16.650	(241.416)	(1.556.624)
Subtotal	966.632	-	259.998	(7.197)	(241.416)	978.017
Em Curso	74.224	341.686	(259.998)	(53.843)	-	102.069
Total	1.040.856	341.686	-	(61.040)	(241.416)	1.080.086
Obrigações Vinculadas à concessão						
Em Serviço						
Custo	479.344	-	207.863	-	-	687.207
Amortização Acumulada	(295.397)	-	-	-	(192.900)	(488.297)
Subtotal	183.947	-	207.863	-	(192.900)	198.910
Em Curso	58.648	216.275	(207.863)	(4.263)	-	62.797
Total das Obrigações Vinculadas à concessão	242.595	216.275	-	(4.263)	(192.900)	261.707
Total Intangível	798.261	125.411	-	(56.777)	(48.516)	818.379

(*) Das baixas totalizaram no montante de R\$56.777, R\$49.580 foi transferido para o contas a receber da concessão, R\$7.197 referem-se às baixas realizadas no período, inicialmente são contabilizados nas Ordens de desativação - ODD, e ao final do processo os valores são transferidos para a demonstração do resultado do período na rubrica de outras receitas (despesas) operacionais.

	Saldo 31/12/2015	Adição	Transferências	Baixas (*)	Amortização/ Depreciação	Saldo 31/12/2016
Intangível em Serviço						
Custo	2.195.403	-	152.889	(49.802)	-	2.298.490
Amortização Acumulada	(1.249.477)	-	-	36.558	(118.939)	(1.331.858)
Subtotal	945.926	-	152.889	(13.244)	(118.939)	966.632
Em Curso	126.710	244.380	(152.889)	(143.977)	-	74.224
Total	1.072.636	244.380	-	(157.221)	(118.939)	1.040.856
Obrigações Vinculadas a concessão						
Em Serviço						
Custo	454.313	-	25.031	-	-	479.344
Amortização Acumulada	(258.926)	-	-	-	(36.471)	(295.397)
Subtotal	195.387	-	25.031	-	(36.471)	183.947
Em Curso	60.914	32.231	(25.031)	(9.466)	-	58.648
Total das Obrigações Vinculadas a concessão	256.301	32.231	-	(9.466)	(36.471)	242.595
Total Intangível	816.335	212.149	-	(147.755)	(82.468)	798.261

(*) Das baixas no montante de R\$147.755, R\$134.511 foi transferido para o contas a receber da concessão, R\$13.244 referem-se às baixas realizadas no período, inicialmente são contabilizados nas Ordens de desativação - ODD, e ao final do processo os valores são transferidos para a demonstração do resultado do período na rubrica de outras receitas (despesas) operacionais.

A infraestrutura utilizada pela Companhia nas suas operações é vinculada ao serviço público de distribuição, inclusive comercialização de energia elétrica, não podendo ser retirada, alienada, cedida ou dada em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL nº 691/15, regulamenta a desvinculação da infraestrutura das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização

prévia para sua desvinculação, quando destinados à alienação. Determina, também, que o produto da alienação seja depositado em conta bancária específica e os recursos reinvestidos na infraestrutura da própria concessão.

A amortização do ativo intangível está sendo realizada de acordo com as taxas da Resolução Normativa da ANEEL nº 674, de 11 de agosto de 2015, limitada ao prazo da concessão com base nos benefícios econômicos gerados anualmente. A taxa média ponderada de amortização utilizada foi de 4,37% (4,30% em 31 de dezembro de 2016). O saldo do intangível e do contas a receber da concessão está reduzido pelas obrigações vinculadas a concessão, que são representadas por:

Obrigações vinculadas à concessão:	30/06/2017	31/12/2016
Contribuições do consumidor (1)	624.349	415.707
Participação da União - recursos CDE	42.138	41.934
Universalização - CDE	154.839	154.252
Universalização - Governo do Estado	5.948	5.949
Participação do Governo do Estado	29.521	29.416
Participação de Governos Municipais	19.983	19.670
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	57.591	49.867
(-) Amortização acumulada	(488.297)	(295.396)
Total	446.072	421.399
Alocação:		
Contas a receber da concessão	184.365	178.804
Infraestrutura - Intangível em serviço	198.910	183.947
Infraestrutura - Intangível em curso	5.206	8.781
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	57.591	49.867
Total	446.072	421.399

(1) As contribuições do consumidor representam a participação de terceiros em obras para fornecimento de energia elétrica em áreas não incluídas nos projetos de expansão das concessionárias de energia elétrica.

A partir da segunda revisão tarifária periódica, ocorrida em abril de 2008, as obrigações vinculadas à concessão (obrigações especiais) passaram a ser amortizadas pela taxa média de depreciação do ativo imobilizado da respectiva atividade em que tiverem sido aplicados os recursos das obrigações especiais, entretanto as novas adições, ocorridas a partir de 01 de janeiro de 2015, início da vigência da nova versão do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, estabelecido pela Resolução Normativa nº 605, passaram a ser amortizadas de acordo com a data da imobilização até estar totalmente amortizado.

Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente

A ANEEL, através da REN nº 463 de 22 de novembro de 2011, determinou que os valores provenientes do faturamento de multas por ultrapassagem de demanda e consumo de energia reativa excedente, a partir do 3º ciclo de revisões tarifárias, passem a ser contabilizados como Obrigações especiais. Anteriormente ao 3º ciclo esses valores eram contabilizados como receita operacional.

A Companhia passou pelo 3º ciclo de revisão tarifária em abril de 2013 e, a partir dessa data, os faturamentos das ultrapassagens de demanda passaram a ser contabilizados na rubrica Obrigações vinculadas à concessão.

Em 30 de junho de 2017, o montante contabilizado naquela rubrica é de R\$57.591 (R\$49.867 em 31 de dezembro de 2016).

A ABRADDEE (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica), como representante das distribuidoras de energia elétrica, ingressou no judiciário questionando o tratamento dado a esse faturamento.

A Companhia mantém ativos não remunerados destinados à locação.

16. Fornecedores

	30/06/2017	31/12/2016
Suprimento:		
CCEE	23.692	1.452
Contratos Bilaterais ⁽¹⁾	110.927	117.013
Uso do Sistema de transmissão/distribuição	1.698	2.861
Encargos de Serviço do Sistema	644	1.803
Materiais, serviços e outros ⁽²⁾	50.332	48.052
Total	187.293	171.181
Circulante	178.748	165.449
Não Circulante	8.545	5.732

1. Refere-se à aquisição de energia elétrica de geradores, uso da rede básica e uso do sistema de distribuição, cujo prazo médio de liquidação é de 25 dias.
2. Refere-se às aquisições de materiais, serviços e outros, necessários à execução, conservação e manutenção dos serviços de distribuição e comercialização de energia elétrica, com prazo médio de liquidação de 40 dias.

17. Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

O saldo dos empréstimos, financiamentos e arrendamentos financeiros, bem como os encargos e demais componentes a eles relacionados, são como se segue:

	30/06/2017	31/12/2016
Empréstimos e financiamentos - moeda nacional	632.102	650.065
Empréstimos e financiamentos - moeda estrangeira	95.466	102.487
Encargos de dívidas - moeda nacional	4.016	5.241
Encargos de dívidas - moeda estrangeira	297	186
(-) Custos a amortizar - moeda nacional	(1.233)	(1.373)
(-) Custos a amortizar - moeda estrangeira	(1.100)	-
(-) Marcação a mercado de dívidas	2.258	6
Total	731.806	756.612
Circulante	31.665	136.115
Não Circulante	700.141	620.497

A composição da carteira de empréstimos, financiamentos e arrendamentos, e as principais condições contratuais podem ser encontradas no detalhamento abaixo:

Empresa / Operação	Total		Encargos Financeiros Anuais	Vencimento	Periodicidade Amortização	(Taxa efetiva de juros) (*)	Garantias (**)
	30/06/2017	31/12/2016					
FIDC Grupo Energisa IV	291.582	292.084	TR + 7,00%	out-34	Mensal	3,92%	F
FIDC Grupo Energisa I I	221.201	221.896	CDI + 0,70%	mai-31	Mensal	6,00%	F
Repasse BNDES - Bradesco (3)	37.434	32.771	TJLP + 3,96% a 4,26%	nov-21	Mensal	5,52% a 5,67%	A
Repasse BNDES - Itaú (3)	33.023	29.178	TJLP + 3,96% a 4,26%	nov-21	Mensal	5,52% a 5,67%	A
Repasse BNDES - Bradesco (3)	28.094	26.736	SELIC + 4,34%	nov-21	Mensal	7,72%	A
Repasse BNDES - Itaú (3)	24.784	23.586	SELIC + 4,34%	nov-21	Mensal	7,72%	A
Luz para Todos - Eletrobrás (4)	-	29.055	6,00% a 8,00% (Pré)	mai-22	Trimestral	2,96% a 3,92%	-
(-) Custo de captação incorrido na contratação	(1.233)	(1.373)	-	-	-	-	-
Total em Moeda Nacional	634.885	653.933					
Resolução 4131-Bank of America I ML (2)	-	102.673	2,00% (Pré)	jun/17	Final	2,51%	D
Loan Citi - 4131	47.891	-	Libor + 1,70%	mai/22	Trimestral	3,51%	A
Loan Citi EDC- 4131	47.872	-	Libor + 1,80%	mai/22	Trimestral	3,56%	A
(-) Custo de captação incorrido na contratação	(1.100)	-					
(-) Marcação à Mercado de Dívida (3)	2.258	6					
Total em Moeda Estrangeira	96.921	102.679					
Total	731.806	756.612					

(*) Inclui variação cambial

(**) A=Aval Energisa S.A., D= Fiança e F=Recebíveis.

