

Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A | Resultados do 1º semestre de 2016

Cuiabá, 12 de agosto de 2016 - A Administração da Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A (“Energisa Mato Grosso” ou “Companhia”) apresenta os resultados do segundo trimestre (2T16) e dos primeiros seis meses de 2016 (6M16).

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 Perfil do negócio e destaques econômico-financeiros

A Energisa Mato Grosso é uma distribuidora de energia elétrica que atende a aproximadamente 1.304 mil clientes e uma população de aproximadamente 3,2 milhões de habitantes em 141 municípios do Estado do Mato Grosso, em uma área de 903.378 Km².

Resume-se a seguir o desempenho econômico-financeiro da Companhia no primeiro semestre de 2016 e 2015:

Descrição	2T16	2T15	Var. %	6M16	6M15	Var. %
Resultados - R\$ milhões						
Receita Operacional Bruta	1.310,0	1.561,9	- 16,1	2.523,9	2.731,0	- 7,6
Receita Operacional Bruta, sem receita de construção	1.157,2	1.439,0	- 19,6	2.275,1	2.533,9	- 10,2
Receita Operacional Líquida	810,8	891,8	- 9,1	1.531,6	1.644,8	- 6,9
Receita Operacional Líquida, sem receita de construção	658,0	768,9	- 14,4	1.282,8	1.447,7	- 11,4
Resultado antes das Receitas e Despesas Financeiras (EBIT)	95,6	82,9	+ 15,3	117,6	127,4	- 7,7
EBITDA	127,4	109,4	+ 16,5	183,0	182,3	+ 0,4
EBITDA Ajustado	129,3	122,7	+ 5,4	191,7	206,3	- 7,1
Resultado financeiro	(86,5)	2,8	- 3.189,3	(76,5)	(48,4)	+ 58,1
Lucro Líquido	32,6	56,2	- 42,0	53,9	52,0	+ 3,7
Indicador Relativo						
EBITDA Ajustado/Receita Líquida (%)	15,9	13,8	+ 2,1 p.p.	12,5	12,5	-
Indicador Operacional						
Vendas de energia a consumidores cativos (GWh)	1.707,2	1.669,2	+ 2,3	3.385,8	3.288,0	+ 3,0

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

2 Desempenho financeiro

2.1 Receita operacional bruta e líquida

Nos primeiros seis meses de 2016 (6M16), a Energisa Mato Grosso apresentou receita operacional bruta, sem a receita de construção que é atribuída margem zero, de R\$ 2.275,1 milhões, ante R\$ 2.533,9 milhões registrados em 6M15, redução de 10,2% (R\$ 258,8 milhões). A receita operacional líquida, também deduzida da receita de construção, registrou queda de 11,4% (R\$ 164,9 milhões) no período, para R\$ 1.282,8 milhões.

No 2T16, a receita operacional bruta (R\$ 1.157,2 milhões) e a receita operacional líquida (R\$ 658,0 milhões), também deduzidas das receitas de construção, registraram redução de 19,6% (R\$ 281,8 milhões) e 14,4% (R\$ 110,9 milhões), em relação a de igual trimestre do ano passado, respectivamente.

Dentre os fatores que impactaram as receitas no primeiro semestre de 2016 se destacam:

- Reversão contábil de ativos e passivos financeiros setoriais (CVA's) no montante de R\$ 127,4 milhões no semestre, contra R\$ 55,8 milhões constituídos e reconhecidos no mesmo período de 2015;
- Aumento de 0,9% das subvenções vinculadas aos serviços públicos, que em 6M15 foi de R\$ 110,6 milhões, contra R\$ 111,6 milhões em 6M16;
- Aumento do valor da quota CDE, cujo registro no semestre foi de R\$ 223,6 milhões, contra R\$ 208,4 milhões em 2015.

A composição da receita líquida é a seguinte:

Receita por Classe de Consumo Valores em R\$ milhões	Trimestre			Semestre		
	2T16	2T15	Var. %	6M16	6M15	Var. %
(+) Receita de energia elétrica (mercado cativo)	1.058,9	1.167,1	- 9,3	2.117,1	2.035,6	+ 4,0
✓ Residencial	418,9	430,6	- 2,7	859,5	767,3	+ 12,0
✓ Industrial	133,4	209,9	- 36,4	254,3	347,4	- 26,8
✓ Comercial	275,1	301,7	- 8,8	556,4	529,2	+ 5,1
✓ Rural	119,3	105,8	+ 12,8	228,1	193,1	+ 18,1
✓ Outras classes	112,2	119,1	- 5,8	218,8	198,6	+ 10,2
(+) Suprimento de energia elétrica	19,4	89,2	- 78,3	19,4	193,7	- 90,0
(+) Fornecimento não faturado líquido	(5,1)	(7,8)	- 34,6	(19,1)	41,8	-
(+) Disponibilidade do sistema elétrico	88,5	52,5	+ 68,6	175,0	89,8	+ 94,9
(+) Receitas de construção	152,8	122,9	+ 24,3	248,8	197,1	+ 26,2
(+) Constituição e amortização - CVA Ativa e Passiva	(59,9)	88,9	-	(127,4)	55,8	-
(+) Subvenções vinculadas aos serviços concedidos	61,6	46,3	+ 33,0	111,6	110,6	+ 0,9
(+) Outras receitas	(6,2)	2,8	-	(1,5)	6,6	-
(=) Receita bruta	1.310,0	1.561,9	- 16,1	2.523,9	2.731,0	- 7,6
(-) Impostos sobre vendas	380,5	415,2	- 8,4	753,9	728,2	+ 3,5
(-) Deduções bandeiras tarifárias	(0,3)	89,5	-	0,1	135,7	- 99,9
(-) Encargos setoriais	119,0	165,4	- 28,1	238,3	222,3	+ 7,2
(=) Receita líquida	810,8	891,8	- 9,1	1.531,6	1.644,8	- 6,9
(-) Receitas de construção	152,8	122,9	+ 24,3	248,8	197,1	+ 26,2
(=) Receita líquida, sem receitas de construção	658,0	768,9	- 14,4	1.282,8	1.447,7	- 11,4

2.2 Ambiente regulatório - revisão tarifária

2.2.1 Bandeiras tarifárias

Em janeiro de 2015, entrou em prática nas contas de energia elétrica o “Sistema de Bandeiras Tarifárias”. As receitas auferidas pela Companhia provenientes das bandeiras tarifárias em 2016 foram de R\$ 60,5 milhões, ante os R\$ 0,7 milhão registrado no mesmo semestre de 2015.

Em fevereiro de 2016, a Aneel reduziu, em 40%, o valor da tarifa adicional da bandeira amarela: de R\$ 2,50 para R\$ 1,50. A bandeira vermelha também foi dividida em dois patamares: o patamar 1, já chamado de “bandeira rosa”, com cobrança extra de R\$ 3,00 para cada 100 kWh consumidos e o patamar 2, de cor vermelha, que mantém o valor de R\$ 4,50 por 100 kWh.

2.2.2 Reajuste tarifário anual

A Agência Nacional de Energia Elétrica ("Aneel") homologou em abril de 2016 o reajuste tarifário anual da Energisa Mato Grosso. O efeito médio para o consumidor foi de 8,60%, conforme abaixo:

Efeito para o Consumidor (%)			Vigência
Baixa Tensão	Alta e Média Tensão	Médio	
9,11	7,58	8,60	08/04/2016

2.2.3 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 Base de Remuneração Regulatória é composta pelos valores dos seguintes itens:

- i) Ativo Imobilizado em Serviço (AIS)
 - Terrenos
 - Edificações, obras civis e benfeitorias
 - Máquinas e equipamentos
- ii) Intangíveis - Servidões
- iii) Almoxarifado de Operações
- iv) Obrigações Especiais

A Base de Remuneração Líquida (BRL) e as datas das próximas Revisões Tarifárias (RT) da Energisa Mato Grosso são as seguintes:

Base de Remuneração Líquida (BRL) (Em R\$ milhões) ⁽¹⁾		Data revisão tarifária	
3º Ciclo	4º Ciclo	4º Ciclo	5º Ciclo
1.693,5	- ⁽²⁾	abr/18	abr/23

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

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

A Aneel também homologou recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), repassados a Energisa Mato Grosso 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\$ 111,6 milhões. O valor foi registrado pela Companhia como receita operacional no primeiro semestre de 2016.

2.3 Despesas operacionais

As despesas operacionais, excluindo os custos de construção, totalizaram R\$ 1.165,1 milhões em 6M16 e R\$ 562,4 milhões no 2T16, redução de 11,8% (R\$ 155,3 milhões) e 18,0% (R\$ 123,7 milhões) respectivamente, quando comparado com o mesmo período de 2015. Desse total, as despesas não controláveis registraram decréscimo no semestre de 16,9% (21,3% no 2T16), totalizando R\$ 863,6 milhões (R\$ 436,0 milhões no 2T16). As despesas controláveis apresentaram um crescimento de R\$ 1,9 milhão (redução de R\$ 23,0 milhões no 2T16), totalizando R\$ 266,1 milhões (R\$ 131,4 milhões no 2T16).

A composição das despesas operacionais pode ser assim demonstrada:

Composição das despesas operacionais Valores em R\$ milhões	Trimestre			Semestre		
	2T16	2T15	Variação R\$ milhões	6M16	6M15	Variação R\$ milhões
1 Despesas não controláveis	436,0	554,3	- 118,3	863,6	1.039,8	- 176,2
1.1 Compra de energia	394,3	487,1	- 92,8	777,0	944,1	- 167,1
1.2 Transporte de potência elétrica	41,7	67,2	- 25,5	86,6	95,7	- 9,1
2 Despesas controláveis	131,4	154,4	- 23,0	266,1	264,2	+ 1,9
2.1 Pessoal	48,4	31,0	+ 17,4	92,6	67,8	+ 24,8
2.2 Fundo de pensão	1,4	0,9	+ 0,5	2,8	1,7	+ 1,1
2.3 Material	7,8	11,5	- 3,7	16,9	21,7	- 4,8
2.4 Serviços de terceiros	54,5	62,6	- 8,1	108,7	113,7	- 5,0
2.5 Outras	19,3	48,4	- 29,1	45,1	59,3	- 14,2
3 Provisões contingências e devedores duvidosos	(35,7)	(55,6)	+ 19,9	(31,4)	(53,7)	+ 22,3
4 Depreciação e amortização	31,8	26,5	+ 5,3	65,4	54,9	+ 10,5
5 Outras despesas/receitas	(1,1)	6,5	- 7,6	1,4	15,2	- 13,8
Subtotal	562,4	686,1	- 123,7	1.165,1	1.320,4	- 155,3
6 Custo de construção (*)	152,8	122,9	+ 29,9	248,8	197,1	+ 51,7
Total	715,2	809,0	- 93,8	1.413,9	1.517,5	- 103,6

(*) 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.

2.4 Lucro líquido e geração de caixa

No primeiro semestre de 2016, a Energisa Mato Grosso registrou lucro líquido de R\$ 53,9 milhões, ante R\$ 52,0 milhões registrados em igual período do ano passado, crescimento de 3,7% no período. A geração operacional de caixa (EBITDA ajustado) atingiu R\$ 191,7 milhões em 6M16, contra os R\$ 206,3 milhões apurados em 6M15, redução de 7,1%.

No 2T16, a Energisa Mato Grosso registrou lucro líquido de R\$ 32,6 milhões, contra R\$ 56,2 milhões no 2T15. A geração de caixa (EBITDA Ajustado) apresentou aumento de 5,3%, passando de R\$ 122,8 milhões no 2T15 para R\$ 129,3 milhões no 2T16.

A evolução do lucro líquido e da geração de caixa da Companhia é a seguinte:

Composição da Geração de Caixa Valores em R\$ milhões	Trimestre			Semestre		
	2T16	2T15	Var. %	6M16	6M15	Var. %
(=) Lucro Líquido	32,6	56,2	- 42,0	53,9	52,0	+ 3,7
(-) Contribuição social e imposto de renda	23,5	(29,5)	-	12,8	(27,0)	-
(-) Resultado financeiro	(86,5)	2,8	-	(76,5)	(48,4)	+ 58,1
(-) Depreciação e amortização	(31,8)	(26,5)	+ 20,0	(65,4)	(54,9)	+ 19,1
(=) Geração de caixa (EBITDA)	127,4	109,4	+ 16,5	183,0	182,3	+ 0,4
(+) Receita de acréscimos moratórios	1,9	13,4	- 85,8	8,7	24,0	- 63,8
(=) Geração ajustada de caixa (EBITDA Ajustado)	129,3	122,8	+ 5,3	191,7	206,3	- 7,1
Margem do EBITDA Ajustado (%)	15,9	13,8	+ 2,1 p.p.	12,5	12,5	-

2.5 Disponibilidades financeiras e endividamento

O resultado financeiro líquido (receitas financeiras menos despesas financeiras) totalizou uma despesa financeira R\$ 76,5 milhões em 6M16 e R\$ 86,5 milhões no 2T16, um aumento de R\$ 28,1 milhões e R\$ 89,3 milhões respectivamente, quando comparado com o mesmo período de 2015.

Em 30 de junho de 2016, o saldo consolidado de caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras da Energisa Mato Grosso totalizou R\$ 614,9 milhões, que 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 Energisa Mato Grosso, que incluem empréstimos, financiamentos, encargos financeiros, parcelamento de

impostos e fundo de pensão, passou de R\$ 1.347,9 milhões em 31 de dezembro de 2015 para R\$ 1.695,5 milhões em 30 de junho de 2016.