- (1) Os contratos junto ao Loan Citibank possuem proteção de *swap* cambial e instrumentos financeiros derivativos (vide nota explicativa nº 27)
- (2) Em 30 de junho de 2017, estas operações estão sendo mensuradas ao valor justo por meio do resultado, de acordo com os métodos da contabilidade de “hedge” de valor justo ou pela designação como “Fair Value Option” (nota explicativa nº 27)
- (3) A controladora final Energisa S/A., firmou um acordo de investimentos com a BNDES Participações S.A - BNDESPAR por meio de um sindicato de bancos, formado entre Itaú Unibanco S.A., Banco Bradesco S.A., Banco BTG Pactual S.A. e Banco Citibank S.A., visando o repasse no âmbito dos programas FINAME e FINEM, no montante de R\$147.123, sujeito ao atendimento das condições estabelecidas entre os Agentes Repassadores e à confirmação, aprovação e disponibilidade de recursos por parte do BNDES.

O Acordo de Investimentos prevê, ainda, o compromisso de implementar alterações no Estatuto Social da Energisa S.A. de forma a adequá-lo às melhores práticas de governança e adesão ao Regulamento de Listagem do Nível 2 de Governança Corporativa da BM&F Bovespa em até 48 meses contados da data de emissão das debentures de 7ª emissão da controladora final Energisa S.A.

Até 30 de junho de 2017 foram liberados R\$119.399, referente a 1ª tranche do programa do Acordo de Investimentos.

Esses recursos serão destinados a expansão e modernização do sistema de distribuição de energia elétrica na área de concessão da empresa, além de investimentos na aquisição de máquinas e equipamentos e investimentos sociais não contemplados nos licenciamentos ambientais.

- (4) A Companhia liquidou antecipadamente seus empréstimos junto a Eletrobrás em junho/ 2017.

Os contratos com o BNDES e com Loan Citibank possuem cláusulas restritivas que em geral requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis. Essas garantias são estruturadas a partir de indicadores estabelecidos pela controladora Energisa S.A.. O descumprimento desses níveis pode implicar em vencimento antecipado das dívidas (vide nota explicativo nº 27 - Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos). Em correspondências expedidas em junho de 2016, os bancos suspenderam a aplicação dos indicadores financeiros durante o período de 30 de junho de 2016 a 30 de junho de 2017.

Para garantia do pagamento das parcelas, a Companhia mantém aplicações financeiras no montante de R\$34.763 (R\$32.468 em 31 de dezembro de 2016), registrado na rubrica “Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados” no ativo.

A Companhia tem como prática alocar o pagamento de juros na atividade de financiamento na demonstração do fluxo de caixa.

Os principais indicadores utilizados para a atualização de empréstimos e financiamentos tiveram as seguintes variações percentuais e taxas efetivas no período/exercício:

Moeda/indicadores	30/06/2017	31/12/2016
US\$ x R\$	1,51%	-16,54%
TJLP	3,56%	7,50%
SELIC	5,57%	14,02%
CDI	5,65%	14,00%
LIBOR	1,15%	0,67%
TR	0,48%	2,01%

Em 30 de junho de 2017, os financiamentos de longo prazo têm seus vencimentos assim programados:

	30/06/2017
2018	13.669
2019	27.339
2020	27.339
2021	86.697
Após 2021	545.097
Total	700.141

Seguem as movimentações ocorridas nos período/exercício:

Descrição	30/06/2017	31/12/2016
Saldos em 31/12/2016 e 31/12/2015	756.612	617.821
Novos empréstimos e financiamentos obtidos	104.525	223.808
Encargos de dívidas - juros, variação monetária e cambial	39.802	36.327
Custos Apropriados	158	266
Marcação a Mercado das Dívidas	2.252	3.665
Custos na captação de empréstimos	(1.118)	-
Pagamento de principal	(138.398)	(65.890)
Pagamento de juros	(32.027)	(59.385)
Saldos em 30/06/2017 e 31/12/2016	731.806	756.612
Circulante	31.665	136.115
Não circulante	700.141	620.497

Os custos de captações dos financiamentos a serem amortizados nos períodos/exercícios subsequentes são como segue:

Contratos	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2019 em diante	Total
Banco Itaú BBA - BNDES	135	276	822	1.233
Loan Citibank	93	194	688	975
Banco Citibank - EDC	19	30	76	125
Total	247	500	1.586	2.333

18. Debêntures (não conversíveis em ações)

O saldo de debêntures e demais componentes a elas relacionadas, são como segue:

Descrição	30/06/2017	31/12/2016
Debêntures - moeda nacional	313.160	353.240
(-) Custos de captação incorridos na captação	(1.259)	(1.601)
Total	311.901	351.639
Circulante	72.920	79.518
Não Circulante	238.981	272.121

Operações	Total		Emissão	Nº de Títulos Emitidos / circulação	Rendimentos	Vencimento	Amortização	Taxa efetiva de juros
	30/06/2017	31/12/2016						
7ª Emissão	313.160	353.240	31/05/2014	40.000 / 40.000	CDI + 2,28% a.a	mai/21	Mensal	6,78%
Total	313.160	353.240						

Para garantia do pagamento das parcelas, a Companhia mantém aplicações financeiras no montante de R\$2.408 (R\$2.293 em 31 de dezembro de 2016), registrado na rubrica "Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados" no ativo.

As debêntures possuem cláusulas restritivas que em geral requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis. Estes indicadores são mensurados com base nos números da Energisa S.A.. O descumprimento desses níveis pode implicar em vencimento antecipado das dívidas (vide nota explicativa nº 27 - Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos).

Em 30 de junho de 2017 as debêntures têm seus vencimentos assim programados:

	30/06/2017
2018	40.968
2019	81.936
2020	81.936
2021	34.141
Total	238.981

Seguem as movimentações ocorridas no período/exercício:

Descrição	30/06/2017	31/12/2016
Saldos em 31/12/2016 e 31/12/2015	351.639	403.053
Encargos de dívidas - juros, variação monetária e cambial	22.426	60.970
Custos apropriados	342	788
Pagamento de principal	(40.080)	(46.760)
Pagamento de juros	(22.426)	(66.412)
Saldos em 30/06/2017 e 31/12/2016	311.901	351.639
Circulante	72.920	79.518
Não circulante	238.981	272.121

Os custos de captações das debêntures a serem amortizados nos períodos/exercícios subsequentes são como segue:

Contratos	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2019 diante em	Total
Debêntures 7ª Emissão	451	601	207	1.259
Total	451	601	207	1.259

19. Tributos e contribuições sociais

Descrição	30/06/2017	31/12/2016
ICMS	39.850	43.379
Encargos sociais	2.046	2.868
PIS / COFINS	9.239	12.396
IRPJ	9.913	17.392
CSLL	3.568	6.422
IRRF	170	273
ISS	678	819
Outros	8.412	8.569
Total	73.876	92.118
Circulante	52.340	71.691
Não circulante	21.536	20.427

20. Provisões para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais

	Trabalhistas	Cíveis	Fiscais	Regulatórias	30/06/2017	31/12/2016
Saldos iniciais - 31/12/2016 e 31/12/2015	137.835	38.203	132	4.159	180.329	206.239
Provisão contingências	35.725	11.074	-	-	46.799	52.425
Reversões de provisões	(7.366)	(3.600)	-	-	(10.966)	(66.988)
Pagamentos realizados	(1.814)	(5.410)	-	-	(7.224)	(26.141)
Atualização monetária	2.229	563	5	171	2.968	14.794
Saldos finais - 30/06/2017 e 31/12/2016	166.609	40.830	137	4.330	211.906	180.329
Depósitos e cauções vinculados (*)					57.617	49.671

(*) A Companhia possui depósitos e cauções vinculados no ativo não circulante, no montante de R\$79.777 (R\$69.401 em 31 de dezembro de 2016). Desse total, R\$22.160 (R\$19.730 em 31 de dezembro de 2016) não possuem provisões para riscos em face do prognóstico de êxito ser possível ou provável.

Perdas prováveis:

Trabalhistas

A maioria dessas ações tem por objeto a periodicidade das promoções dos funcionários (NP/212), indenização por tempo de serviço (ACT/90) e subsidiariedade/solidariedade.

No período findo em 30 de junho de 2017, foram constituídas cerca de R\$35.725 de aumento de provisões, em face da entrada de novos processos, alteração de provisão/adequação ao risco financeiro, entretanto, a Companhia realizou liquidações de processos com pagamentos da ordem de R\$1.814, e reverteu provisões de R\$7.366.

Cíveis

Nos processos cíveis discutem-se principalmente indenizações por danos morais/materiais, reclamações de consumidores e envolvendo débitos de energia.

No exercício findo em 30 de junho de 2017, foram constituídas cerca de R\$11.074 de aumento de provisões, em face da entrada de novos processos, alteração de provisão/adequação ao risco financeiro, entretanto a Companhia realizou liquidações de processos com pagamentos da ordem de R\$5.410, e reverteu provisões de R\$3.600.

Fiscais

As ações de natureza fiscal e tributária referem-se basicamente a 4 processos, dos quais 2 discutem execução de multa do PROCON, 1 discute exigibilidade da contribuição INCRA e 1 discute execução fiscal do Município de Naviraí.

A Administração entende que todas as provisões constituídas são suficientes para cobrir eventuais perdas com os processos em andamento. Com base na opinião dos seus consultores jurídicos foram provisionados todos os processos judiciais, cuja probabilidade de desembolso futuro foi estimada como provável.

Regulatória

No exercício findo em 30 de junho de 2017, o saldo de provisões de natureza regulatória foi apenas atualizado monetariamente.

Perdas possíveis:

A Companhia possui processos de naturezas trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórias em andamento em um montante total de R\$480.406 (R\$501.584 em 31 de dezembro de 2016), cuja probabilidade de êxito foi estimada pelos consultores jurídicos como possível, não requerendo a constituição de provisão.

Trabalhistas

Ações judiciais de natureza trabalhistas no montante R\$37.282 (R\$31.024 em 31 de dezembro de 2016), têm como objetos principais o pleito de responsabilidade subsidiária/solidária da Companhia em relação às verbas referentes aos contratos de trabalho firmados entre as empresas que lhe prestam serviços e seus empregados.

O aumento de R\$6.258 está diretamente vinculado ao recebimento de 29 novas ações com valor envolvido de R\$3.423, alteração de prognóstico e atualização monetária da base de ativos.

Principais processos:

. Reclamação trabalhista processo 00018479820145020023, com valor envolvido de R\$ 7.367, onde se discute Indenizações em virtude de discussão sobre verbas rescisórias.

.Reclamação trabalhista 00246856020135240022, com valor envolvido de R\$1.726 onde se discute questões relacionadas a Verbas rescisórias;

.Reclamação trabalhista 00244465420165240021, com valor envolvido de R\$1.461 onde se discute questões relacionadas a Verbas rescisórias;

Cíveis

As ações judiciais de natureza cível, cujo montante é de R\$361.489 (R\$372.256 em 31 de dezembro de m 2016), têm majoritariamente os seguintes objetos: (i) indenizações por danos materiais e morais decorrentes de cobrança por irregularidades nos aparelhos de medição e (ii) revisão ou o cancelamento de faturas de energia elétrica em razão da incerteza de seu valor.

A redução de R\$10.767 está diretamente relacionada ao arquivamento de 364 processos com valor envolvido de R\$5.975, associado a movimentação de alteração de prognósticos.

Principais processos:

. Ação cível coletiva 00651268720144013800, no montante de R\$161.574 (R\$159.077 em 31 de dezembro de 2016), por meio da qual a Associação de Defesa dos Consumidores de Energia, objetivando a devolução em dobro de valores supostamente cobrados de forma indevida. O impacto no caso de perda do processo é eventual recálculo das tarifas praticadas, implicando na alteração das bases contratuais do contrato de concessão e toda metodologia de fixação das tarifas elaboradas pelo Poder Concedente.

. Ação cível pública 00446886420058120001, no montante de R\$80.267 (R\$79.026 em 31 de dezembro de 2016), por meio da qual o Ministério Público Estadual, requer que a Companhia seja impedida, em caso de furto de energia, de cobrar o débito retroativo apurado e interromper o fornecimento de energia, bem como a ser condenada a devolver em dobro os valores cobrados com base no procedimento combatido.

. Ação cível pública 00081923720034036000, no montante de R\$60.519 (R\$59.583 em 31 de dezembro de 2016), por meio da qual o Ministério Público Federal, pleiteia a anulação da Resolução ANEEL nº167, que fixou o índice de reposicionamento tarifário Companhia, para em seu lugar, fixar outro índice que não o IGPM.

Regulatória

Processo regulatório encerrado com o cancelamento da multa (R\$5.614 em 31 de dezembro de 2016), onde se discutia administrativamente questões sobre descumprimento de preceito regulatório/envio de dados na fiscalização BRR 3º ciclo RTP.

Fiscais

Ações de natureza fiscal e tributária no montante R\$81.635 (R\$92.690 em 31 de dezembro de 2016), envolvendo discussões sobre: 1) suspensão da exigibilidade do IRPJ e da CSLL sobre juros moratórios de pagamentos recebidos pela impetrante, bem como, sobre contas de energia elétrica pagas em atraso e sobre depósitos judiciais à disposição da Justiça Federal; e 2) a Receita Federal entende que o ressarcimento aos consumidores referente ao 1º ciclo da Revisão Tarifária com base na Notificação da ANEEL nº 119/2007 não tem como ser considerado, custos, despesas e nem tampouco encargo com capacidade de gerar créditos a serem descontados da base tributável de IRPJ, CSLL, PIS e COFINS sobre o faturamento.

Redução está relacionado ao arquivamento de 8 processos, associado as alterações de prognósticos realizadas no período de janeiro a junho de 2017.

Principal processo:

. Auto de infração 10140720806201057, com montante envolvido de R\$63.222 (R\$60.506 em 31 de dezembro 2016), lavrado pela Receita Federal para cobrança de créditos tributários de PIS e COFINS, das competências de dezembro de 2007 a fevereiro de 2008, decorrentes da glosa de créditos apropriados no regime não cumulativo sobre os valores que seriam restituídos aos consumidores por força de determinação da ANEEL.

Uso de estimativas: A Companhia registrou provisões, as quais envolvem julgamento por parte da Administração, para riscos fiscais, trabalhistas e cíveis que, como resultado de um acontecimento passado é provável que uma saída de recursos envolvendo benefícios econômicos seja necessária para liquidar a obrigação e uma estimativa

razoável possa ser feita do montante dessa obrigação está sujeita a várias reivindicações legais, cíveis e processos trabalhistas, que advêm do curso normal das atividades de negócios.

21. Encargos do consumidor a recolher e Obrigações intrassetoriais

21.1 Taxas Regulamentares

	30/06/2017	31/12/2016
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE (1)	19.597	23.186
Taxa de Fiscalização - ANEEL	250	244
Encargo Capacidade Emergencial - ECE	126	232
Encargo de Aquisição de Energia Elétrica Emergencial - EAEEE	4	4
Total - Circulante	19.977	23.666

- (1) A Resolução Homologatória nº 2.077 da ANEEL, de 07 de junho de 2016, homologa as quotas anuais da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE para o ano de 2016 e a Resolução Homologatória nº 2.204 de 07 de março de 2017, que altera a Resolução Homologatória nº 2.202 de 07 de fevereiro de 2017, homologa as quotas da CDE para o ano de 2017.

A Companhia desde 02/09/2015, possui ação ordinária onde foi ajuizado o direito de promover mensalmente a compensação das subvenções a receber de CDE e baixa renda, com os valores a pagar de CDE com a CCEE. Desta forma, até junho de 2017, foram compensados R\$146.621 (R\$90.785 até dezembro de 2016) referente a subvenção CDE e R\$38.378 (R\$22.326 até dezembro de 2016) referente subvenção baixa renda.