A seguir, as dívidas de curto e longo prazo da Energisa Mato Grosso entre 30 de junho de 2016 e 31 de dezembro de 2015:

Descrição Valores em R\$ milhões	30/06/2016	31/03/2016	31/12/2015
Curto Prazo	364,1	310,1	238,7
Empréstimos, financiamentos e arrendamentos	140,4	129,6	119,4
Debêntures	71,6	78,1	60,6
Encargos de dívidas	12,6	5,5	3,8
Parcelamento de impostos e déficit atuarial	2,1	2,6	3,5
Parcelamento de encargos setoriais	42,9	30,3	17,8
Parcelamento de compra de energia Itaipu	97,5	68,3	39,0
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	(3,0)	(4,3)	(5,4)
Longo Prazo	1.946,3	1.568,9	1.748,9
Empréstimos, financiamentos e arrendamentos	1.303,0	867,5	902,0
Debêntures	272,7	290,0	395,6
Parcelamento de impostos e déficit atuarial	8,1	8,0	7,9
Parcelamento de encargos setoriais	108,9	121,4	134,0
Parcelamento de compra de energia Itaipu	253,6	282,9	312,1
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	-	(0,9)	(2,7)
Total das dívidas	2.310,4	1.879,0	1.987,6
(-) Disponibilidades financeiras	521,1	146,6	331,8
(-) Créditos CDE (subvenção tarifária e baixa renda)	43,4	45,2	118,2
(-) Créditos CCC	26,7	27,1	39,7
(-) Créditos CVA	23,7	112,4	150,0
Total das dívidas líquidas	1.695,5	1.547,7	1.347,9

3 Mercado de energia

No primeiro semestre de 2016 (6M16), as vendas de energia elétrica a consumidores finais (mercado cativo), localizados na área de concessão da Energisa Mato Grosso, somadas à energia associada aos consumidores livres (TUSD), totalizaram 3.954,9 GWh (2.001,4 GWh no 2T16), aumento de 2,8% (3,0% no 2T16) em relação a igual período do ano anterior. Em 6M16, a classe de consumo que mostrou melhor desempenho foi a rural, com crescimento de 16,5% (27,2% de aumento no 2T16), seguida pela classe residencial, que apresentou aumento de consumo de 6,2% no período.

A energia total distribuída em 6M16 foi de 4.140,4 GWh, ante os 4.335,9 GWh registrados em igual período do ano passado, conforme composição seguinte:

Descrição Valores em GWh	Trimestre			Semestre		
	2T16	2T15	Var. %	6M16	6M15	Var. %
1 Vendas de energia no mercado cativo	1.707,2	1.669,2	+ 2,3	3.385,8	3.288,0	+ 3,0
✓ Residencial	640,2	614,6	+ 4,2	1.310,1	1.234,1	+ 6,2
✓ Industrial	198,1	236,2	- 16,1	374,9	436,1	- 14,0
✓ Comercial	387,6	396,8	- 2,3	786,7	785,1	+ 0,2
✓ Rural	255,5	200,8	+ 27,2	474,1	407,0	+ 16,5
✓ Outras Classes	225,8	220,8	+ 2,3	440,0	425,7	+ 3,4
2 Energia associada aos consumidores livres (TUSD)	294,2	274,8	+ 7,1	569,1	558,5	+ 1,9
3 Mercado cativo + TUSD (1+2)	2.001,4	1.944,0	+ 3,0	3.954,9	3.846,5	+ 2,8
4 Não faturado	(26,4)	(8,9)	+ 196,6	(38,9)	(2,5)	+ 1.456,0
5 Suprimento de energia	224,4	235,9	- 4,9	224,4	491,9	- 54,4
6 Energia Total Distribuída (3+4+5)	2.199,4	2.171,0	+ 1,3	4.140,4	4.335,9	- 4,5

A Energisa Mato Grosso encerrou o primeiro semestre de 2016 com 1.307.862 unidades consumidoras cativas, quantidade 1,2% superior à registrada no fim de junho de 2015. Já o número de consumidores livres totalizou 121 no fim de junho de 2016.

Perdas de energia

Em junho de 2016, as perdas de energia da Energisa Mato Grosso se situaram em 15,28%, contra 13,60% nos últimos doze meses encerrados em junho de 2015.

4 Investimentos

No primeiro semestre de 2016, os investimentos da Energisa Mato Grosso totalizaram R\$ 282,6 milhões, ante os R\$ 213,7 milhões investidos no 6M15.

5 Serviços prestados pelo auditor independente

A remuneração total da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes pelos serviços prestados para a Energisa Mato Grosso no primeiro semestre de 2016 foi de R\$ 362 mil pelos serviços prestados de auditoria, dos quais R\$ 307 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 - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
BALANÇO PATRIMONIAL
EM 30 DE JUNHO DE 2016 E 31 DE DEZEMBRO DE 2015
(Em milhares de reais)

	30/06/2016	31/12/2015
Ativo		
Circulante		
Caixa e equivalente de caixa	223.768	192.754
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	247.160	114.848
Consumidores e concessionárias	536.576	561.588
Estoques	11.184	12.796
Tributos a recuperar	74.865	67.919
Instrumentos financeiros derivativos	2.973	5.351
Ativo financeiro setorial	261.630	191.262
Outros créditos	151.026	220.799
Total do circulante	1.509.182	1.367.317
Não circulante		
Realizável a longo prazo		
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	50.195	24.206
Consumidores e concessionárias	38.620	38.781
Tributos a recuperar	50.658	46.275
Créditos tributários	148.774	126.281
Cauções e depósitos vinculados	10.137	12.000
Instrumentos financeiros derivativos	-	2.651
Ativo financeiro setorial	16.797	68.316
Contas a receber da concessão	1.151.498	1.074.263
Depósitos judiciais	4.870	3.086
Outros créditos	73.729	56.223
	1.545.278	1.452.082
Investimentos	6.232	6.232
Imobilizado	17.694	10.349
Intangível	1.964.204	1.830.771
Total do não circulante	3.533.408	3.299.434
Total do ativo	5.042.590	4.666.751

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

2. Balanço Patrimonial Passivo

ENERGISA MATO GROSSO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
BALANÇO PATRIMONIAL
EM 30 DE JUNHO DE 2016 E 31 DE DEZEMBRO DE 2015
(Em milhares de reais)

	30/06/2016	31/12/2015
Passivo		
Circulante		
Fornecedores	373.413	428.471
Encargos de dívidas	12.570	3.824
Empréstimos e financiamentos	133.773	109.915
Debêntures	71.594	60.630
Financiamento por arrendamento mercantil	6.636	9.471
Folha de pagamento	4.012	6.503
Tributos e contribuições sociais	104.297	144.940
Dividendos	114	357
Obrigações estimadas	24.312	16.748
Taxa de iluminação pública arrecadada	16.706	19.897
Benefícios a empregados	569	569
Encargos setoriais	113.202	108.894
Incorporação de redes	71.200	71.200
Passivo financeiro setorial	178.331	84.754
Outras contas a pagar	22.159	22.452
Total do circulante	1.132.888	1.088.625
Não circulante		
Fornecedores	253.601	312.125
Empréstimos e financiamentos	1.273.867	864.733
Debêntures	272.670	395.610
Financiamento por arrendamento mercantil	29.169	37.273
Tributos e contribuições sociais	3.871	3.288
Passivo financeiro setorial	76.354	24.811
Provisões para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais	150.765	162.152
Encargos setoriais	209.623	219.815
Incorporação de redes	213.081	185.162
Benefícios a empregados	8.136	7.852
Outros	15.005	15.679
Total do não circulante	2.506.142	2.228.500
Patrimônio líquido		
Capital social	1.118.910	1.118.910
Reservas de lucros	100.359	100.359
Outros resultados abrangentes	(3.969)	(3.969)
Ajuste de avaliação patrimonial	127.296	134.326
Lucro/Prejuízo acumulado	60.964	-
Total do patrimônio líquido	1.403.560	1.349.626
Total do passivo e patrimônio líquido	5.042.590	4.666.751

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

3. Demonstrações de Resultados

ENERGISA MATO GROSSO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DO EXERCÍCIO
SEMESTRES FINDOS EM 30 DE JUNHO DE 2016 E 2015
 (Em milhares de reais)

	6M16	6M15
Receita operacional bruta		
Fornecimento de energia elétrica	2.097.920	2.077.344
Suprimento de energia elétrica	19.407	193.715
Disponibilidade do sistema elétrico	175.022	89.809
Receita de construção	248.823	197.126
Outras receitas	(6.799)	173.043
	2.534.373	2.731.037
Deduções à receita operacional		
ICMS faturado	541.705	495.265
PIS, Cofins e ISS	212.176	232.953
Encargos setoriais - Bandeiras tarifárias	98	135.664
Outras (PEE, CDE, CCC e P&D)	248.816	222.329
	1.002.795	1.086.211
Receita operacional líquida	1.531.578	1.644.826
Despesas (receitas) operacionais		
Pessoal	92.633	67.822
Entidade de previdência privada	2.829	1.724
Material	16.906	21.677
Serviços de terceiros	108.657	113.686
Energia elétrica comprada para revenda	777.045	944.075
Transporte de potência elétrica	86.560	95.695
Depreciação e amortização	65.363	54.901
Provisão para contingências /devedores duvidosos	(31.418)	(53.662)
Custo de construção	248.823	197.126
Outras despesas/receitas	46.532	74.422
	1.413.930	1.517.466
Resultado antes das receitas e despesas financeiras	117.648	127.360
Receita (Despesa) financeira		
Receitas de aplicações financeiras	18.863	33.985
Acréscimo moratório de energia vendida	8.679	23.977
Atualização contas a receber da concessão (VNR)	31.282	29.044
Atualização de ativo financeiro setorial	37.857	39.798
Outras receitas financeiras	35.333	20.997
Encargos de dívidas - juros	(113.895)	(70.202)
Encargos de dívidas - variação monetária e cambial	2.967	(8.380)
Instrumentos financeiros derivativos	(3.116)	2.605
(-) Transferência para obras em curso	13.656	(1.739)
Ajuste valor presente de ativos	(9.639)	(4.852)
Atualização de passivo financeiro setorial	(36.772)	(32.977)
Marcação a mercado derivativos	214	218
Marcação a mercado da dívida	(247)	-
Outras despesas financeiras	(61.722)	(80.872)
	(76.540)	(48.398)
Resultado antes dos impostos	41.108	78.962
Contribuição social e imposto de renda	12.826	(27.012)
Lucro líquido do período	53.934	51.950
Lucro líquido por ação do capital social - R\$	0,3166	0,3050

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Notas Explicativas

Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A **Notas explicativas às informações trimestrais** **período findo em 30 de junho de 2016** (Em milhares de reais, exceto quando indicado o contrário)

1 Contexto operacional

A Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A (“Companhia” ou “EMT”), é uma sociedade por ações de capital aberto, concessionária distribuidora de energia elétrica, sob o controle acionário da Rede Energia S.A. (“REDE”) - em “Recuperação Judicial”, que por sua vez é integrante do GRUPO ENERGISA, que atua na área de distribuição de energia elétrica além da geração própria de energia por meio de usinas térmicas para o atendimento a sistemas isolados em sua área de concessão que abrange todo o Estado de Mato Grosso com 903.378 km², atendendo 1.307.983 consumidores (informação não revisada pelos auditores independentes) em 141 municípios. A Companhia possui sede na cidade de Cuiabá, Estado de Mato Grosso e obteve registro de Companhia aberta na CVM em 25 de Outubro de 1994.

Contrato de concessão:

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

I - 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 registro e inventário dos bens vinculados à concessão e zelar por sua integridade, sendo vedado à concessionária alienar ou conceder em garantia tais bens sem a prévia e expressa autorização do regulador;

IV - atender 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 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; e

VII - 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, ativo e passivo financeiro setorial, contas a receber da concessão, ativos vinculados à concessão, receita de construção e prazo de concessão, estão apresentadas nas notas explicativas nº 9, 10, 14, 16, 26 e 32, respectivamente.

2 Apresentação das informações financeiras intermediárias (informações trimestrais)

As informações financeiras intermediárias (informações trimestrais) da Companhia, aprovadas em 12 de agosto de 2016 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 2 às Demonstrações financeiras anuais referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015 (doravante denominadas de “Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2015”), publicadas na imprensa oficial em 24 de março de 2016.

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

3 Adoção dos padrões internacionais de contabilidade

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 das demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2015.

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 informações 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 141 municípios do Estado do Mato Grosso, 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 equivalentes de caixa (avaliados ao valor justo por meio de resultado)

Descrição	30/06/2016	31/12/2015
Caixa e depósitos bancários à vista	31.486	47.913
Aplicações financeiras de liquidez imediata:	192.282	144.841
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	47.065	20.866
Compromissada ⁽¹⁾	145.217	123.975
Total caixa e equivalentes de caixa ⁽²⁾	223.768	192.754

A carteira de aplicações financeiras é constituída, principalmente, por Certificados de Depósito Bancário (CDB's) e Operações Compromissadas. A rentabilidade média ponderada da carteira em 30 de junho de 2016 equivale a 102,30% do CDI (104,31% do CDI em 31 de dezembro de 2015).

(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 de 101,5% a 103,2% do CDI.

(2) As datas apresentadas 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.

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

Descrição	30/06/2016	31/12/2015
Avaliadas ao valor justo por meio do resultado	297.355	139.054
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	1.542	1.427
Compromissadas ⁽¹⁾	-	62
Fundo de Investimento ⁽²⁾	16.333	59.030
Fundos de Investimentos Exclusivos ⁽³⁾	229.285	54.329
Cédula de Crédito Bancário (CCB)	2.544	7.549
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	10.525	-
Compromissadas	1.267	1.686
Fundo de Renda Fixa	35.387	16.967
Depósito a Prazo c/ Garantia Especial - DPGE	-	2.365
Debêntures	27.122	13.858
Títulos públicos	103.367	11.904
Letra Financeira (LF)	49.073	-
Fundo de investimento em direitos creditórios ⁽⁴⁾	50.195	24.206
Total de aplicações no mercado aberto e recursos vinculados ⁽⁵⁾	297.355	139.054
Circulante	247.160	114.848
Não circulante	50.195	24.206

(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. São remuneradas de 90% a 103,1% do CDI e estão lastreadas em debêntures emitidas pelo Banco.

(2) Fundo de Investimento - É classificado como renda fixa e é remunerado a 101,55% do CDI.

(3) Fundo de investimentos exclusivos inclui aplicações em CDB, CCB, Debêntures, Compromissadas, Fundos de Renda Fixa, LFT, LF e NTN-B são remuneradas de 101,97% até 124,74% do CDI.

(4) Fundo de investimentos em direitos creditórios - FIDC Energisa Centro Oeste com vencimento em 01/10/2034.

(5) Inclui R\$68.069 (R\$84.725 em 31 de dezembro de 2015) referente a recursos vinculados a empréstimos, leilões de energia e bloqueios judiciais.

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's, entre outros. A rentabilidade média ponderada da carteira em 30 de junho de 2016 equivale a 111,34% do CDI (104,31% do CDI em 31 de dezembro de 2015).

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 29.

	Saldo a vencer		Saldo vencidos				Provisão p/ créditos de liquidação duvidosa (3)	Total	
	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 90 dias	91 a 180 dias	181 a 360 dias	Há mais de 360 dias		30/06/2016	31/12/2015
Valores correntes: (1)									
Residencial	46.731	-	73.586	8.876	1.865	499	(11.240)	120.317	151.275
Industrial	38.130	-	10.282	1.346	3.993	11.356	(11.356)	53.751	60.552
Comercial	51.601	-	25.367	4.015	3.350	5.612	(8.962)	80.983	88.738
Rural	37.543	-	9.407	1.217	334	265	(265)	48.501	44.363
Poder público	18.436	-	7.255	1.718	1.183	5.907	(5.907)	28.592	29.177
Iluminação pública	869	-	442	91	448	742	(742)	1.850	3.936
Serviço público	9.321	-	4.176	3.073	6.318	88.359	(88.359)	22.888	26.025
Fornecimento não faturado	120.626	-	-	-	-	-	-	120.626	139.735
(-) Arrecadação Processo Classificação	(575)	-	-	-	-	-	-	(575)	(201)
Valores renegociados:									
Residencial	4.100	6.253	5.562	4.218	4.288	6.045	(8.230)	22.236	15.693
Industrial	2.399	3.553	627	371	788	1.744	(1.744)	7.738	2.473
Comercial	1.858	5.153	960	778	1.449	2.857	(4.196)	8.859	4.757
Rural	1.329	1.059	452	205	340	632	(632)	3.385	4.243
Poder público	1.633	6.245	1.101	981	526	25.185	(25.185)	10.486	12.749
Iluminação pública	6.008	5.774	-	-	10	80	(80)	11.792	3.508
Serviço público	1.198	9.156	52	6	18	65.764	(65.764)	10.430	2.769
(-) Ajuste valor Presente (2)	(430)	(8.543)	-	-	-	-	-	(8.973)	(5.972)
Subtotal	340.777	28.650	139.269	26.895	24.910	215.047	(232.662)	542.886	583.820
Suprimento Energia - Moeda Nacional	8.312	-	-	-	-	-	-	8.312	-
Outros (4)	11.797	-	-	-	-	-	-	11.797	4.348
Redução do uso do sistema de distribuição (5)	12.201	-	-	-	-	-	-	12.201	12.201
Total	373.087	28.650	139.269	26.895	24.910	215.047	(232.662)	575.196	600.369
Circulante								536.576	561.588
Não Circulante								38.620	38.781

(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. Inclui 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 calculado para os contratos renegociados sem a incidência de juros e/ou para aqueles com taxa de juros de IPCA ou IGPM. Para o desconto a valor presente foi utilizado a taxa média anual do CDI de 14,13% a.a. (14,14% em 31 de dezembro de 2015). 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, a divulgação do fluxo de caixa e sua temporalidade não foram feitas, uma vez que o efeito líquido do AVP não é relevante;

(3) Provisão para créditos de liquidação duvidosa - a 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;

- Contratos renegociados - (i) parcelas vencidas - são provisionadas as parcelas (ii) mais de 3 parcelas vencidas - são provisionadas as parcelas vencidas e a vencer.

Segue movimentação ocorrida:

Movimentação das provisões (*)	30/06/2016	31/12/2015
Saldo inicial - circulante - 31/12/2015 e 31/12/2014	282.934	272.647
Provisões constituídas no período/exercício	26.004	44.589
Reversão de provisões no período/exercício	(73.387)	(34.302)
Saldo final- circulante - 30/06/2016 e 31/12/2015	235.551	282.934
Alocação:		
Consumidores e concessionárias (*)	232.662	247.410
Títulos de créditos a receber (nota explicativa nº 7)	-	35.524
Outros créditos (uso mútuo de poste)	2.889	-

(*) As reversões de provisões ocorridas no período findo em 30 de junho de 2016, basicamente refere-se a liquidação de processos de recebimentos de faturas de energia junto a Prefeitura Municipal de Cuiabá, da renegociação da dívida da Companhia de Saneamento da Capital (Sanecap) e dos títulos precatórios, que segue:

- (i) A Companhia assinou com a Prefeitura Municipal de Cuiabá e com a Companhia de Saneamento da Capital (SANECAP) o Termo de Confissão, Assunção e Parcelamento de Dívidas referente a fornecimento de energia elétrica no montante R\$86.592, líquido de juros, correção monetária e multas, que será recebido em parcelas equivalentes a 50% do valor pago mensalmente pela Companhia de Saneamento para o Município de Cuiabá, sobre o saldo devedor incidirá juros de 0,5% ao mês limitado ao valor da parcela da outorga até o final da concessão (abril/2042). A Companhia mantém contabilizada a provisão para créditos de liquidação duvidosa de mesmo valor.
 - (ii) Adicionalmente também foi renegociado outros débitos de fornecimento de energia elétrica de Iluminação Pública e de outros órgãos Municipais no montante de R\$10.021 já contemplando a redução de juros, multas e 95% de correção monetária. Estes valores serão recebidos até o final de dezembro de 2016, já tendo sido recebidos a primeira parcela em 29 de julho de 2016 no montante de R\$4.806.
- (4) Inclui serviços taxados e outros valores a receber de consumidores. A Companhia possui R\$10.143, referente ao ICMS incidente sobre a demanda, suspenso por liminares em contrapartida tem o mesmo valor contabilizado na rubrica de ICMS em tributos e contribuições sociais no passivo circulante.
- (5) Redução de uso do sistema de distribuição: Por meio da Resolução homologatória ANEEL nº 1.270 de 03 de abril de 2012, foi concedido para a Energisa Mato Grosso valores provenientes de perda financeira dos descontos concedidos na TUSD. Os valores objetivam recompor a receita da Companhia referente à disponibilização da rede de transmissão aos consumidores livres, geradoras e fontes incentivadas. Para o saldo remanescente de R\$12.201 (R\$12.201 em 31 de dezembro de 2015), que se encontra suspenso por liminares, a Companhia possui o mesmo valor registrado em contrapartida no passivo não circulante (nota explicativa nº 24).

7 Títulos de créditos a receber

	30/06/2016	31/12/2015
Processo execução de precatórios P M de Cuiabá (1)	28.320	50.258
Outros títulos a receber	1.625	1.625
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa (*)	-	(35.524)
(-) AVP - Precatório P M de Cuiabá	(4.094)	-
Total - não circulante	25.851	16.359

(*) Incluído no total apresentado como redutora no ativo não circulante.

Ação de Execução (processo nº 383/2001 - 3ª Vara de Fazenda Pública - Cuiabá) ajuizada em desfavor do Município de Cuiabá, que deu origem ao Precatório Requisitório nº 13.699/2004/TJMT.

Em 17 de junho de 2016 foi assinada a petição na Central de Conciliação de Precatórios, do precatório requisitório nº 13.699/2004, resultou em acordo entre a Companhia e o Município de Cuiabá/MT, pelo qual foi fixado crédito a ser pago, de forma parcelada, no valor original do precatório requisitório de R\$28.320, que será recebido em 66 parcelas fixas de R\$500, corrigidos pela taxa de 0,5% ao mês, e a última parcela, de nº 67, no valor de R\$183. A primeira parcela com vencimento em 10 de agosto de 2016, foi recebida e as demais vencerão todo dia 25 de cada mês a partir do próprio mês de agosto. A Companhia possuía provisão para créditos de liquidação duvidosa no montante de R\$35.524, que foi revertida para a rubrica de outras despesas financeiras por corresponder aos valores de multas, juros e correção monetária.

No período findo em 30 de junho de 2016, foi constituído Ajuste a valor presente no valor de R\$4.094 utilizando-se a taxa média anual do CDI de 14,13% ao ano, registrados em outras despesas financeiras.

8 Tributos a recuperar

	30/06/2016	31/12/2015
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS (a)	46.982	43.657
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ (b)	47.400	25.144
Imposto de Renda Retido na Fonte	3.172	9.460
Contribuição social sobre o lucro - CSSL (b)	6.937	6.483
Contribuições ao PIS e a COFINS (c)	18.054	28.994
Outros	2.978	456
	125.523	114.194
Circulante	74.865	67.919
Não circulante	50.658	46.275

- (a) Inclui carta de crédito no montante de R\$19.924 adquirido junto ao Estado de Mato Grosso que foi apresentada como garantia na habilitação para usufruir dos benefícios fiscais instituídos pela Lei 9.165/2009, cuja prestação de contas ocorreu em 07 de novembro de 2014 e aguarda homologação da SEFAZ-MT. Além dos valores citados, a Companhia possui R\$27.058 (R\$23.733 em 31 de dezembro de 2015) de créditos de 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.
- (b) Saldos negativos de imposto de renda e contribuição social apurados no ano calendário de 2015 e 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.
- (c) Corresponde basicamente a créditos não cumulativos de PIS e COFINS incidentes sobre a despesas de depreciação de máquinas e equipamentos do ativo intangível, os quais são realizáveis mediante compensação com os débitos desses tributos incidentes sobre fornecimento de energia elétrica.

9 Reajuste tarifário, revisão tarifária extraordinária e revisão tarifária periódica.

9.1. 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 n.º 2.055, de 05 de abril de 2016, aprovou o reajuste tarifário da Companhia em vigor desde 08 de abril de 2016, cujo impacto tarifário médio percebido pelos consumidores foi de um acréscimo de 8,60%.

9.2. 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, Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) diferenciada para todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica do país. O efeito médio para os consumidores da Companhia foi de 26,8%.

A Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) aplicada tem por objetivo adequar a cobertura tarifária dos custos atuais com Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e compra de energia.

9.3. Revisão tarifária:

A revisão tarifária periódica ocorre a cada 5 anos e neste 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 n.º 1.506, de 05 de abril de 2013 com reajuste médio percebido pelos consumidores de 0,95%, aplicados desde 08 de abril de 2013.

9.4. Bandeiras tarifárias:

Desde janeiro de 2015, as contas de energia passaram a ter a incidência do mecanismo denominado Sistema de Bandeiras Tarifárias.

As Bandeiras Tarifárias visam refletir por meio de uma sinalização de fácil assimilação pelos consumidores (analogia a um semáforo) os custos variáveis da geração de energia elétrica que, até antes de sua implementação, somente eram repassados às tarifas de energia nos reajustes tarifários ordinários das distribuidoras. Além de garantir a cobertura dos custos variáveis de energia às distribuidoras, o mecanismo tem um papel fundamental de sinalizar à população os custos reais de geração de energia elétrica proporcionando que esta possa promover alterações de hábitos voltados à realização de um consumo consciente de energia.

Mensalmente, por meio de um Despacho, a ANEEL divulga a cor da Bandeira Tarifária que será vigente no mês civil seguinte. Para tanto, utiliza-se de informações fornecidas pelo Operador Nacional do Sistema - ONS de previsões de geração de energia elétrica no país relativas aos custos de geração de energia por fonte termelétrica e à exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo que afetem os agentes de distribuição conectados ao Sistema Interligado Nacional - SIN. Cabe à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE realizar a gestão da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias.

Dessa forma, as bandeiras verde, amarela e vermelha indicarão se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de energia no SIN.

- Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre quaisquer acréscimos;
- Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A cobrança iniciou em janeiro de 2015, com a tarifa aplicada de R\$1,50, a partir de março foi de R\$3,50 e em setembro de 2015 alterou para R\$2,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos. Em fevereiro de 2016 uma nova alteração da regulamentação definiu um adicional de R\$1,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos;
- Bandeira vermelha: condições mais custosas de geração. A cobrança iniciou em janeiro de 2015, com a tarifa aplicada de R\$3,00, a partir de março do mesmo ano o índice foi alterado para R\$5,50 e em setembro de 2015 alterado para R\$4,50 a cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos. Em fevereiro de 2016, nova alteração na regulamentação definiu a abertura da bandeira vermelha em dois patamares: patamar 1 com um índice de R\$3,00 e patamar 2 com um índice de R\$4,50 aplicáveis a cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos.

As alterações da regulamentação de bandeiras tarifárias observadas no segundo semestre de 2015 e início de 2016 foram promovidas pela ANEEL para garantir que o mecanismo regulatório estivesse efetivamente alinhado com as necessidades de coberturas de custos de geração de energia do país. Ao longo da aplicação desse mecanismo foi possível observar que por um período ocorreu insuficiência de recursos (conta centralizadora deficitária), enquanto em outro período se observou sobra de recursos (superávit da conta centralizadora).

Importante destacar que desde abril de 2016 a Bandeira Tarifária Verde está vigente o que, conforme citado, não implica em acréscimos de custos às faturas de energia dos consumidores.

10 Ativo e passivo financeiro setorial

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 exercício 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 ativo e passivo financeiro setorial 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 31/12/2015	Receita Operacional		Resultado financeiro	Saldo em 30/06/2016
		Adição	Amortização		
Itens da Parcela A (i)					
Energia elétrica comprada para revenda	140.756	32.080	(58.138)	832	115.530
Programa Incentivo Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	1.429	5.881	(2.820)	26	4.516
Transporte de Energia Elétrica Rede Básica	21.667	2.281	(12.681)	58	11.325
Transporte de Energia Elétrica - Itaipu	2.091	794	(704)	7	2.188
Encargo de serviços de sistema ESS (iii)	16.661	(44.051)	12.535	71	(14.784)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	66.827	13.077	(27.689)	579	52.794
Conta Consumo de Combustível - CCC	979	-	(979)	-	-
Componentes financeiros					
Neutralidade da Parcela A (iv)	2.211	(6.895)	927	(19)	(3.776)
Sobrecontratação de energia (ii)	(105.454)	265	33.786	(93)	(71.496)
CUSD	(26)	13	23	-	10
Exposição de submercados	1.071	(11.826)	(776)	(22)	(11.553)
Garantias Financeiras (v)	255	130	(122)	1	264
Saldo a Compensar da CVA do ciclo anterior (vi)	(1.511)	(13.727)	4.943	-	(10.295)
Outros itens financeiros (vii)	3.057	(75.715)	22.032	(355)	(50.981)
Total Ativo e Passivo	150.013	(97.693)	(29.663)	1.085	23.742
Ativo Circulante	191.262				261.630
Ativo Não Circulante	68.316				16.797
Passivo Circulante	(84.754)				(178.331)
Passivo Não Circulante	(24.811)				(76.354)

(i) **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;

(ii) **Repasso de sobrecontratação de energia (energia excedente):** O Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, em seu art. 38, determina que no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar até 105% do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. Este repasse foi regulamentado pela Resolução ANEEL nº 255, de 6 de março de 2007. As distribuidoras de energia elétrica são obrigadas a garantir 100% do seu mercado de energia por meio de contratos aprovados, registrados e homologados pela ANEEL, tendo também a garantia do repasse às tarifas dos custos ou receitas decorrentes das sobras e déficits de energia elétrica, limitados em 5% do requisito de carga; e

(iii) **Encargo de Serviço do Sistema - ESS:** Representa um encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, que inclui os serviços ancilares, prestados pelos usuários dos Sistemas Interligado Nacional - SIN;

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

(v) **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.