21.2 Obrigação do programa de eficiência energética

O contrato de concessão da Companhia estabelece a obrigação de aplicar anualmente o montante de 1% da receita operacional líquida, em ações que tenham como objetivo o combate ao desperdício de energia elétrica e o desenvolvimento tecnológico do setor elétrico. Esse montante é destinado aos Programas de Eficiência Energética (PEE) e Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), a ser recolhido ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e ao Ministério de Minas e Energia (MME). A participação de cada um dos programas está definida pelas Leis nº 10.848 de 15 de março de 2004, nº 11.465 de 28 de março de 2007 e nº 2.212 de 21 de janeiro de 2010.

	30/06/2017	31/12/2016
Fundo Nacional Desenv. Científico Tecnológico - FNDCT	556	639
Ministério de Minas e Energia - MME	278	320
Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL	278	1.170
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	24.139	21.753
Programa de Eficiência Energética - PEE	29.620	26.065
Total	54.871	49.947
Circulante	42.288	43.865
Não circulante	12.583	6.082

A atualização das parcelas referentes ao PEE e P&D é efetuada pela taxa de juros SELIC, de acordo com as Resoluções Normativas ANEEL nº 176 de 28 de novembro de 2005, nº 219 de 11 de abril de 2006, nº 300 de 12 de fevereiro de 2008, nº 316 de 13 de maio de 2008, nº 504 de 14 de agosto de 2012, nº 556 de 18 de junho de 2013 e Ofício Circular nº 1.644/2009-SFF/ANEEL de 28 de dezembro de 2009.

Por meio das Resoluções Normativas nº 316, de 13 de maio de 2008, alterada pela nº 504 de 14 de agosto de 2012 e nº 556 de 18 de junho de 2013, a ANEEL estabeleceu novos critérios para cálculo, aplicação e recolhimento dos recursos do programa de eficiência energética e pesquisa e desenvolvimento. Entre esses novos critérios, foram definidos os itens que compõem a base de cálculo das obrigações, ou seja, a receita operacional líquida e o cronograma de recolhimento ao FNDCT e ao MME.

Os gastos realizados com os projetos de PEE e P&D estão registrados na rubrica de serviços em curso até o final dos projetos, quando são encerrados contra os recursos do programa.

A realização das obrigações com o PEE e P&D por meio da aquisição de ativo intangível tem como contrapartida o saldo de obrigações especiais.

21.3 Incorporação de Redes Particulares

As Resoluções Normativas da ANEEL nº 243/2003, nº 249/2006, nº 238/2006, nº 250/2007, nº 368/2009, nº 414/2010 e nº 488/2012 estabelecem as condições gerais para o atendimento aos pedidos de ligação de novas unidades consumidoras. Os regulamentos citados preveem que o solicitante, individualmente ou em conjunto, e os órgãos públicos, inclusive da administração indireta, poderão aportar recursos, em parte ou no todo, para as obras necessárias à antecipação da ligação ou executar as obras de extensão de rede mediante a contratação de terceiro legalmente habilitado. Os recursos antecipados ou o valor da obra executada pelo interessado deverão ser restituídos pela Concessionária até o ano em que o atendimento ao pedido de fornecimento seria efetivado segundo os Planos de Universalização, para os casos de consumidores que se enquadrem aos critérios de atendimento sem custo ou nos prazos fixados nos regulamentos que tratam do atendimento com participação financeira do interessado.

Descrição	30/06/2017	31/12/2016
Saldo - Inicial - circulante - 31/12/2016 e 31/12/2015	12.636	24.369
Adição	688	-
Atualização monetária (*)	(776)	(7.742)
Pagamento de principal e juros	(2.402)	(3.991)
Saldo - final - circulante - 30/06/2017 e 31/12/2016	<u>10.146</u>	<u>12.636</u>

(*) Em 2016, a Companhia obteve aprovação da AGEPLAN - Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Mato Grosso do Sul dos cálculos referente a atualização monetária dos valores a pagar de incorporação de redes da Resolução ANEEL nº 223/2003, em face da nova metodologia, efetuou o refazimento dos cálculos que resultou no ajuste da atualização monetária no exercício de 2016 de R\$12.379, registrado na demonstração do resultado do exercício de 2016 na rubrica de outras despesas financeiras.

22. Outros Passivos

	30/06/2017	31/12/2016
Credores diversos - consumidores	8.943	8.428
Subvenção CDE - Bandeiras Tarifárias	4.036	1.276
Arrecadação de terceiros a repassar	1.913	2.230
Outras contas a pagar	289	323
Total	<u>15.181</u>	<u>12.257</u>
Circulante	14.892	11.934
Não circulante	289	323

23. Patrimônio Líquido

23.1 Capital Social

O capital social da Companhia é de R\$616.732 (R\$616.732 em 31 de dezembro de 2016) representado por 647.015 ações ordinárias (647.015 em 31 de dezembro de 2016), todas nominativas sem valor nominal.

23.2 Dividendos

A Assembleia Geral Ordinária de Acionistas, realizada em 28 de abril de 2017, deliberou distribuir dividendos referentes ao exercício de 2016 no montante de R\$102.009, correspondentes a R\$157,66178271 por ação ordinária, tendo sido antecipados e quitados em 11 de julho de 2016 o valor de R\$19.484 (R\$30,11437588 por ação ordinária) e em 15 de agosto de 2016 o valor de R\$6.870 (R\$10,61753927 por ação ordinária). O saldo remanescente, no montante de R\$75.655 (R\$116,92986756 por ação ordinária), foi pago em 30 de junho de 2017.

24. Receita operacional

Receita Bruta	Não revisado pelos auditores independentes		01/04/2017 a 30/06/2017	01/01/2017 a 30/06/2017	Não revisado pelos auditores independentes		01/04/2016 a 30/06/2016	01/01/2016 a 30/06/2016
	Nº de consumidores	MWh	R\$	R\$	Nº de consumidores	MWh	R\$	R\$
Residencial	815.020	910.593	270.783	590.469	794.978	885.664	261.596	574.650
Industrial	8.204	169.693	58.926	121.248	8.249	248.820	78.115	159.407
Comercial	79.086	533.632	160.778	342.325	77.693	548.027	161.059	348.180
Rural	88.770	258.476	63.396	129.648	87.865	233.997	56.100	117.725
Poder Público	8.724	126.316	38.111	77.325	8.717	120.027	35.726	72.981
Iluminação Pública	2.567	115.375	21.168	40.795	2.467	115.678	20.054	41.346
Serviço Público	1.227	70.446	17.430	34.921	1.210	88.701	19.578	40.656
Consumo Próprio	201	3.544	-	-	192	3.350	-	-
Subtotal	1.003.799	2.188.075	630.592	1.336.731	981.371	2.244.264	632.228	1.354.945
Suprimento	-	146.225	24.778	25.110	-	307.843	(35.625)	3.796
Fornecimento Não Faturado Líquido	-	(52.453)	(24.583)	(25.747)	-	(64.324)	(24.851)	(36.211)
Disponibilidade do sistema de transmissão e de distribuição	109	-	32.041	63.303	45	-	25.104	48.355
Receita de Construção ⁽¹⁾	-	-	64.424	126.737	-	-	64.472	104.401
Subvenções vinculadas ao serviço concedido	-	-	38.178	86.035	-	-	44.011	65.874
(-) Ultrapassagem Demanda	-	-	(1.285)	(2.641)	-	-	(1.635)	(3.022)
(-) Excedente de Reativos	-	-	(2.482)	(5.083)	-	-	(2.375)	(4.672)
Constituição e Amortiz. - CVA Ativa e Passiva e demais ativos e passivos financeiros setoriais ⁽²⁾	-	-	(2.297)	(57.353)	-	-	(46.818)	(70.098)
Ativo financeiro indenizável da concessão	-	-	96	2.198	-	-	3.581	8.921
Outras receitas operacionais	-	-	5.130	9.594	-	-	3.249	7.143
						2.487.783		
Total - receita operacional bruta	1.003.908	2.281.847	764.592	1.558.884	981.416		661.341	1.479.432
Deduções da receita operacional								
ICMS	-	-	120.314	257.463	-	-	119.349	256.641
PIS	-	-	11.220	23.305	-	-	10.540	22.702
COFINS	-	-	51.680	107.348	-	-	48.552	104.572
ISS	-	-	-	1	-	-	2	3
Deduções Bandeiras Tarifárias - CCRBT ⁽³⁾	-	-	13.259	14.288	-	-	-	-
Programa de Eficiência Energética - PEE	-	-	2.199	4.478	-	-	1.683	4.120
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	58.583	121.564	-	-	74.176	148.453
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	-	-	2.199	4.478	-	-	1.683	4.120
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	-	-	751	1.482	-	-	731	1.399
Total - deduções receita operacional	-	-	260.205	534.407	-	-	256.716	542.010
						2.487.783		
Total - receita operacional líquida	1.003.908	2.281.847	504.387	1.024.477	981.416		404.625	937.422

- (1) A receita de construção está representada pelo mesmo montante em custo de construção. Tais valores são de reconhecimento obrigatório pela ICPC 01 - Contratos de Concessão e correspondem a custo de construção de obras de ativos da concessão de distribuição de energia elétrica.
- (2) Refere-se ao montante de ativos e passivos financeiros setoriais reconhecidos no resultado de 30 de junho de 2017 de acordo com o OCPC 08.
- (3) A partir de janeiro de 2015, as contas de energia tiveram a aplicação do Sistema de Bandeiras Tarifárias. O acionamento da bandeira tarifária será sinalizado mensalmente pela ANEEL, de acordo com as informações prestadas pelo Operador Nacional do Sistema - ONS, conforme a capacidade de geração de energia elétrica no país.

A ANEEL, através do Ofício nº 185 de 08 de abril de 2015, com alteração efetuada pelo Despacho nº 245 de 28 de janeiro de 2016, estabeleceu novos procedimentos contábeis para registro das Receitas Adicionais das Bandeiras Tarifárias. Pela alteração proposta, os montantes das bandeiras passam a ser registrados na receita operacional.

As receitas auferidas pela Companhia referentes as bandeiras tarifárias no período findo em 30 de junho de 2017, foram de R\$27.683, tendo sido repassados a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT, o montante de R\$14.546 (R\$66 em 30 de junho de 2016).

Para os meses de janeiro a junho de 2017 a Aneel já homologou os valores conforme abaixo:

Meses	Despacho	30/06/2017	30/06/2016
Janeiro	Despacho nº 592 de 02 de março de 2017 (nº 529 de 1º de março de 2016)	38	(4)
Fevereiro	Despacho nº 899 de 30 de março de 2017 (nº 797 de 30 de março de 2016)	23	(9)
Março	Despacho nº 1.237 de 05 de maio de 2017 (nº 1.061 de 02 de maio de 2016)	(3.290)	-
Abril	Despacho nº 1.492 de 30 de maio de 2017 (nº 1.431 de 31 de maio de 2016)	(7.280)	-
Maio	Despacho nº 1.944 de 04 de junho de 2017 (nº 1.734 de 29 de junho de 2016)	(2.602)	(53)
Junho	Em processo de homologação	(1.435)	-
Total		(14.546)	(66)

25. Energia elétrica comprada para revenda

	MWH (*)		R\$			
	30/06/2017	30/06/2016	01/04/2017 a 30/06/2017	01/01/2017 a 30/06/2017	01/04/2016 a 30/06/2016	01/01/2016 a 30/06/2016
Custo da energia comprada para revenda						
Energia de Itaipu - Binacional	448.131	429.038	51.696	95.759	42.495	88.393
Energia de Leilão	1.224.730	1.359.983	132.656	255.905	117.511	251.999
Energia Bilateral	148.693	207.331	20.483	32.721	23.865	35.491
Cotas de Angra REN 530/12	81.644	82.095	8.484	17.722	8.295	16.676
Energia de curto prazo - CCEE	66.130	29.578	21.972	63.244	(47.745)	9.749
Cotas Garantia Física Res. Homol. ANEEL	716.235	759.238	32.762	54.534	22.769	45.296
Programa Incentivo fontes alternativas	49.671	69.756	9.051	18.101	9.966	19.932
Ressarcimento pela exposição térmica			2.026	2.026	-	-
(-) Parcela a compensar crédito	-	-	(23.911)	(42.556)	(20.051)	(41.602)
Total	2.735.234	2.937.019	255.219	497.456	157.105	425.934

(*) Informação não revisada pelos auditores independentes.

26. Cobertura de seguros

A política de Seguros da Companhia baseia-se na contratação de seguros com coberturas bem dimensionadas, consideradas suficientes para cobrir prejuízos causados por eventuais sinistros em seu patrimônio, bem como por reparações em que seja civilmente responsável pelos danos involuntários, materiais e/ou corporais causados a terceiros decorrentes de suas operações, considerando a natureza de sua atividade. As premissas de riscos adotadas, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo da auditoria das demonstrações financeiras e, conseqüentemente, não foram auditadas pelos nossos auditores independentes.

As principais coberturas são:

Ramos	Data de Vencimento	Importância Segurada	Prêmio Anual	
			30/06/2017	31/12/2016
Riscos Operacionais	07/11/2017	58.000	496	496
Responsabilidade Civil Geral	23/11/2017	50.600	426	426
Frota - Danos Materiais e Corporais a Terceiros	23/10/2017	Até R\$360 / veículo	177	177
Vida em Grupo - Morte e Acidentes Pessoais	31/12/2017	123.956	354	305
Responsabilidade Civil de Administradores e Diretores (D&O)	26/11/2017	50.000	68	68
Transportes	30/01/2018	Até 2.000/ veículo	23	26
			1.544	1.498

Descrição dos riscos:

Risco Operacional: Na apólice contratada foram destacadas as subestações, prédios e equipamentos com seus respectivos valores segurados e seus limites máximos de indenização. Possui cobertura securitária básica tais como incêndio, raio e explosão de qualquer natureza, danos elétricos, queda de aeronave, impacto de veículo aéreo e terrestre, tumultos, riscos diversos, equipamentos móveis, alagamento/inundação, pequenas obras de engenharia, despesas extraordinárias, inclusão/exclusão de Bens e locais, erros e omissões.

Responsabilidade Civil Geral: Apólice contratada na modalidade GERIP, possui cobertura securitária para Danos Morais, Materiais e Corporais causados a terceiros em decorrência das operações da Empresa.

Responsabilidade Civil de Administradores e Diretores (D&O): Apólice de Seguro garante o pagamento dos prejuízos financeiros decorrentes de reclamações feitas contra os Segurados em virtude de atos danosos pelos quais sejam responsabilizados decorrentes de atos de sua gestão.

Frota: A Empresa mantém cobertura securitária para RCF/V - Responsabilidade Civil Geral Facultativa/Veículos, garantindo aos terceiros envolvidos em eventuais sinistros, cobertura de danos pessoais e/ou materiais e morais.

Vida em Grupo e Acidentes Pessoais: Garante cobertura securitária no caso de morte por qualquer causa, invalidez permanente total ou parcial por acidente, invalidez funcional permanente e total por doença e cesta básica.

Transportes: Garante a cobertura securitária para carga, descarga, transporte e roubo das mercadorias inerentes ao ramo de atividade do Segurado, principalmente Máquinas e Equipamentos, quando transportadas pelo mesmo em veículos próprios.

27. Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos

Abaixo, são comparados os valores contábeis e valor justo dos principais ativos e passivos de instrumentos financeiros:

ATIVO	Nível	30/06/2017		31/12/2016	
		Contábil	Valor Justo	Contábil	Valor Justo
Caixa e equivalentes de caixa	2	63.890	63.890	85.961	85.961
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	2	207.307	207.307	294.926	294.926
Consumidores e concessionárias	2	392.010	392.010	412.499	412.499
Contas a receber da concessão	3	635.139	635.139	585.802	585.802
Ativos financeiros setoriais	3	108.155	108.155	98.945	98.945
Instrumentos financeiros derivativos	2	7.449	7.449	1.441	1.441

PASSIVO	Nível	30/06/2017		31/12/2016	
		Contábil	Valor Justo	Contábil	Valor Justo
Fornecedores	2	187.293	187.293	171.181	171.181
Empréstimos e financiamentos, encargos de dívidas e debêntures	2	1.043.707	1.042.232	1.108.251	1.113.239
Passivos financeiros setoriais	3	198.939	198.939	130.312	130.312
Instrumentos financeiros derivativos	2	5.449	5.449	-	-
Incorporação de redes	2	10.146	10.146	12.636	12.636

Hierarquia de valor justo

A tabela abaixo apresenta instrumentos financeiros registrados pelo valor justo, utilizando um método de avaliação.

Os diferentes níveis foram assim definidos:

- Nível 1 - Preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos e passivos e idênticos.
- Nível 2 - Inputs, exceto preços cotados, incluídas no Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (preços) ou indiretamente (derivado de preços).
- Nível 3 - Premissas, para o ativo ou passivo, que não são baseadas em dados observáveis de mercado (inputs não observáveis).