(vi) **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.

(vii) **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.

11 Outros créditos

	30/06/2016	31/12/2015
Subvenção Baixa Renda (1)	9.677	9.246
Subvenção CDE - Desconto Tarifário (2)	33.675	108.938
Banco Daycoval (3)	102.985	102.985
(-) Provisão para perdas (3)	(102.985)	(102.985)
Outros créditos a Receber - CELPA - em "Recuperação Judicial" (4)	21.547	21.547
(-) Ajuste a Valor presente - CELPA (4)	(6.126)	(6.910)
Aquisição de combustível para conta CCC	37.035	26.826
Ordens de serviço em curso - PEE e P&D	35.161	31.351
Ordens de serviço em curso - Outros/ Ordem de desativação	4.342	5.869
Sub-rogação CCC (5)	26.655	39.677
Adiantamentos a fornecedores	10.639	6.464
Créditos a receber de terceiros-alienação de bens e direitos	14.427	10.095
Ressarcimento geradoras (6)	8.200	-
Bloqueio Judicial	859	284
Outros	2.813	7.276
Total	198.904	260.663
Circulante	151.026	220.799
Não circulante	47.878	39.864

- (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.

	30/06/2016	31/12/2015
Saldo inicial - circulante - 31/12/2015 e 31/12/2014	9.246	6.543
Subvenção Baixa Renda	18.887	32.674
Ressarcimento pela Eletrobrás	(18.456)	(29.971)
Saldo final - circulante - 30/06/2016 e 31/12/2015 (1)	9.677	9.246

- (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.

	30/06/2016	31/12/2015
Saldo inicial - circulante - 31/12/2015 e 31/12/2014	108.938	90.092
Desconto tarifário subvenção Irrigante e Rural	92.719	199.279
Ressarcimento pela Eletrobrás	(168.022)	(185.430)
Atualização financeira	40	4.997
Saldo final - circulante - 30/06/2016 e 31/12/2015 (2)	33.675	108.938
Total Subvenções Eletrobrás (1) + (2)	43.352	118.184

- (3) Refere-se à transferência de valor efetuado pelo Banco Daycoval S.A. para a conta corrente da acionista Rede Energia S.A. - "em Recuperação Judicial", 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, tramita perante o Juízo da Segunda Vara Especializada em Direito Bancário de Cuiabá (Proc. 24768-64.2012.811.0041 - Numeração antiga 1.461/2012 - Código 771688). A ação foi julgada improcedente em 13 de dezembro de 2013, contra o que a Companhia apresentou recurso de apelação, em 04 de fevereiro de 2014. Os autos foram distribuídos ao Desembargador Relator, com o qual se encontram desde 04 de junho de 2014. A Companhia, por meio de seus assessores jurídicos, está acompanhando o andamento do processo.
- (4) Crédito a receber da Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA - em "Recuperação Judicial", oriundo de transações entre partes relacionadas. Os créditos intra-grupo foram parcialmente assumidos pela Rede Power do Brasil S.A., até onde se compensavam, que quitou perante às Partes Relacionadas a parcela do crédito assumido. Do saldo total de R\$68.813 que a Companhia tem direito, cerca de 69% (R\$47.266) foram assumidas pela Rede Power do Brasil S.A. e o restante será pago em parcelas semestrais a partir do último dia do mês de setembro de 2019, com conclusão em setembro de 2034. A Companhia mantém ajuste a valor presente a receber no valor de R\$6.126 (R\$ 6.910 em 31 de dezembro de 2015).
- (5) Sub-rogação CCC - em conformidade com as disposições da Resolução ANEEL nº 784, de 24 de dezembro de 2002, e Resolução Autorizativa - ANEEL nº 81, de 09 de março de 2004, a Companhia foi enquadrada na sub-rogação do direito de uso da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC, devido à implantação de projetos elétricos que proporcionaram a redução do dispêndio da CCC, que contribui para a modicidade das tarifas aos consumidores finais. Para fins de cálculo do benefício, foram aprovados os seguintes projetos com saldos a receber em aberto:

- Sistema de Transmissão Juruena, com projeto e subsídio aprovado no montante de R\$40.310, acrescido de ajuste de R\$3.549, por meio da Resolução Autorizativa nº 1.371 de 20 de maio de 2008. Foi recebido em 2011 o montante de R\$6.558, R\$10.649 em 2012, R\$6.765 em 2013, R\$8.069 em 2014, R\$3.234 em 2015 e R\$8.584 até 30 de junho de 2016, acrescido de atualização pelo IGPM de R\$3.263 totalizando R\$47.122.
 - Sistema de Transmissão Sapezal / Comodoro, energizado em 31 de outubro de 2013, com projeto e subsídio aprovado no montante de R\$32.254, por meio da Resolução Autorizativa nº 1.877 de 07 de abril de 2009. Foram recebidos R\$1.215 em 2014, R\$3.111 em 2015 e R\$1.273 até 30 de junho de 2016, totalizando R\$5.599. O saldo remanescente é de R\$26.655.
- (6) A Companhia reconheceu até 30 de junho de 2016, R\$8.200 como redutor de custo de energia comprada, referente aos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs) na modalidade de contratos por disponibilidade que possuem obrigação de entrega de um montante mínimo vinculado a estes contratos. Caso ocorra indisponibilidade de energia e/ou de geração verificada inferior à inflexibilidade da usina, os geradores ficam obrigados, conforme Procedimentos de Comercialização Vigentes, a compensar as Distribuidoras por meio de ressarcimentos.

O Despacho ANEEL nº 4.722, de 18 de dezembro de 2009, para aplicação nas publicações do exercício de 2009, trata nos itens 53 e 54, a respeito da contabilização do subsídio recebido pela concessionária, oriundo do fundo da CCC em virtude de obras que visam à desativação de usinas térmicas e consequente redução de óleo diesel no processo de geração de energia em nosso país.

O mencionado despacho determina que todos os valores já recebidos ou aprovados sejam registrados no grupo de contas “223 - Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica”. Dentro desse grupo é feita a segregação dos valores já efetivamente recebidos e dos valores pendentes de recebimento que já foram aprovados pelo órgão regulador.

A Companhia tem registrado os valores referentes a esse subsídio da seguinte forma:

Obra	Status	Valor aplicado	Valor sub-rogado	Recebido	Atualização	A receber	
						30/06/2016	31/12/2015
Sistema de Transmissão Juruena	em serviço	52.135	43.859	47.122	3.263	-	11.749
Sistema de Transmissão Sapezal / Comodoro	em serviço	45.166	32.254	5.599	-	26.655	27.928
Total		97.301	76.113	52.721	3.263	26.655	39.677
Circulante (Principal)						2.397	13.158
Circulante (Variação IGPM-M)						-	1.292
Total do Circulante						2.397	14.450
Não Circulante (Principal)						24.258	23.354
Não Circulante (Variação IGPM-M)						-	1.873
Total do Não circulante						24.258	25.227

12 Transações com partes relacionadas

A Companhia é controlada pela REDE ENERGIA S/A (57,67% do capital total), que por sua vez detém o controle acionário da Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S/A (EMS), Energisa Tocantins - Distribuidora de Energia S/A (ETO), Caiuá Distribuição de Energia S/A (Caiuá), Companhia Força e Luz do Oeste (CFLO), Companhia Nacional de Energia Elétrica (CNEE), Empresa de Distribuição de Energia Elétrica do Vale Paranapanema S/A (EDEV), Empresa Elétrica Bragantina S/A (EEB), Multi Energisa Serviços S.A (Multi Energisa), Companhia Técnica e Comercialização de Energia S/A (REDECOM), 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) (68,27%) que por sua vez é controlada pela Denerge Desenvolvimento Energético S/A (Denerge) (99,99%). Desde de 11 de abril de 2014 a Denerge é controlada pela Energisa (49,28%), BBPM Participações S/A (BBPM) (39,89%) e JQM Participações S/A (JQM) (10,81%). A BBPM passou a ser controlada pela Energisa (89,61%) e JQM com 10,38%. A Energisa controla a JQM (99,99%). Energisa S/A possui 15,03% e Denerge 11,79% da Rede Energia.

Transações efetuadas durante o período pela Companhia:

	Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição (Custo)	Serviços contratados (Despesa)
Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S/A. (1).	360	-
Energisa Soluções S.A. (2)	-	2.987
Multi Energisa Serviços S/A (3)	-	13.752
Energisa Soluções e Construções S.A. (2)	-	16.059
30/06/2016	360	32.798
31/12/2015	307	23.208

Relacionamento		30/06/2016	31/12/2015
----------------	--	------------	------------

SALDOS ATIVOS

Circulante

Consumidores e concessionárias:

Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S/A. (1).	Grupo Econômico	41	39
Total		41	39

Relacionamento		30/06/2016	31/12/2015
----------------	--	------------	------------

SALDOS PASSIVOS

Circulante

Fornecedores:

Energisa Soluções S.A. (2)	Grupo Econômico	248	2.995
Energisa Soluções e Construções S.A. (2)	Grupo Econômico	2.527	2.634
Multi Energisa Serviços S/A (3)	Grupo Econômico	525	5.002
Energisa Serviços Aéreos Aeroinspeção S/A (5)	Grupo Econômico	-	283

Empréstimos e financiamentos:

Eletrobrás (4)	Acionista não controlador	283.108	304.582
----------------	---------------------------	---------	---------

Total		286.408	315.496
--------------	--	----------------	----------------

(1) Energisa Mato Grosso do Sul S.A. - Contratos de compra e venda de energia elétrica

Os valores de custo e uso de conexão estão suportados por contratos que foram submetidos à aprovação da ANEEL e foram efetuados em condições usuais de mercado.

(2) Energisa Soluções S.A e Energisa Soluções e 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.

(3) Multi Energisa S.A. - Serviços Administrativos

Os contratos referem-se a serviços de CALL CENTER e Suporte a TI firmados junto à Multi Energisa Controladora Energisa S/A 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.

(4) Eletrobrás - Contratos de empréstimos e financiamentos

A Companhia possui contratos de empréstimos e financiamentos firmado com acionista não controlador (Eletrobrás) referente basicamente à repasses do Programa Luz para Todos. O detalhamento das taxas de juros e garantias, vide nota explicativa nº 18.

(5) Energisa Serviços Aéreos de Aeroinspeção S.A. - Serviços Aéreos de Prospecção usados nas linhas de alta tensão, subestações e nas redes de distribuição.

Remuneração dos Administradores

No período findo em 30 de junho de 2016, a remuneração dos membros do Conselho de Administração e Fiscal foi de R\$227 (R\$326 em 30 de junho de 2015) e da Diretoria foi de R\$793 (R\$975 em 30 de junho de 2015). Além da remuneração, a Companhia é patrocinadora dos benefícios da previdência privada, seguro saúde e seguro de vida para seus diretores, sendo a despesa no montante de R\$266 (R\$87 em 30 de junho de 2015). Os encargos sociais sobre as remunerações totalizaram R\$322 (R\$338 em 30 de junho de 2015).

A maior e a menor remuneração atribuídas a dirigentes e conselheiros relativas ao mês de junho de 2016, foram de R\$55 e R\$2 (R\$44 e R\$2 em 30 de junho de 2015), respectivamente. A remuneração média em 30 de junho de 2016 foi de R\$15 (R\$9 em 30 de junho de 2015).

Na AGE de 26 de abril de 2016, foi aprovado o limite global da remuneração anual dos administradores para o exercício de 2016 no montante de R\$7.448 (R\$6.928 para o exercício de 2015).

13 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, registrados segundo as normas dos CPC 32 e apresentado conforme normas do CPC 26.