Em função da Companhia ter classificado os respectivos contas a receber da concessão e ativos e passivos financeiros setoriais como disponíveis para venda, os fatores relevantes para avaliação ao valor justo não são publicamente observáveis. Por isso, a classificação da hierarquia de valor justo é de nível 3. A movimentação e respectivos ganhos no resultado do período é de R\$134 (R\$7.135 em 30 de junho de 2016), assim como as principais premissas utilizadas, estão divulgadas nas notas explicativas nº 9 e 13.

Em atendimento à Instrução CVM nº 475/2008 e à Deliberação nº 604/2009, a descrição dos saldos contábeis e do valor justo dos instrumentos financeiros inclusos no balanço patrimonial em 30 de junho de 2017 e 31 de dezembro de 2016, estão identificadas a seguir:

Não derivativos - classificação e mensuração

Empréstimos e recebíveis

Incluem clientes, consumidores e concessionárias, títulos de créditos a receber, outros créditos e contas a receber da concessão. São inicialmente mensurados pelo custo amortizado, usando-se a taxa de juros efetiva, sendo seus saldos aproximados ao valor justo.

Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados

Os saldos das aplicações financeiras em Certificados de Depósitos Bancários e fundos de investimentos são avaliados ao seu valor justo por meio do resultado, exceto se mantidos até o vencimento, quando a Companhia manifestar intenção e capacidade financeira para mantê-los até o vencimento. Após a avaliação inicial, esses ativos são avaliados ao custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva, menos perdas por redução ao valor recuperável.

Ativos financeiros disponíveis para venda

Os ativos financeiros disponíveis para venda são aqueles ativos financeiros não derivativos que não são classificados como: (a) empréstimos e recebíveis, (b) investimentos mantidos até o vencimento ou (c) ativos financeiros pelo valor justo por meio do resultado.

Após mensuração inicial, ativos financeiros disponíveis para venda são mensurados a valor justo, com ganhos e perdas não realizados reconhecidos diretamente dentro dos outros resultados abrangentes até a baixa do investimento, com exceção das perdas por redução ao valor recuperável, dos juros calculados utilizando o método de juros efetivos e dos ganhos ou perdas com variação cambial sobre ativos monetários que são reconhecidos diretamente no resultado do exercício.

Passivos financeiros pelo custo amortizado

Fornecedores - são mensurados pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos, variações monetárias e/ou cambiais incorridos até a data do balanço, sendo o seu valor contábil aproximado de seu valor justo.

Empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas e debêntures - Os instrumentos financeiros estão classificados como passivos financeiros ao custo amortizado. Os valores contábeis dos empréstimos e financiamentos vinculados aos investimentos obtidos em moeda nacional, junto a Eletrobrás, BNDES e empréstimos com bancos comerciais, se aproximam de seus respectivos valores justos, já que operações similares não estão disponíveis no mercado financeiro, com vencimentos e taxas de juros comparáveis. O valor justo dos passivos financeiros que são negociados em mercados ativos é determinado com base nos preços observados nesses mercados (fonte: CETIP), sendo a 7ª emissão de debêntures da Companhia.

Derivativos

O valor justo estimado de ativos e passivos financeiros foi determinado por meio de informações disponíveis no mercado e por metodologias apropriadas de avaliação.

A Companhia tem como política o gerenciamento dos riscos, evitando assumir posições relevantes expostas a flutuações de valor justo. Nesse sentido, buscam operar instrumentos que permitam maior controle de riscos. Os contratos de derivativos são efetuados com operações de *swap* e opções envolvendo juros e taxa de câmbio, visando eliminar a exposição à variação do dólar além de adequação do custo das dívidas de acordo com o direcionamento do mercado.

As operações de proteção contra variações cambiais adversas requerem monitoramento constante, de forma a preservar a eficiência das suas estruturas. As operações vigentes são passíveis de reestruturação a qualquer tempo e podem ser objeto de operações complementares ou reversas, visando reduzir eventuais riscos de perdas relevantes.

Hedge Accounting

Em 01 de julho de 2015, a Companhia efetuou a designação formal de parte de suas operações de proteção do tipo “swap” (instrumento de hedge) para troca de variação cambial e juros, para variação do CDI como hedge accounting. Em 30 de junho de 2017 essas operações, assim como as dívidas (objeto do hedge) estão sendo avaliadas de acordo com a contabilidade de “hedge” de valor justo. Em tais designações de hedge a Companhia documentou: (i) a relação de hedge; (ii) o objetivo e estratégia de gerenciamento de risco; (iii) a identificação do instrumento financeiro; (iv) o objeto ou transação coberta; (v) a natureza do risco a ser coberto; (vi) a descrição da relação de cobertura; (vii) a demonstração da correlação entre o hedge e o objeto de cobertura; e (viii) a demonstração da efetividade do hedge.

Os contratos de “swap” são designados e efetivos como “hedge” de valor justo em relação à taxa de juros e/ou variação cambial, quando aplicável. Durante o período, o “hedge” foi altamente efetivo na exposição do valor justo às mudanças de taxas de juros e, como consequência, o valor contábil das dívidas designadas como hedge

foi impactado em R\$6 e reconhecido no resultado financeiro no mesmo momento em que o valor justo de “swap” de taxa de juros era reconhecido no resultado.

Fair Value Option

A Companhia optou pela designação formal de novas operações de dívidas contratadas no segundo trimestre de 2017, para as quais a Companhia possui instrumentos financeiros derivativos de proteção do tipo “swap” para troca de variação cambial e juros, como mensuradas ao valor justo. A opção pelo valor justo (“Fair Value Option”) tem o intuito de eliminar ou reduzir uma inconsistência de mensuração ou reconhecimento de determinados passivos, no qual de outra forma, surgiria. Assim, tanto os “swaps” quanto as respectivas dívidas passam a ser mensuradas ao valor justo e tal opção é irrevogável, bem como deve ser efetuada apenas no registro contábil inicial da operação. Em 30 de junho de 2017, tais dívidas e derivativos, assim como os demais ativos e passivos mensurados ao valor justo por meio do resultado tem quaisquer ganhos ou perdas resultantes de sua re-mensuração reconhecidos no resultado da Companhia.

Durante o período o valor contábil das dívidas designadas como “Fair Value Option” foi impactado em R\$2.258 e reconhecido como resultado financeiro no mesmo momento em que o valor justo de “swap” de taxa de juros era reconhecido no resultado.

Incertezas

Os valores foram estimados na data do balanço, baseados em informações disponíveis no mercado e por metodologias apropriadas de avaliações. Entretanto, considerável julgamento foi requerido na interpretação dos dados de mercado para produzir a estimativa mais adequada do valor justo. Como consequência, as estimativas utilizadas e apresentadas a seguir não indicam, necessariamente, os montantes que poderão ser realizados no mercado de troca corrente.

Administração financeira de risco

O Conselho de Administração tem responsabilidade geral pelo estabelecimento e supervisão do modelo de administração de risco da Companhia. Assim, fixou limites de atuação com montantes e indicadores preestabelecidos na “Política de Gestão de Riscos decorrentes do Mercado Financeiro” (revista anualmente e disponível na web site da Companhia) e nos regimentos internos da diretoria.

A gestão de risco da Companhia visa identificar, analisar e monitorar riscos enfrentados, para estabelecer limites e mesmo checar a aderência aos mesmos. As políticas de gerenciamento de riscos e sistemas são revisadas regularmente, a fim de avaliar mudanças nas condições de mercado e nas atividades da Companhia. A Diretoria tem como prática reportar mensalmente a *performance* orçamentária e os fatores de riscos que envolvem a Companhia.

A Companhia conta com serviços de empresa especializada e independente na gestão de risco de caixa e dívida, de modo que é procedido monitoramento diário sobre o comportamento dos principais indicadores macroeconômicos e seus impactos nos resultados, em especial nas operações de derivativos. Este trabalho permite definir estratégias de contratação e reposicionamento, visando menores riscos e melhor resultado financeiro.

Gestão de risco de capital

O índice de endividamento no final do período/exercício é o seguinte:

PASSIVO	30/06/2017	31/12/2016
Dívida ⁽¹⁾	1.043.707	1.108.251
Caixa e equivalentes de caixa	(63.890)	(85.961)
Dívida líquida	979.817	1.022.290
Patrimônio líquido ⁽²⁾	796.812	839.919
Índice de endividamento líquido	1,23	1,22

(1) A dívida é definida como empréstimos, financiamentos, debêntures de curto e longo prazos (excluindo derivativos e contratos de garantia financeira), e encargos de dívidas, conforme detalhado nas notas explicativas nº 17 e nº 18.