A estimativa consolidada 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 no balanço:

	30/06/2016	31/12/2015
Ativo		
Prejuízo fiscal	14.711	26.230
Base negativa de contribuição social sobre o	20.667	24.809
Diferenças temporárias:		
Imposto de renda	161.650	193.713
Contribuição social sobre o lucro líquido	54.475	54.371
Total	251.503	299.123
Passivo		
Diferenças temporárias:		
Imposto de renda	(75.544)	(127.090)
Contribuição social	(27.185)	(45.752)
Total	(102.729)	(172.842)
Total líquido - ativo não circulante	148.774	126.281

A natureza dos créditos diferidos são como segue:

	30/06/2016		31/12/2015	
	Base de cálculo	IRPJ + CSSL	Base de cálculo	IRPJ + CSSL
Ativo				
Prejuízos fiscais	58.843	14.711	104.920	26.230
Base negativa da contribuição social sobre o lucro	229.630	20.667	275.666	24.809
Provisões para riscos cíveis, trabalhistas e fiscais	150.765	51.260	162.152	55.132
Provisão para créditos (PCLD e Daycoval)	338.536	115.102	385.919	131.212
Outras provisões (honorários e outras)	211.365	71.864	126.255	42.927
Outras adições temporárias	35.573	12.095	55.333	18.813
Ativo financeiro setorial líquido	(23.742)	(8.072)	(150.013)	(51.004)
IRPJ e CSSL sobre a parcela do VNR do contas a receber da concessão e atualizações	(186.112)	(63.278)	(154.830)	(52.642)
Encargos sobre reavaliação de ativos	(192.868)	(65.575)	(203.519)	(69.196)
Total - ativo não circulante	621.990	148.774	601.883	126.281

A seguir, as realizações dos créditos fiscais ativos:

Exercícios	Realização de créditos fiscais
2016	17.643
2017	27.703
2018	32.036
2019	21.434
2020	26.968
2021 a 2025	125.719
Total	251.503

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

	01/04/2016 a 30/06/2016	01/01/2016 a 30/06/2016	01/04/2015 a 30/06/2015	01/01/2015 a 30/06/2015
Resultado antes dos tributos sobre o lucro	9.116	41.108	85.712	78.962
Alíquota fiscal combinada	34%	34%	34%	34%
Imposto de renda e contribuição social calculados às alíquotas fiscais combinadas	(3.099)	(13.977)	(29.142)	(26.847)
Ajustes:				
Redução do imposto de renda e adicionais (*)	26.221	26.221	-	-
Outros adições/exclusões	318	582	(418)	(165)
Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro	23.440	12.826	(29.560)	(27.012)
Alíquota efetiva	-	31,20%	34,49%	34,21%

(*) A Companhia possui redução do imposto de renda e adicionais - Incentivo fiscal SUDENE- auferidos no período findo em 30 de junho de 2016 no montante de R\$26.221, registrado diretamente na demonstração de resultado do período na rubrica "imposto de renda e contribuição social corrente" de acordo com a Lei nº 11.638/07.

A Companhia possui redução do imposto de renda e adicionais. Em dezembro de 2014 obteve aprovação do Ministério da Integração Nacional do seu pedido de benefício fiscal de 75% para o período de 01 de janeiro de 2014 a 31 de dezembro de 2023 e o deferimento de seu pedido junto à Receita Federal - Ato Declaratório Executivo nº 17 - DRF/CBA, de 02 de fevereiro de 2015 e Laudo Constitutivo SUDAM nº 114/2014, que consiste na redução de até 75% do Imposto de Renda calculado sobre o lucro de exploração.

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.

14 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 a Companhia 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 2016, foi reconhecido em receita financeira - atualização das contas a receber da concessão - VNR o montante de R\$31.282 (R\$29.044 em 30 de junho de 2015).

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

Seguem as movimentações ocorridas no período/exercício:

Movimentação	30/06/2016	31/12/2015
Ativo financeiro custo corrigido - 31/12/2015 e 31/12/2014	1.074.263	878.868
Adições no período/exercício (*)	46.487	118.222
Baixas no período/exercício	(534)	(3.845)
Subtotal	1.120.216	993.245
Atualização contas a receber da concessão - VNR (**)	31.282	81.018
Ativo financeiro custo corrigido -30/06/2016 e 31/12/2015	1.151.498	1.074.263

(*) Transferência do intangível para o grupo de contas a receber da concessão;

(**) Os ativos são atualizados pela variação mensal do IPCA, índice para atualização da base de remuneração utilizada pelo regulador nos processos de reajustes tarifários. Possíveis variações decorrentes do critério de cálculo do VNR também são consideradas.

15 Investimentos

A Companhia mantém ativos não inclusos na base de remuneração tarifária, destinados à locação conforme abaixo:

	30/06/2016	31/12/2015
Terrenos	1.384	1.384
Edificações, obras civis e benfeitorias.	4.285	4.285
Outros investimentos	712	712
Depreciação acumulada	(149)	(149)
	6.232	6.232

16 Intangível e Imobilizado

	30/06/2016	31/12/2015
Imobilizado	17.694	10.349
Intangível - contrato de concessão	1.964.204	1.830.771
Total	1.981.898	1.841.120

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 31/12/2015	Adição	Transferências	Baixas (*)	Amortização/ Depreciação	Saldo 30/06/2016
Intangível em Serviço						
Custo	3.585.689	-	47.923	(5.767)	-	3.627.845
Amortização Acumulada	(1.597.269)	-	14.715	4.147	(90.462)	(1.668.869)
Subtotal	1.988.420	-	62.638	(1.620)	(90.462)	1.958.976
Em Curso	574.652	282.157	(74.558)	(71.622)	-	710.629
Total Intangível	2.563.072	282.157	(11.920)	(73.242)	(90.462)	2.669.605
(-) Obrigações vinculadas à concessão						
Em Serviço						
Custo	915.787	10.007	(8.518)	-	-	917.276
Amortização Acumulada	(277.701)	-	-	-	(23.460)	(301.161)
Subtotal	638.086	10.007	(8.518)	-	(23.460)	616.115
Em Curso	94.215	11.688	8.518	(25.135)	-	89.286
Total das Obrigações vinculadas à concessão	732.301	21.695	-	(25.135)	(23.460)	705.401
Total Intangível	1.830.771	260.462	(11.920)	(48.107)	(67.002)	1.964.204
Imobilizado em Serviço						
Edificações e benfeitorias	325	-	-	-	-	325
Máquinas e equipamentos	1.706	-	21.802	-	-	23.508
Veículos	38.310	-	-	-	-	38.310
Móveis e utensílios	107	-	5.282	-	-	5.389
Total do imobilizado em serviço	40.448	-	27.084	-	-	67.532
Depreciação acumulada:						
Edificações e benfeitorias	(142)	-	-	-	(4)	(146)
Máquinas e equipamentos	(182)	-	(11.660)	-	(1.255)	(13.097)
Veículos	(29.743)	-	-	-	(3.648)	(33.391)
Móveis e utensílios	(32)	-	(3.055)	-	(117)	(3.204)
Total Depreciação acumulada	(30.099)	-	(14.715)	-	(5.024)	(49.838)
Subtotal Imobilizado	10.349	-	12.369	-	(5.024)	17.694
Imobilizado em curso	-	449	(449)	-	-	-
Total do Imobilizado	10.349	449	11.920	-	(5.024)	17.694
	1.841.120	260.911	-	(48.107)	(72.026)	1.981.898

(*) Das baixas no montante de R\$48.107, R\$46.487 foi transferido para contas a receber da concessão e R\$1.620 refere-se a 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 exercício na rubrica de outras receitas (despesas) operacionais.

A infraestrutura utilizada pela Companhia nas suas operações é vinculada ao serviço público de geração, transmissão, distribuição, inclusive comercialização de energia elétrica, não podendo ser retirada, alienada, cedidas ou dada em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL nº 20/99, regulamenta a desvinculação da infraestrutura das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para sua desvinculação, quando destinada 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 está sendo efetuada pelo prazo da concessão com base nos benefícios econômicos gerados anualmente. A taxa média ponderada de amortização utilizada foi de 4,19% (4,05% 31 de dezembro de 2015).

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:	30/06/2016	31/12/2015
Contribuições do consumidor (1)	886.928	857.287
Participação da União - recursos CDE (2)	433.182	433.182
Participação do Governo do Estado (2)	9.348	9.348
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	62.685	52.119
(-) Amortização acumulada	(301.161)	(277.701)
Total	1.090.982	1.074.235
Alocação:		
Contas a receber da concessão	385.581	341.934
Infraestrutura - Intangível em serviço	616.115	638.086
Infraestrutura - Intangível em curso	26.601	42.096
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	62.685	52.119
Total	1.090.982	1.074.235

(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.

(2) As subvenções da União - recursos CDE e a participação do Governo do Estado, são provenientes da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE e estão destinados ao Programa Luz para Todos.

Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente

A ANEEL, através da REN n° 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 contabilizadas como Obrigações especiais. Anteriormente ao 3º ciclo esses valores eram contabilizados como receita operacional. A Companhia passou pelo 3º ciclo de revisão tarifária em 08 de abril de 2013 e, a partir dessa data, o faturamento das ultrapassagens de demanda passou a ser contabilizado na rubrica Obrigações Vinculadas à Concessão.

Até 30 de junho de 2016, o montante contabilizado naquela rubrica é de R\$62.685 (R\$52.119 em 31 de dezembro de 2015).

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.

Imobilizado

Taxas de depreciação praticadas pela Companhia são:

Taxas de depreciação do ativo imobilizado	30/06/2016
Edificações e benfeitorias	3,33%
Máquinas e equipamentos	16,24%
Veículos	14,29%
Móveis e utensílios	6,25%

17 Fornecedores

	30/06/2016	31/12/2015
Suprimento:		
Contratos Bilaterais (1)	526.107	614.294
Uso da rede básica (1)	9.756	8.887
CCEE	31.026	40.170
Energia livre	7.860	7.860
Materiais e serviços e outros (2)	52.265	69.385
Total	627.014	740.596
Circulante	373.413	428.471
Não Circulante	253.601	312.125

- (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, inclui o montante de R\$351.140 (R\$351.140 em 31 de dezembro de 2015) referente ao parcelamento dos débitos com Eletrobrás do repasse Itaipu, consolidado em agosto de 2014 em 60 parcelas, com taxa de juros de 115% do CDI, sendo nas 24 primeiras amortizado apenas os juros remuneratórios incidentes sobre o principal e nas 36 parcelas finais será amortizado o principal.

Movimentação ELB repasse Itaipú	30/06/2016	31/12/2015
Parcelamento	351.140	351.140
Juros	26.643	50.433
Amortização	(26.643)	(50.433)
Total	351.140	351.140
Circulante	97.539	39.015
Não Circulante	253.601	312.125

- (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.

18 Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas.

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

	30/06/2016	31/12/2015
Empréstimos e Financiamentos - moeda nacional	1.400.332	954.831
Empréstimos e financiamentos - moeda estrangeira	10.691	20.116
Encargos de dívidas - moeda nacional	12.549	3.795
Encargos de dívidas - moeda estrangeira	21	29
(-) Custos a amortizar	(3.331)	-
(-) Marcação a mercado de dívidas	(52)	(299)
Total	1.420.210	978.472
Circulante	146.343	113.739
Não Circulante	1.273.867	864.733

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

Empresa / Operação	Total		Encargos Financeiros Anuais	Vencimento	Periodicidade Amortização	Taxa efetiva de juros (4)	Garantias (1)
	30/06/2016	31/12/2015					
FIDIC Grupo Energisa IV	354.228	354.197	TR + 7,00% a.a.	out/34	Mensal	4,38%	F
FIDIC I I Grupo Energisa	486.476	-	CDI + 0,70% a.a.	mai/31	Mensal	7,07%	F
CCB - JP Morgan	-	21.085	CDI + 2,00% a.a.	mai/17	Mensal	7,72%	F
CCB - Santander	32.352	32.335	CDI + 2,28% a.a.	jun/17	Mensal	7,85%	F + A
CCB - Bank of China	32.423	30.027	CDI + 2,5%	nov/16	Final	7,96%	A
FINAME - Safra	-	28	TJLP + 3,90 a 6,50% a.a.	abr/16	Mensal	5,61% a 6,88%	-
Luz para Todos I - Eletrobrás	138.922	160.391	6,00 a 8,00% a.a. (Pré)	ago/22	Trimestral	2,96% 3,92%	-
Luz para Todos II - Eletrobrás	144.186	144.191	SELIC	nov/19	Mensal	6,73%	-
Repasse BNDES - Bradesco (3)	63.523	62.855	TJLP + 3,96% a 4,26% a.a.	nov/21	Mensal	5,64% a 5,79%	A
Repasse BNDES - Itaú (3)	58.580	57.964	TJLP + 3,96% a 4,26% a.a.	nov/21	Mensal	5,64% a 5,79%	A
Repasse BNDES - Bradesco (3)	53.164	49.710	SELIC + 4,34%	nov/21	Mensal	8,88%	A
Repasse BNDES - Itaú (3)	49.027	45.843	SELIC + 4,34%	nov/21	Mensal	8,88%	A
(-)Custo de captação incorrido na contratação	(3.331)	-					
Total em Moeda Nacional	1.409.550	958.626					
Resolução 4131-Bank of America ML (1)	10.712	20.145	Libor + 1,50% a.a.	mai/17	Mensal	-16,42%	D
(-) Marcação à Mercado de Dívida (2)	(52)	(299)					
Total em Moeda Estrangeira	10.660	19.846					
Total Energisa Mato Grosso	1.420.210	978.472					

A = Aval Energisa S.A., C= Depósito e caução, D=Fiança, F=Receíveis.

- (1) Os contratos em moeda estrangeiras possuem proteção de swap cambial e instrumento financeiros derivativos (vide nota explicativa nº 29).

- (2) 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” (vide nota explicativa nº 29).
- (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\$325.030, 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 controladora final 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 contatos da data de emissão das debentures de 7ª emissão da controladora final Energisa S.A.

Até 30 de junho de 2016 foram liberados R\$216.167, referente à 1ª tranche do programa do Acordo de Investimentos. Esses recursos serão destinados à expansão e modernização do sistema de distribuição de energia elétrica na área de concessão da Companhia, além de investimentos na aquisição de máquinas e equipamentos e investimentos sociais não contemplados nos licenciamentos ambientais.

Os contratos junto ao BNDES 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 29 - 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.

- (4) Para as dívidas em moeda estrangeira, inclui variação cambial.

Os financiamentos obtidos junto ao Finame estão garantidos pelos próprios equipamentos financiados.

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

Os contratos de empréstimos possuem cláusulas restritivas que em geral, requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis. O descumprimento desses níveis pode implicar em vencimento antecipado das dívidas.

A Companhia possui Covenants para os contratos Bank of America e Santander, na qual possui 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 final Energisa S.A. O descumprimento desses níveis pode implicar em vencimento antecipado das dívidas (vide nota explicativo nº 29 - Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos). Em 30 de junho de 2016, as exigências contratuais foram cumpridas, entretanto, cabe esclarecer que o Bank of America e o Banco Santander em correspondências expedida em 29/06/2016 e 21/06/2016, respectivamente, suspenderam a aplicação dos indicadores financeiros durante o período de 30 de junho de 2016 a 30 de junho de 2017 - Banco of America e o Banco Santander a partir de 30 de junho de 2016 e vigência até 31 de março de 2018.