(2) O patrimônio líquido inclui todo o capital e as reservas, gerenciados como capital.

a) Risco de liquidez

A administração, através do fluxo de caixa projetado, programa suas obrigações que geram passivos financeiros ao fluxo de seus recebimentos ou de fontes de financiamentos de forma a garantir o máximo possível a liquidez, para cumprir com suas obrigações, evitando inadimplências que prejudiquem o andamento das operações da Companhia.

A seguir, apresentamos a estratificação dos passivos financeiros, incluindo pagamentos de juros estimados. Não é esperado que possam ocorrer alterações significantes nos fluxos de caixa incluídos nesta análise.

	Taxa média de juros efetiva ponderada (%) meses	Até 6 meses	De 6 a 12 meses	De 1 a 3 anos	De 3 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores		178.748				8.545	187.293
Empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas e debêntures	11,18%	104.085	98.659	349.243	302.596	794.769	1.649.352
Total		282.833	98.659	349.243	302.596	803.314	1.836.645

O risco de liquidez representa o risco da Companhia enfrentar dificuldades para cumprir suas obrigações relacionadas aos passivos financeiros. A Companhia monitora o risco de liquidez mantendo investimentos prontamente conversíveis para atender suas obrigações e compromissos, e também se antecipando para futuras necessidades de caixa.

b) Risco de crédito

A Administração avalia que os riscos de caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras e instrumentos financeiros derivativos são reduzidos, em função de não haver concentração e as operações serem realizadas com bancos de percepção de risco aderentes à "Política de Gestão de Riscos decorrentes do Mercado Financeiro". Constituído no primeiro trimestre de 2010, o Comitê de Auditoria do Conselho de Administração tem a função de supervisionar se a administração do grupo vem seguindo as regras e princípios estabelecidos na política.

O risco de crédito é representado por contas a receber, o que, no entanto, é atenuado por vendas a uma base pulverizada de clientes e por prerrogativas legais para suspensão da prestação de serviços a clientes inadimplentes. Adicionalmente, parte dos valores a receber relativos às transações de venda, compra de energia e encargos de serviço do sistema, realizados no âmbito da CCEE, está sujeita a modificações, dependendo de decisões de processos judiciais ainda em andamento, movidos por algumas empresas do setor. Esses processos decorrem da interpretação de regras do mercado, vigentes entre junho de 2001 e fevereiro de 2002, período do Programa Emergencial de Redução de Energia Elétrica.

Exposição a riscos de crédito

O valor contábil dos ativos financeiros representa a exposição máxima do crédito. A exposição máxima do risco do crédito na data das informações financeiras foi:

	Nota	30/06/2017	31/12/2016
Caixa e equivalentes de caixa	5.1	63.890	85.961
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	5.2	207.307	294.926
Consumidores e concessionárias	6	392.010	412.499
Contas a receber da concessão	9	635.139	585.802
Ativos financeiros setoriais	13	108.155	98.945
Instrumentos financeiros derivativos	27	7.449	1.441

c) Risco de mercado: taxa de juros e de câmbio

Parte dos empréstimos e financiamentos em moeda nacional, apresentados na nota explicativa nº 17, é composta de financiamentos obtidos junto a diversos agentes de fomento nacional (Eletrobrás e BNDES) e outras instituições do mercado de capitais. A taxa de juros é definida por estes agentes, levando em conta os juros básicos, o prêmio de risco compatível com as empresas financiadas, suas garantias e o setor no qual estão inseridas. Na impossibilidade de buscar alternativas ou diferentes hipóteses de mercado e/ou metodologias para

suas estimativas, em face dos negócios e às peculiaridades setoriais, esses são mensurados pelo “método do custo amortizado” com base em suas taxas contratuais.

Os resultados da Companhia são suscetíveis a variações dos passivos atrelados a moedas estrangeiras, principalmente ao dólar norte-americano. A taxa de câmbio do dólar norte-americano encerrou o período findo em 30 de junho de 2017, com alta de 1,51% sobre 31 de dezembro de 2016, cotado a R\$3,3082/USD. A volatilidade do dólar norte-americano em 30 de junho de 2017 era de 15,02%, enquanto em 31 de dezembro de 2016 era de 14,4%.

Do montante das dívidas bancárias e de emissões da Companhia em 30 de junho de 2017, R\$1.047.299 (R\$1.111.225 em 31 de dezembro de 2016), o montante de R\$98.021 (R\$102.679 em 31 de dezembro 2016) estão representados em dólares.

Os empréstimos em dólares têm custo de até variação cambial + libor + 1,8% ao ano e possui vencimento de longo prazo em maio de 2022.

O balanço patrimonial em 30 de junho de 2017, no ativo circulante R\$7.449, (R\$1.441 em 31 de dezembro de 2016) no ativo não circulante R\$7.449, e R\$5.449 no passivo, a título de marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos atrelados ao câmbio e aos juros, originados da combinação de fatores usualmente adotados para precificação a mercado de instrumentos dessa natureza, como volatilidade, cupom cambial, taxa de juros e cotação do dólar. Não se tratam de valores materializados, pois refletem os valores da reversão dos derivativos na data de apuração, o que não corresponde ao objetivo de proteção das operações de hedge.

A Companhia possui proteção contra variação cambial adversa dos financiamentos atrelados ao dólar, protegendo o valor principal e dos juros até o vencimento. A proteção acima está dividida no instrumento descritos a seguir:

Operação	Notional (USD)	Custo Financeiro (% a.a.)		Vencimento	Designação
		Ponta Ativa	Ponta Passiva		
Resolução 4131 - Citibank	14.429	V.C. + (Libor+1,7%) x 117,65%	CDI + 1,55%	26/05/2022	Fair Value Option
Resolução 4131 - Citibank	14.429	V.C. + (Libor+1,8%)	CDI + 1,55%	26/05/2022	Fair Value Option

A Companhia designa certos instrumentos de “hedge” relacionados a risco com variação cambial e taxa de juros dos empréstimos como “hedge” de valor justo (“fair value hedge”), conforme demonstrado abaixo:

Fair Value Hedge	Valor de referência		Descrição	Valor justo	
	30/06/2017	31/12/2016		30/06/2017	31/12/2016
Dívida (Objeto de Hedge) *	90.000	100.000	Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	(98.022)	(102.680)
			Posição Ativa		
			Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	98.022	103.296
			Posição Passiva		
Swap Cambial (Instrumento de Hedge)			Taxa de Juros CDI	(96.022)	(101.855)
	90.000	100.000	Posição Líquida Swap	2.000	1.441
			Posição Líquida Dívida + Swap	(96.022)	(101.239)

(*) Os empréstimos designados formalmente como “Fair Value Hedge” são reconhecidos a valor justo na proporção da parcela efetiva em relação ao risco que está sendo protegido.

O Valor Justo dos derivativos contratados em 30 de junho de 2017 e 31 de dezembro de 2016 foi apurado com base nas cotações de mercado para contratos com condições similares. Suas variações estão diretamente associadas às variações dos saldos das dívidas relacionadas na nota explicativa nº 17 e ao bom desempenho dos mecanismos de proteção utilizados, descritos acima. A Companhia não tem por objetivo liquidar esses contratos antes dos seus vencimentos, bem como possuem expectativa distinta quanto aos resultados apresentados como Valor Justo - conforme abaixo demonstrado. Para uma perfeita gestão, é procedido monitoramento diário, com o intuito de preservar menores riscos e melhores resultados financeiros.

A marcação a mercado (MtM) das operações da Companhia foi calculada utilizando metodologia geralmente empregada e conhecida pelo mercado. A metodologia consiste basicamente em calcular o valor futuro das operações, utilizando as taxas acordadas em cada contrato, descontando a valor presente pelas taxas de mercado. No caso das opções, é utilizado para cálculo do MtM uma variante da fórmula de Black & Scholes, destinada ao cálculo do prêmio de opções sobre moeda. Os dados utilizados nesses cálculos foram obtidos de

fontes consideradas confiáveis. As taxas de mercado, como a taxa Pré e o Cupom de Dólar, foram obtidas diretamente do site da BM&F (Taxas de Mercado para Swaps). A taxa de câmbio (Ptax) foi obtida do site do Banco Central. No caso das opções, as volatilidades implícitas de dólar também foram obtidas na BM&F.