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

Moeda/indicadores	30/06/2016	31/12/2015
US\$ x R\$	-17,80%	47,01%
TJLP	3,68%	7,00%
SELIC	6,73%	13,32%
CDI	6,72%	13,24%
LIBOR	0,63%	0,29%
TR	0,94%	1,80%

Em 30 de junho de 2016, os empréstimos de longo prazo têm seus vencimentos assim programados:

	30/06/2016
2017	72.587
2018	139.449
2019	114.720
2020	60.939
Após 2020	886.172
Total	1.273.867

Seguem as movimentações ocorridas no período/exercício:

Descrição	30/06/2016	31/12/2015
Saldos em 31/12/2015 e 31/12/2014	978.472	801.069
Novos empréstimos e financiamentos obtidos	515.600	315.761
Custos Apropriados	(3.613)	-
Encargos de dívidas - juros, variação monetária e cambial	60.854	83.493
Marcação a Mercado das Dívidas	247	(299)
Pagamento de principal	(84.357)	(147.734)
Pagamento de juros	(46.993)	(73.818)
Saldos em 30/06/2016 e 31/12/2015	1.420.210	978.472
Circulante	146.343	113.739
Não circulante	1.273.867	864.733

Os custos de captações dos financiamentos a serem amortizados nos exercícios subsequentes é como segue:

Contratos	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2018 em diante	Total
Banco Itaú BBA - BNDES	308	615	2.408	3.331
Total	308	615	2.408	3.331

19 Debêntures (não conversíveis em ações)

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

Descrição	30/06/2016	31/12/2015
Debentures - moeda nacional	346.487	458.933
(-) custos de captação incorridos na captação	(2.223)	(2.693)
Total	344.264	456.240
Circulante	71.594	60.630
Não Circulante	272.670	395.610

Operações	Total		Emissão	Nº de Títulos Emitidos / circulação	Rendimentos	Vencimento	Amortização	Taxa efetiva de juros
	30/06/2016	31/12/2015						
5ª Emissão	344.264	456.240	15/05/20 14	45.000 / 45.000	CDI + 2,28%a.a	Mai/21	Mensal após jun 2016	7,85%
Total	344.264	456.240						

(1) Inclui R\$2.223 (R\$2.693 em 31 de dezembro de 2015) referente a custos de captação incorridos na contratação.

As debêntures possuem cláusulas restritivas que em geral, requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis. Essa garantia é estruturada a partir de indicadores estabelecidos pelo controlador final (Energisa S.A.). O descumprimento desses níveis pode implicar em vencimento antecipado das dívidas (vide nota explicativo nº 29 - Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos). Em 30 de junho de 2016, as exigências contratuais foram cumpridas, entretanto, cabe esclarecer que os debenturistas da 5ª emissão em correspondências de 29/06/2016 suspendeu a aplicação dos indicadores financeiros durante o período de 30 de junho de 2016 a 30 de junho de 2017 e, estabeleceram novos indicadores para os trimestres subsequentes.

Em 30 de junho de 2016, as debêntures classificadas no não circulante têm seus vencimentos assim programados:

	30/06/2016
2017	34.809
2018	69.618
2019	69.618
2020	69.618
Após 2020	29.007
Total	272.670

Seguem as movimentações ocorridas no período/exercício:

Descrição	30/06/2016	31/12/2015
Saldos em 31/12/2015 e 31/12/2014	456.240	494.052
Encargos de dívidas - juros, variação monetária e cambial.	29.902	71.133
Recuperação de debêntures 5ª emissão (2016) e 2ª emissão (2015)	(100.000)	(34.646)
Pagamento de principal	(5.840)	(5.544)
Pagamento de juros	(36.038)	(68.755)
Saldos em 30/06/2016 e 31/12/2015	344.264	456.240
Circulante	71.594	60.630
Não circulante	272.670	395.610

Em 04 de janeiro de 2016 e em 23 de março de 2016 a Companhia efetuou o resgate de 10.000 debêntures de sua 5ª emissão com o pagamento de liquidações aos debenturistas de R\$100.000 de principal e de R\$3.800 de juros, totalizando R\$103.800. Em 07 de maio de 2015, a Companhia resgatou a totalidade das debentures de 2ª emissão no montante de R\$34.646.

Os custos de captações das debêntures a serem amortizados nos exercícios subsequentes é como segue:

Contratos	2016	2017	2018 em diante	Total
Debêntures 5ª Emissão	407	813	1.003	2.223
Total	407	813	1.003	2.223

20 Financiamento por arrendamento mercantil

Operações	Total	
	30/06/2016	31/12/2015
CESSNA FINANCE (1) e (2)	35.805	46.744
Total em moeda Estrangeira	35.805	46.744
Total	35.805	46.744
Circulante	6.636	9.471
Não Circulante	29.169	37.273

(1) Contratos com incidência de Caução no montante de R\$10.137 em 30 de junho de 2016 (R\$12.000 em 31 de dezembro de 2015), contabilizado na rubrica Cauções e Depósitos Vinculados.

(2) Inclui variação cambial.

A Companhia possui aeronave no montante de R\$5.353 (R\$8.079 em 31 de dezembro de 2015), líquido de depreciação, registrados no ativo imobilizado, adquiridos através de contrato de arrendamento mercantil, que possui cláusulas de opção de compra, com prazo de duração de 10 anos e taxas de juros conforme abaixo:

Condições contratuais do arrendamento mercantil em 30 de junho de 2016:

Operação	Vencimento	Características da Operação			Custo da Dívida		
		Periodicidade Amortização	Garantias Reais	Prazo Médio meses	Indexador	Taxa de Juros a.a.	TIR (Taxa efetiva de juros)
CESSNA FINANCE	29/09/2020	Trimestral	Depósito Caução	120	USD	6,75%	-14,48%

Durante o período findo em 30 de junho de 2016, a Companhia em atendimento ao CPC-06 (R1) (Operação de Arrendamento Mercantil), reconheceu os montantes de R\$2.726 (R\$5.452 em 31 de dezembro de 2015), como despesa de depreciação e de R\$1.633 (R\$3.275 em 31 de dezembro de 2015) como despesa financeira referente aos encargos dos contratos.

A liquidação dos contratos em moeda estrangeira no montante de R\$35.805 (R\$46.744 em 31 de dezembro de 2015), será finalizada em 29 de setembro de 2020.

Em 30 de junho de 2016, os contratos classificados no não circulante têm seus vencimentos assim programados:

	30/06/2016
2017	4.488
2018	8.975
2019	8.975
2020	6.731
Total	29.169

Seguem as movimentações ocorridas no período/exercício:

Descrição	30/06/2016	31/12/2015
Saldos em 31/12/2015 e 31/12/2014	46.744	35.925
Encargos de dívidas - juros, variação monetária e cambial	(6.471)	19.653
Pagamento de principal	(2.835)	(5.559)
Pagamento de juros	(1.633)	(3.275)
Saldos em 30/06/2016 e 31/12/2015	35.805	46.744
Circulante	6.636	9.471
Não circulante	29.169	37.273

21 Tributos e Contribuições Sociais

21.1 Impostos e contribuições sociais correntes

	30/06/2016	31/12/2015
Imposto s/ Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	72.418	97.817
Encargos sociais	5.034	5.529
CSLL	328	-
Contribuições ao PIS e a COFINS	25.381	37.008
Imposto de Renda Retido na Fonte - IRRF	450	1.072
Outros	3.074	3.905
Total	106.685	145.331
Circulante	102.814	142.043
Não Circulante	3.871	3.288

21.2 Parcelamentos de impostos

	30/06/2016	31/12/2015
ICMS (1)	1.483	2.897
Total II	1.483	2.897
Circulante	1.483	2.897
Total Geral - Circulante	104.297	144.940
Total Geral - Não Circulante	3.871	3.288

- (1) Em setembro de 2013, a Companhia consolidou junto a Secretaria de Fazenda - SEFAZ, parcelamento de ICMS sobre a demanda contratada de energia elétrica, conforme Processo 597481-2013 em 36 parcelas mensais e consecutivas. O valor de cada parcela será atualizada pelo IGP-DI, sendo a primeira parcela paga em 13 de setembro de 2013 e a última será paga em agosto de 2016.

Segue a movimentação dos parcelamentos:

ICMS	30/06/2016	31/12/2015
Saldos em 31/12/2015 e 31/12/2014	2.897	5.899
Juros	99	720
Amortização	(1.513)	(3.722)
Saldos em 30/06/2016 e 31/12/2015	1.483	2.897

22 Provisões para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais

A Administração da Companhia, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos, constituiu provisão para riscos de natureza trabalhistas, cíveis e fiscais, como segue:

	Trabalhistas	Cíveis	Fiscais	30/06/2016	31/12/2015
Saldos em 31/12/2015 e 31/12/2014	11.605	128.956	21.591	162.152	208.980
Provisão contingências	2.531	20.038	-	22.569	91.449
Reversões de provisões	(4.425)	(18.782)	-	(23.207)	(104.423)
Pagamentos realizados	(1.055)	(17.867)	-	(18.922)	(48.667)
Atualização monetária	461	6.236	1.476	8.173	14.813
Saldos em 30/06/2016 e 31/12/2015	9.117	118.581	23.067	150.765	162.152
Depósitos judiciais				(4.870)	(3.086)

Perdas prováveis:

Trabalhistas

A maioria dessas ações tem por objeto discussões sobre recebimento de horas extras, adicional de periculosidade, horas de sobreaviso, indenizações por danos decorrentes de acidente no trabalho, em sua grande maioria relacionada a ex-empregados de prestadores de serviços contratados pela Companhia reclamando responsabilidade solidária por verbas rescisórias, FGTS e demais verbas contratuais/legais.

No período foram constituídas cerca de R\$2.531 de aumento de provisões, principalmente relacionadas a novas ações e ao incremento do risco em ações existentes, devido à movimentação processual, basicamente envolvendo as discussões sobre o recebimento de horas extras, adicional periculosidade, sobreavisos. Entretanto a Companhia realizou pagamentos da ordem de R\$1.055, e por consequência reverteu provisões de R\$4.425. Estes arquivamentos de processos estão basicamente relacionados às ações de empregados que discutiam o recebimento de horas extras e de sobreaviso, bem como de ações relacionadas a indenizações de danos morais e materiais, decorrentes de acidentes de trabalho, todas em estágio avançado de tramitação e já julgadas desfavoravelmente à Companhia, encerradas por acordo de pagamento.

Cíveis

Nos processos cíveis discutem-se principalmente sobre o valor de contas de energia elétrica, em que o consumidor requer a revisão ou o cancelamento da fatura; a cobrança de danos materiais e morais pelo consumidor, decorrentes da suspensão do fornecimento de energia elétrica por falta de pagamento, por

irregularidades nos medidores de energia elétrica ou decorrentes de variações na tensão elétrica ou de falta momentânea de energia.

As provisões cíveis no período foram incrementadas em mais R\$20.038, principalmente relacionadas a novas ações e ao agravamento do risco em ações existentes, devido à movimentação processual, basicamente envolvendo as discussões com consumidores, sobre os valores que compõe as faturas das notas fiscais/conta de energia elétrica e suspensão de fornecimento, bem como danos materiais e morais decorrentes de acidentes na rede elétrica. Entretanto a Companhia realizou pagamentos da ordem de R\$17.867, e por consequência reverteu provisões de R\$18.782. Estes arquivamentos de processos estão basicamente relacionados às ações envolvendo questionamento dos valores nas faturas, danos decorrentes de variações na tensão elétrica e danos materiais e morais decorrentes de acidentes na rede elétrica, todas em estágio avançado de tramitação e já julgadas desfavoravelmente à Companhia, encerradas por acordo de pagamento.

Fiscais

Refere-se a discussões relacionadas a Cofins, PIS, INSS, ISS, ICMS e CSLL. Os processos encontram-se com a exigibilidade de seus créditos suspensa, seja por estarem em trâmite os processos administrativos, seja porque se encontram devidamente garantidas as execuções fiscais em andamento.

No período findo em 30 de junho de 2016 foi contabilizado atualização monetária de R\$1.476, registrado em outras despesas financeiras da na demonstração do resultado do período.

Principais processos:

.Auto de infração lavrado pela Secretaria da Fazenda do Estado de Mato Grosso, no montante de R\$10.878 (R\$10.182 em 31 de dezembro de 2015), com exigência de valores relativos à devolução de ICMS incidentes sobre a demanda medida no período de janeiro a dezembro de 2009 por falta de inclusão da base de cálculo de ICMS das contribuições de PIS e COFINS.

. Auto de infração lavrado pela Secretaria da Fazenda do Estado de Mato Grosso, com montante de R\$12.141 (R\$11.364 em 31 de dezembro de 2015), relativos à devolução indevida de ICMS incidente sobre a demanda medida do período de janeiro de 2010 a dezembro de 2013.

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.

Perdas possíveis:

A Companhia possui processos de naturezas trabalhistas, cíveis e fiscais em andamento em um montante total de R\$1.041.980 (R\$769.593 em 31 de dezembro de 2015), cuja probabilidade de êxito foi estimada pelos consultores jurídicos como possível, não requerendo a constituição de provisão.

O aumento refere-se, basicamente, a alteração de prognóstico, atualização monetária da base de ativos e novos entrantes no período, conforme será detalhado adiante por natureza.

Trabalhistas

As ações judiciais de natureza trabalhista no montante de R\$30.754 (R\$28.649 em 31 de dezembro de 2015) têm como objeto o pleito de horas extras, de adicional de periculosidade, horas de sobreaviso, indenizações por danos decorrentes de acidente de trabalho, bem como a responsabilidade subsidiária da Companhia em relação às verbas referentes aos contratos de trabalho firmados entre as empresas que lhe prestam serviços e seus empregados.

O aumento registrado no período findo em 30 de junho de 2016 foi de R\$2.105, envolve movimentações relacionadas à entrada de novos processos, alterações de provisão, reversão e atualização monetária e mudanças/alterações de prognósticos.

Cíveis

As ações judiciais de natureza cível, cujo montante é de R\$176.500 (R\$166.520 em 31 de dezembro de 2015), têm majoritariamente os seguintes objetos: (i) revisão ou o cancelamento de faturas de energia elétrica em razão da incerteza de seu valor; (ii) indenizações por danos materiais e morais decorrentes da suspensão do

fornecimento de energia elétrica por falta de pagamento, por irregularidades nos aparelhos de medição, de variações de tensão elétrica, ou de falta momentânea de energia; e (iii) multas regulatórias originárias de procedimentos de fiscalização do poder concedente que encontram-se em processo de defesa administrativa.