Análise de Sensibilidade

De acordo com o CPC 40, a Companhia realizou análise de sensibilidade dos principais riscos aos quais os instrumentos financeiros e derivativos estão expostos, conforme demonstrado:

a) Variação cambial

Considerando a manutenção da exposição cambial de 30 de junho de 2017, com a simulação dos efeitos nas demonstrações financeiras futuras, por tipo de instrumento financeiro e para três cenários distintos, seriam obtidos os seguintes resultados (ajustados a valor presente para a data base das demonstrações financeiras):

Operação	Exposição	Risco	Cenário I (Provável) (*)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Dívida Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	(98.022)		(80.916)	(101.147)	(121.378)
Variação Dívida	-		17.106	(3.125)	(23.356)
Swap Cambial					
Posição Ativa					
Instrumentos Financeiros Derivativos - USD e LIBOR	98.022		80.916	101.147	121.378
Variação - USD e LIBOR	-	Alta US\$	(17.106)	3.125	23.356
Posição Passiva					
Instrumentos Financeiros Derivativos - Taxa de Juros	(96.022)		(96.022)	(96.022)	(96.022)
Variação - Taxa de Juros CDI	-		-	-	-
Subtotal	2.000		(15.106)	5.125	25.356
Total Líquido	(96.022)		(96.022)	(96.022)	(96.022)

(*) O cenário provável é calculado a partir da expectativa do dólar futuro do último boletim Focus divulgado para a data de cálculo. Os cenários de deterioração de 25% e de deterioração de 50% são calculados a partir da curva do cenário provável. Nos cenários a curva de dólar é impactada, a curva de CDI é mantida constante e a curva de cupom cambial é recalculada. Isto é feito para que a paridade entre dólar spot, CDI, cupom cambial e dólar futuro seja sempre válida.

Os derivativos no "Cenário Provável", calculados com base na análise líquida das operações acima apresentadas até o vencimento das mesmas, ajustadas a valor presente pela taxa prefixada brasileira em reais para 30 de junho de 2017, atingem seu objetivo, o que é refletido no valor presente negativo de R\$96.022, que serve para mostrar a efetividade da mitigação das variações cambiais adversas das dívidas existentes. Neste sentido, quanto maior a deterioração do câmbio (variável de risco considerada), maiores serão os resultados positivos dos *swaps*. Por outro lado, com os cenários de deterioração do real frente ao dólar, de 25% e 50%, o valor presente seria negativo de R\$96.022 em ambos os casos.

b) Variação das taxas de juros

A Companhia não possui instrumentos financeiros derivativos indexados à taxa de juros.

Considerando que o cenário de exposição dos instrumentos financeiros indexados às taxas de juros de 30 de junho de 2017 seja mantido e que os respectivos indexadores anuais acumulados sejam (CDI = 5,65%, Selic = 5,57%, TJLP = 7,00% e TR 0,48%) e caso ocorram oscilações nos índices de acordo com os três cenários definidos, o resultado financeiro líquido seria impactado em:

Instrumentos	Exposição (R\$ mil)	Risco	Cenário I (Provável) (*)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Instrumentos financeiros ativos:					
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	256.569	Alta do CDI	23.758	29.698	35.637
Instrumentos financeiros passivos:					
Swap	(96.022)	Alta do CDI	(8.892)	(11.115)	(13.338)
Empréstimos, financiamentos e debêntures.	(534.361)	Alta do CDI	(49.482)	(61.853)	(74.223)
	(70.457)	Alta da TJLP	(4.932)	(6.165)	(7.398)
	(52.878)	Alta da SELIC	(4.896)	(6.120)	(7.344)
	(291.582)	Alta do TR	(1.400)	(1.750)	(2.100)
Subtotal	(1.045.300)		(69.602)	(87.003)	(104.403)
Total (Perdas)	(788.731)		(45.844)	(57.305)	(68.766)

(*) Considera o CDI de 30 de junho de 2018 (9,26% ao ano), cotação das estimativas apresentadas pela recente Pesquisa do BACEN, datada de 30 de junho de 2017, TJLP 7,0% ao ano, Selic 9,26% e TR 0,48% ao ano.

Gerenciamento de risco de liquidez

O risco de liquidez representa o risco da Companhia enfrentar dificuldades para cumprir suas obrigações relacionadas aos passivos financeiros. A Companhia monitora o risco de liquidez mantendo investimentos prontamente conversíveis para atender suas obrigações e compromissos, e também se antecipando para futuras necessidades de caixa.

28. Lucro por ação

Cálculo de lucros por ação (em milhares de reais, exceto lucro líquido básico por ação):

	01/04/2017 a 30/06/2017	01/01/2017 a 30/06/2017	01/04/2016 a 30/06/2016	01/01/2016 a 30/06/2016
Resultado básico por ação				
Numerador				
Lucro líquido do exercício	(1.048)	32.548	4.773	33.651
	(1.048)	32.548	4.773	33.651
Denominador (em milhares de ações)				
Média ponderada de número de ações ordinárias	647.015	647.015	642.486	636.824
	647.015	647.015	642.486	636.824
Resultado básico por ação ordinária (*)	(1,62)	50,30	7,43	52,84

(*) A Companhia não possui instrumento diluidor

29. Benefícios a empregados

Plano de Aposentadoria e Pensão

A Companhia é patrocinadora de planos de benefícios previdenciários aos seus empregados, na modalidade de contribuição definida e de benefício definido, que é vedado o ingresso de novos participantes e os atuais neles inscritos, estão na condição de assistidos. O plano de benefício definido é avaliado atuarialmente ao final de cada exercício, visando verificar se as taxas de contribuição estão sendo suficientes para a formação de reservas necessárias aos compromissos de pagamento atuais e futuros.

Em 30 de junho de 2017 a despesa de patrocínio a esses planos foi de R\$2.297 (R\$1.992 em 30 de junho de 2016).

Plano de saúde

A Companhia patrocina plano de saúde a seus empregados, administrados por operadoras reguladas pela ANS. No período findo em 30 de junho de 2017 as despesas com o plano de saúde foram de R\$8.149 (R\$6.205 em 30 de junho de 2016).

30. Compromissos

A Companhia possui compromissos relacionados a contratos de longo prazo com a compra de energia, como segue:

Contrato de compra de energia - reais mil						
Vigência	2017	2018	2019	2020	2021	Após 2021
2017 a 2048	323.124	680.754	682.826	697.338	728.149	12.997.201

Não estão incluídos os valores referentes à Quota do Proinfa e de Itaipu.

Os valores relativos aos contratos de compra de energia, com vigência de 8 a 30 anos, representam o volume contratado pelo preço médio corrente no final de junho de 2017 e foram homologados pela ANEEL.

A Companhia efetuou análise dos compromissos de energia contratados que excedem o limite de 5% de sobrecontratação, os quais eventualmente podem não ser considerados para repasse na tarifa por serem considerados voluntários. De acordo com as projeções de demanda e estimativa de preços de mercado a

Administração sensibilizou os resultados e não foram considerados significativos para suas operações.

31. Informações adicionais aos fluxos de caixa

As movimentações patrimoniais que não afetaram o fluxo de caixa da Companhia, são como segue:

	30/06/2017	31/12/2016
Atividades operacionais		
Contas a receber da concessão	49.580	134.511
Contas a receber da concessão - Valor justo ativo indenizável concessão	2.198	12.528
Fornecedores	37.779	29.850
Estoque	1.596	2.728
Atividades de investimentos		
Intangível - transferência para estoques	1.596	2.728
Aquisição de intangível em processo de pagamento	37.779	29.850
Recursos destinados a futuro aumento de capital	-	21.083

32. Eventos subsequentes

32.1. Bandeiras tarifárias

A Aneel definiu a aplicação da Bandeira Vermelha Patamar 1 para o mês de agosto 2017, resultado de análises do cenário hidrológico do país.

Com a vigência dessa bandeira, as faturas de energia observarão um adicional de R\$ 3,00 a cada 100 kWh de consumo.

32.2. Empréstimos contratados

Recebimentos de parcelas do subcréditos - BNDES

Em 25 de Julho de 2017, foram liberadas parcelas do subcrédito constantes do contrato de empréstimos e financiamentos junto ao BNDES Participações S.A - BNDESPAR, nos bancos Itaú, e Bradesco, referente à 1ª tranche do programa do Acordo de Investimento, no montante de R\$24.400.

32.3. Antecipação de dividendos do exercício de 2017

Em Ata de Reunião do Conselho de Administração realizada em 09 de agosto de 2017, foi aprovado a distribuição de dividendos intercalares apurados com base no balanço patrimonial de 30 de junho de 2017, no montante de R\$30.921, o que equivale a R\$47,78970971 por ação ordinária, a serem pagos a partir do dia 31 de agosto de 2017.