O aumento refere-se, basicamente, alteração de prognósticos, atualização monetária da base de ativos e novos entrantes no período, conforme será detalhado adiante por natureza.

Principais processos:

. Ação de indenização, no montante de R\$64.858 (R\$61.454 em 31 de dezembro de 2015), ajuizada por Conel Construções Elétricas Ltda, com o objetivo de obter ressarcimento por danos materiais e morais fundamentada em suposta rescisão imotivada pela ré do contrato de prestação de serviços.

. Ação de indenização, no montante de R\$36.755 (R\$34.825 em 31 de dezembro de 2015), movida por Dyego Rodrigo Barbosa Duarte e Darlene Pereira de Alencar, com o objetivo de obter ressarcimento de valores em razão de onerosidade excessiva dos contratos de prestação de serviço e de descumprimento de obrigações previstas nos contratos.

Fiscais

As ações de natureza fiscal e tributária no montante de R\$834.726 (R\$574.424 em 31 de dezembro de 2015), referem-se basicamente, aos seguintes objetos: (i) ICMS incidente sobre a demanda de energia; (ii) compensação e aproveitamento de créditos de ICMS; (iii) diferencial de alíquota; e (iv) imposto sobre serviços de qualquer natureza (ISSQN) na figura de substituto tributário dos municípios, entre outros.

A variação ocorrida no período refere-se a inclusão de novos processos e atualização monetária.

Principais processos:

. Auto de infração lavrado pela Secretaria da Fazenda do Estado de Mato Grosso, com montante envolvido de R\$57.182, com cobrança de ICMS relativo ao período de janeiro de 2010 a janeiro de 2012, sob o fundamento de que a Companhia supostamente teria se apropriado indevidamente de crédito fiscal relativo ao diferencial de alíquota pelas aquisições de bens destinados ao ativo permanente.

. Ação Anulatória no montante envolvido de R\$45.869 (R\$42.934 em 31 de dezembro de 2015) objetivando a declaração de nulidade dos débitos cobrados no processo administrativo referente à autuação fiscal invalidando tomada de ICMS referente ao diferencial de alíquota (DIFAL) decorrente da aquisição de mercadorias para compor o ativo permanente da empresa no período de janeiro de 2008 a janeiro de 2010. Exigibilidade do crédito encontra-se suspensa em virtude de seguro garantia apresentado.

. A Companhia possui processos envolvendo ICMS sobre a demanda de energia, de compensação de débitos fiscais, com investimentos realizados pela Companhia no sistema elétrico, no âmbito dos Decretos Estaduais n°s 1.171/2012 e 2.042/2013 (Lei da Copa).

Com relação ao processo referente à incidência do ICMS sobre a demanda de energia, que deixou de ser arrecadado em virtude de decisões judiciais determinando a suspensão da exação, anteriormente obtidas por consumidores, a Companhia vem mantendo discussões com a Secretaria da Fazenda do Mato Grosso, após a cassação das referidas decisões judiciais e restabelecimento da exação, de modo a compor a forma mais eficaz de, atuando como agente intermediário entre o Estado e os consumidores derrotados no questionamento judicial, propiciar meios de o Estado obter a arrecadação do tributo. As discussões envolvem consumidores industriais e comerciais organizados por seus respectivos órgãos de classe, que representam os principais devedores do ICMS sobre demanda, para construção de proposta conjunta a ser levada ao Estado, que permita o recolhimento do tributo em plano de parcelamento específico, preferencialmente mediante adesão direta pelos consumidores. Em 30 de junho de 2016, o processo de ICMS sobre demanda montava em R\$608.236 (R\$569.027 em 31 de dezembro de 2015), para o qual a Companhia não constituiu provisão baseada na avaliação de seus consultores jurídicos.

A proposta alinhada entre a Companhia e representantes dos principais consumidores, será levada ao Estado no curto prazo, para discussão e aprovações legislativas necessárias.

Autuação fiscal da Secretaria de Fazenda do Estado de Mato Grosso, no montante de R\$215.375, invalidando transferência de crédito relativa ao contrato de cessão de crédito celebrado entre a Companhia e DUNAX, na apuração do ICMS devido mensalmente. Alegação: (i) suposto recolhimento a menor do ICMS, por ter apropriado

crédito fiscal em montante superior ao permitido pela legislação; e (ii) ausência de enquadramento ao convênio ICMS 85/2011.

O julgamento da Companhia é baseado na opinião de seus consultores jurídicos e as provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações circunstanciais tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inscrições fiscais ou exposições identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais.

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.

23 Encargos setoriais e Incorporação de Redes

23.1 Taxas Regulamentares

	30/06/2016	31/12/2015
Quota Reserva Global de Reversão - RGR	51.708	51.708
Quota - Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	100.015	100.015
Total	151.723	151.723
Circulante	42.870	17.751
Não circulante	108.853	133.972

Em 12 de agosto de 2014, o parcelamento dos débitos em atraso da RGR e CDE foi consolidado em 60 parcelas, com aplicação da taxa Selic, sendo nas 24 primeiras, amortizado apenas os juros remuneratórios incidentes sobre o principal e nas 36 parcelas finais, será amortizado o principal. Os débitos em atraso referente ao Proinfa e CCC foram divididos em 12 parcelas iguais e consecutivas com incidência da variação mensal da taxa de juros Selic.

Segue a movimentação no período/exercício:

Movimentação	30/06/2016	31/12/2015
Parcelamento RGR, CDE, CCC e PROINFA	151.723	273.747
Juros	9.869	21.571
Amortização	(9.869)	(143.595)
Total Parcelamento	151.723	151.723

23.2 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, nº 11.465 e nº 12.212, de 15 de março de 2004, 28 de março de 2007 e 20 de janeiro de 2010, respectivamente.

	30/06/2016	31/12/2015
Quota - Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	34.875	52.572
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	972	1.031
Ministério de Minas e Energia - MME	486	515
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	49.477	45.257
Programa de Eficiência Energética - PEE	85.292	77.611
Total	171.102	176.986
Circulante	70.332	91.143
Não Circulante	100.770	85.843

A atualização das parcelas referentes aos PEE e P&D é efetuada pela taxa de juros SELIC, de acordo com as Resoluções Normativas ANEEL n° 176, de 28 de novembro de 2005, n° 219, de 11 de abril de 2006, n° 300, de 12 de fevereiro de 2008, n° 316, de 13 de maio de 2008, n° 504, de 14 de agosto de 2012 e n° 556, de 18 de junho de 2013 e Ofício Circular n° 1.644/2009-SFF/ANEEL, de 28 de dezembro de 2009.

Por meio da Resolução Normativa n° 316, de 13 de maio de 2008, alterada pela REN n° 504 de 14 de agosto de 2012 e n° 556 de 18 de junho de 2013, a ANEEL estabeleceu novos critérios para cálculo, aplicação e recolhimento dos recursos do programa de eficiência energética. Dentre 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.

Total dos encargos setoriais (taxas regulamentares e obrigação do PEE)	30/06/2016	31/12/2015
Circulante	113.202	108.894
Não Circulante	209.623	219.815

23.3 Incorporação de Redes

As Resoluções Normativas da ANEEL n.º 223/2003, n.º 229/2006, n.º 238/2006, n.º 250/2007, n.º 368/2009, n.º 414/2010 e n.º 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.

O prazo de universalização de energia elétrica em áreas rurais em Mato Grosso foi prorrogado para 2020. A revisão do cronograma foi aprovada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por meio da Resolução Homologatória n° 1993, publicada no Diário Oficial da União (DOU) do dia 15 de dezembro de 2015.

As incorporações de redes particulares em 30 de junho de 2016 montam em R\$284.281 (R\$256.362 em 31 de dezembro de 2015), dos quais R\$71.200 estão classificados como circulante (R\$71.200 em 31 de dezembro de 2015).

O aumento do valor a ser pago aos consumidores ocorreu em função do aumento de novos projetos a incorporar além da atualização dos saldos já constituídos.

Descrição	30/06/2016	31/12/2015
Saldos em 31/12/2015 e 31/12/2014	256.362	252.596
Adição ocorridas no período/exercício	16.165	33.111
Atualização monetária	24.167	33.914
Baixas realizadas no período/exercício (*)	(12.413)	(63.259)
Saldos em 30/06/2016 e 31/12/2015	284.281	256.362
Circulante	71.200	71.200
Não circulante	213.081	185.162

(*) No trimestre findo em 30 de junho de 2016 foram pagos R\$12.413 (R\$47.551 em 31 de dezembro de 2015 e R\$15.708 de processos indeferidos).

24 Outras contas a pagar

	30/06/2016	31/12/2015
Valores e encargos a recuperar tarifa - TUSD	12.201	12.201
Auto de infração	4.466	6.506
Adiantamento de consumidores	3.572	2.477
Encargos tarifários	3.621	3.622
Arrecadação de terceiros a repassar	682	637
Entidades seguradoras - prêmios de seguros	46	1.702
Outros credores	12.498	8.915
	37.086	36.060
Circulante	22.081	20.381
Não circulante	15.005	15.679

25 Patrimônio líquido

25.1. Capital Social

O capital social, subscrito e integralizado é de R\$1.118.910 (R\$1.118.910 em 31 de dezembro de 2015) e está representado por 58.782 mil ações ordinárias (58.782 mil em 31 de dezembro de 2015) e 111.546 mil ações preferenciais (111.546 mil em 31 de dezembro de 2015), todas nominativas sem valor nominal.

Independentemente de modificação estatutária, o capital social poderá ser aumentado em até o limite de 450.000 ações, sendo até 150.000 em ações ordinárias e até 300.000 em ações preferenciais.

25.2. Reserva de lucros - redução de imposto de renda

A Companhia por atuar no setor de infraestrutura na região Centro Oeste, obteve a redução (75% do imposto calculado sobre o lucro da exploração) do imposto de renda devido para fins de investimentos em projetos de ampliação da sua capacidade instalada, conforme determina o artigo 551, § 3º, do Decreto nº 3.000, de 26 de março de 1999.

Esta redução foi aprovada para o período de 2014 a 2023, Ato Declaratório Executivo nº 17 - DRF/CBA - Laudo Constitutivo da SUDAM nº 114/2014, que impôs algumas obrigações e restrições:

- (i) O valor apurado como benefício não pode ser distribuído aos acionistas;
- (ii) O valor deve ser contabilizado como reserva de lucros e capitalizado até 31 de dezembro do ano seguinte à apuração e/ou utilizado para compensação de prejuízos; e
- (iii) O valor deve ser aplicado em atividades diretamente relacionadas com a atividade de distribuição de energia elétrica na área de concessão da Companhia.

A partir da edição da Lei nº 11.638/07 e Lei 11.941/09 os incentivos fiscais passaram a ser contabilizados no resultado do exercício com posterior transferência para reservas de lucros - reserva de redução de imposto de renda. No período findo em 30 de junho de 2016 a Companhia apurou R\$26.221 de cálculo do Lucro da Exploração.

25.3. Dividendos

Em Assembleia Geral de Acionistas, realizada em 26 de abril de 2016, foi deliberada a distribuição dos dividendos no montante de R\$14.771, correspondente a R\$0,086723 por ação ordinária e preferencial, já tendo sido antecipados e quitados em 07 de agosto de 2015 o valor de R\$14.528 (R\$0,085295 por ação). O dividendo complementar, no montante de R\$243 (R\$0,00142767085 por ação), foi quitado em 27 de junho de 2016, com base na posição acionária na data referida Assembleia.

A ANEEL por meio da Resolução Autorizativa nº 4.463/2013 aprovou o Plano de Recuperação da Distribuidora, tendo, dentre outros, estabelecido a limitação de distribuição de dividendos em 25%. Caso a Companhia pretenda distribuir dividendos acima do mínimo exigido pela legislação deve solicitar anuência prévia a ANEEL.

26 Receita operacional

	30/06/2016				30/06/2015			
	Não revisado pelos auditores independentes		01/04/2016 à 30/06/2016	01/01/2016 à 30/06/2016	Não revisado pelos auditores independentes		01/04/2015 à 30/06/2015	01/01/2015 à 30/06/2015
	Nº de consumidores	MWh	R\$	R\$	Nº de consumidores	MWh	R\$	R\$
Residencial	1.012.351	1.310.120	418.903	859.453	995.038	1.234.055	430.641	767.308
Industrial	21.451	374.886	133.445	254.339	22.915	436.135	209.904	347.412
Comercial	93.483	786.726	275.123	556.394	95.820	785.051	301.692	529.193
Rural	166.296	474.108	119.262	228.087	164.200	407.039	105.815	193.086
Poder Público	11.872	181.017	61.610	116.135	11.779	168.880	62.344	102.853
Iluminação Pública	851	160.463	23.219	47.532	824	163.139	28.401	47.974
Serviço Público	1.254	93.274	27.409	55.088	1.220	88.804	28.354	47.745
Consumo Próprio	304	5.217	-	-	291	4.901	-	-
Subtotal	1.307.862	3.385.811	1.058.971	2.117.028	1.292.087	3.288.004	1.167.151	2.035.571
Suprimento	-	224.431	19.407	19.407	-	491.889	89.163	193.715
Fornecimento Não Faturado Líquido	-	(38.951)	(5.077)	(19.108)	-	(2.519)	(7.768)	41.773
Disponibilização do sistema de transmissão e de distribuição	121	-	88.491	175.022	87	-	52.512	89.809
Receita de construção (1)	-	-	152.784	248.823	-	-	122.927	197.126
Subvenções vinculadas ao serviço concedido	-	-	61.579	111.567	-	-	46.343	110.570
(-) Ultrapassagem Demanda	-	-	(2.784)	(3.656)	-	-	(1.631)	(2.723)
(-) Excedentes de Reativos	-	-	(5.434)	(6.910)	-	-	(3.352)	(5.644)
Constituição e Amortiz. CVA Ativa e Passiva (2)	-	-	(59.939)	(127.356)	-	-	88.905	55.761
Outras receitas operacionais	-	-	2.049	9.088	-	-	7.666	15.079
Total - receita operacional bruta	1.307.983	3.571.291	1.310.047	2.523.905	1.292.174	3.777.374	1.561.916	2.731.037
Deduções da receita operacional								
ICMS	-	-	271.988	541.705	-	-	282.737	495.265
PIS	-	-	19.338	37.815	-	-	23.592	41.521
COFINS	-	-	89.070	174.177	-	-	108.664	191.247
ISS	-	-	94	183	-	-	162	185
Deduções Bandeiras Tarifárias - CCRBT (3)	-	-	(256)	98	-	-	89.526	135.664
Programa de Eficiência Energética - PEE	-	-	3.290	6.414	-	-	3.840	6.980
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	111.420	223.608	-	-	157.719	208.369
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	-	-	3.290	6.414	-	-	3.840	6.980
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TSFEE	-	-	993	1.913	-	-	-	-
Total - deduções da receita operacional	-	-	499.227	992.327	-	-	670.080	1.086.211
Total - receita operacional líquida	1.307.983	3.571.291	810.820	1.531.578	1.292.174	3.777.374	891.836	1.644.826

(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 a montante de ativo e passivo financeiro setorial reconhecido no resultado do período findo em 30 de junho de 2016, de acordo com a Deliberação CVM nº 732/14.

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, 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 às bandeiras tarifárias no período findo em 30 de junho de 2016, foram de R\$60.589 (R\$ 136.347 em 30 de junho de 2015), tendo sido repassados a CCRBT - Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias o montante de R\$98 (R\$135.664 em 30 de junho de 2015). Dessa forma, o efeito líquido das bandeiras tarifárias no resultado das Companhias no 1º semestre de 2016 foi de R\$60.491 (R\$683 em 30 de junho de 2015).

- (3) Em 30 de junho de 2015, o “reembolso do Fundo CDE - bandeira tarifária” foi originalmente registrado na demonstração do resultado na rubrica “energia elétrica comprada para revenda”. Para fins de comparabilidade, a Companhia reclassificou o montante de R\$683 para a rubrica “Deduções bandeiras tarifárias - CCRBT”.

Para os meses de janeiro a junho de 2016 e 2015 a Anel já homologou os valores conforme abaixo:

Meses	Despacho	30/06/2016	30/06/2015
Janeiro	Despacho 265 de 01 de fevereiro de 2016 (nº 583 de 4 de março de 2015)	(13)	(7.735)
Fevereiro	Despacho 797 de 30 de março de 2016 (nº 8.297 de 30 de março de 2015)	(7)	(15.006)
Março	Nº 1.061 de 02 de maio de 2016(Nº1.356 de 4 de maio de 2015)	-	(23.397)
Abril	Nº 1.431 de 31 de maio de 2016(Nº1.743 de 29 de maio de 2015)	-	(30.482)
Maió	Nº 1.734 de 29 de junho de 2016 (Nº 2.131 de 30 de junho de 2015)	(78)	(29.516)
Junho	Valor a ser homologado	-	(29.528)
Total		(98)	(135.664)

27 Energia elétrica comprada para revenda

	MWH (2)		Energia elétrica comprada p/revenda			
	Não revisado pelos auditores independentes		01/04/2016 a 30/06/2016		01/04/2015 a 30/06/2015	
	30/06/2016	30/06/2015	30/06/2016	30/06/2016	30/06/2015	30/06/2015
Energia de Itaipu - Binacional	661.512	683.544	65.520	133.493	116.618	172.049
Energia de leilão	1.140.703	1.236.916	109.507	296.736	86.966	293.781
Energia bilateral	1.745.012	1.913.456	173.316	281.753	264.073	453.592
Cotas de Angra REN 530/12 (3)	119.583	122.100	12.083	24.291	13.877	23.851
Energia de curto prazo - CCEE	8.485	-	39.059	46.646	32.689	53.059
Cotas Garantia Física-Res. Homol. ANEEL 1410 - Anexo I	614.453	441.083	18.598	36.988	9.905	17.120
Programa incentivo fontes alternativas energia - PROINFA	77.884	77.838	16.246	32.491	11.307	22.615
Ressarcimento pela exposição térmica (1)		-	-	-	-	(8.124)
(-) Parcela a compensar crédito PIS/COFINS não cumulativo		-	(39.984)	(75.353)	(48.339)	(83.868)
Total	4.367.632	4.474.937	394.345	777.045	487.096	944.075

- (1) Através do Decreto Presidencial n.º 8.221, foi criada a Conta no Ambiente de Contratação Regulada (CONTA-ACR), destinada a cobrir, total ou parcialmente, as despesas incorridas pelas concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica em decorrência de: (i) exposição involuntária no mercado de curto prazo; e (ii) despacho de usinas termelétricas vinculadas a Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR, na modalidade por disponibilidade de energia elétrica.

Em março de 2015 a Anel homologou os valores através do Despacho nº 773 de 27 de março de 2015 no montante de R\$8.124.

Os valores referentes aos despachos de março de 2015 foram repassados pela CCEE nas contas correntes vinculadas ao aporte de garantias financeiras do mercado de curto prazo das concessionárias.

Os montantes foram registrados no resultado como redução de custo de energia comprada e sobre eles foram registrados encargos de PIS e COFINS.

Uso de Estimativa: As operações de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE - os registros das operações 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.

- (2) Não revisado pelos auditores independentes.

- (3) Contempla valor da REN 1585/2013

28 Cobertura de seguros

A Companhia mantém apólices de seguros, por montantes considerados suficientes, para cobrir prejuízos causados por eventuais sinistros em seu patrimônio, bem como por reparações em que seja civilmente responsável por danos involuntários, materiais e/ou corporais causados a terceiros decorrentes de suas operações, considerando a natureza de sua atividade.

As premissas de risco adotadas, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo de uma auditoria das informações financeiras e, conseqüentemente, não foram revisadas pelos nossos auditores independentes.

As principais coberturas são:

Ramos	Data de Vencimento	Importância Segurada	Prêmio Anual
			30/06/2016 e 31/12/2015
Vida em Grupo e acidentes pessoais	31/12/2016	100.782	280
Riscos Operacionais	23/10/2016	43.000	508
Responsabilidade Civil Geral	23/11/2016	50.600	827
Frota	30/11/2016	Ate 360/veículos	281
Aeronáutico (Casco)	30/11/2016	251.559	103
Aeronáutico (RETA)	30/11/2016	898	5
Transportes	30/01/2017	2.000/transporte	77
			2.081

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.

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.

Seguro Aeronáutico

O seguro de Responsabilidade Civil (RETA) e Casco (LUC) garante a cobertura securitária da aeronave e de danos materiais e/ou corporais causados aos passageiros, tripulantes e terceiros.

29 Instrumentos financeiros e gerenciamento de risco

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

ATIVO	Nível	30/06/2016		31/12/2015	
		Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Caixa e equivalente de caixa	2	223.768	223.768	192.754	192.754
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	2	297.355	297.355	139.054	139.054
Consumidores e concessionárias	2	575.196	575.196	600.369	600.369
Títulos de crédito a receber	2	25.851	25.851	16.359	16.359
Conta a receber da concessão	3	1.151.498	1.151.498	1.074.263	1.074.263
Instrumentos financeiros derivativos	2	2.973	2.973	8.002	8.002
Ativo financeiro setorial	3	278.427	278.427	259.578	259.578

PASSIVO	Nível	30/06/2016		31/12/2015	
		Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Fornecedores	2	627.014	627.014	740.596	740.596
Empréstimos, financiamentos, debêntures, arrendamento mercantil e encargos de dívidas	2	1.800.279	1.810.318	1.481.456	1.481.015
Parcelamento de tributos	2	1.483	1.483	2.897	2.897
Parcelamento de taxas regulamentares	2	151.723	151.723	151.723	151.723
Incorporação de redes	2	284.281	284.281	256.362	256.362
Passivo financeiro setorial	3	254.685	254.685	109.565	109.565

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 de a 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 (perdas) no resultado do período de R\$32.367, assim como as principais premissas utilizadas, estão divulgadas nas notas explicativas nº 14 e 10.

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 incluídos no balanço patrimonial em 30 de junho de 2016 e 31 de dezembro de 2015, 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 período.

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 e BNDES, 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 referentes aos empréstimos com bancos comerciais que são negociados em mercados ativos é determinado com base nos preços observados nesses mercados (fonte: CETIP). Para os instrumentos financeiros sem mercado ativo, sendo esse, a 5ª emissão de debêntures, a Companhia estabeleceu o seu valor justo como sendo equivalente ao valor contábil do instrumento. Para algumas das dívidas a Companhia realizou a opção pela designação ao valor justo por meio do resultado, conforme descrito abaixo.

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 2016 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\$247 e reconhecido no 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.

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 partir da entrada da Energisa como acionista controladora da Rede Energia, a Diretoria adotou 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.

Uso de Estimativa: 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.

Gestão de Risco de Capital

O índice de endividamento no final do período/exercício é como segue:

	30/06/2016	31/12/2015
Dívida (1)	1.800.279	1.481.456
Caixa e equivalentes de caixa	(223.768)	(192.754)
Dívida líquida	1.576.511	1.288.702
Patrimônio líquido (2)	1.403.560	1.349.626
Índice de endividamento líquido	1,12	0,95

(1) A dívida é definida como empréstimos, financiamentos, debêntures e arrendamento mercantil de curto e longo prazos (excluindo derivativos e contratos de garantia financeira), conforme detalhado nas notas explicativas nº 18, 19 e 20.

(2) O patrimônio líquido inclui todo o capital e as reservas da Companhia, 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 significativas nos fluxos de caixa incluídos nesta análise.

	Taxa média de juros efetiva ponderada (%)	Até 6 meses	De 6 a 12 meses	De 1 a 3 anos	De 3 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	14,13%	364.506	58.523	175.570	78.032	-	676.631
Empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas e debêntures	13,82%	221.569	199.012	597.975	365.752	1.396.936	2.781.244
Parcelamento de tributos	14,25%	1.694	-	-	-	-	1.694
Parcelamento taxas regulamentares	14,25%	39.371	25.120	75.360	33.493	-	173.344
Total		627.140	282.655	848.905	477.277	1.396.936	3.632.913

b) Risco de crédito

A Administração avalia que os riscos das aplicações financeiras de suas disponibilidades 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” do grupo Energisa.

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:

	30/06/2016	31/12/2015
Caixa e equivalente de caixa	223.768	192.754
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	297.355	139.054
Consumidores e concessionárias	575.196	600.369
Títulos de crédito a receber	25.851	16.359
Ativo financeiro setorial	278.427	259.578
Conta a receber da concessão	1.151.498	1.074.263
Instrumentos financeiros derivativos	2.973	8.002

O detalhamento desses créditos está apresentado nas notas explicativas nº 5, 6, 7, 10, 14 e 29.

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

Parte dos empréstimos, financiamentos, debêntures, arrendamentos em moeda nacional, parcelamento de impostos e encargos setoriais apresentados na nota explicativa nº 18, 19, 20, 21 e 23 é composta de financiamentos obtidos junto a diversos agentes de fomento nacional (Eletrobrás) 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 2016, com queda de 17,8% sobre 31 de dezembro de 2015, cotado a R\$3,2098/USD. A volatilidade do dólar norte-americano em 30 de junho de 2016 era de 18,28%, enquanto em 31 de dezembro de 2015 era de 22,07%.

Do montante das dívidas bancárias e de emissões da Companhia em 30 de junho de 2016 de R\$1.805.833 (R\$1.484.149 em 31 de dezembro de 2015), R\$46.465 (R\$66.590 em 31 de dezembro de 2015) estão representados em dólares.

O empréstimo em dólar tem custo de variação cambial + libor + 1,5% ao ano e possui vencimento de curto prazo, maio/17.

O balanço patrimonial, em 30 de junho de 2016, apresenta R\$2.973 (R\$5.351 em 31 de dezembro de 2015) no ativo circulante e R\$2.651 em 31 de dezembro de 2015 no ativo não circulante, 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 trata 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 e não reflete a expectativa da Administração. À medida que os limitadores estabelecidos para as operações vigentes não forem ultrapassados, conforme abaixo descrito, deverá ocorrer à reversão do lançamento de marcação a mercado ora refletido nas informações financeiras intermediárias. Por outro lado, uma maior deterioração da volatilidade, do cupom cambial e da cotação do dólar poderão implicar no aumento dos valores ora contabilizados.

A Companhia possui proteção contra variação cambial adversa do financiamento junto o Bank of America Merrill Lynch, protegendo o valor principal e dos juros até o vencimento. A proteção acima está dividida no instrumento descrito a seguir:

Operação	Notional (USD)	Custo Financeiro (% a.a.)		Vencimento	Designação
		Ponta Ativa	Ponta Passiva		
Resolução 4131 - Bank of America ML	7.273	(VC + Libor + 1,50%) x 117,65%	CDI + 1,45%	04/05/2017	Fair Value Hedge

A Administração da Companhia permanece atenta aos movimentos de mercado, de forma que esta operação poderá ter sua proteção reestruturada e mesmo seu prazo alongado a depender do comportamento do câmbio (R\$/US\$), no que diz respeito à volatilidade e patamar de estabilização.

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	
	30/06/2016	31/12/2015		30/06/2016	31/12/2015
Dívida (Objeto de Hedge) *	7.600	11.745	Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	(10.660)	(19.844)
			Posição Ativa		
			Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	10.698	19.979
Swap Cambial	7.600	11.745	Posição Passiva		
(Instrumento de Hedge)			Taxa de Juros CDI	(7.726)	(11.977)
			Posição Líquida Swap	2.972	8.002
			Posição Líquida Dívida + Swap	(7.688)	(11.842)

(*) 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 2016 e 31 de dezembro de 2015 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 18 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 a Instrução CVM 475/08 e a Deliberação nº 604/2009, a Companhia realizou análise de sensibilidade dos principais riscos aos quais os instrumentos financeiros estão expostos, conforme demonstrado:

a) Variação cambial

Considerando a manutenção da exposição cambial de 30 de junho de 2016, com a simulação dos efeitos nas informações 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 informações financeiras):

Operação	Exposição	Risco	Cenário I (Provável (*))	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Dívida Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	(10.698)		(10.876)	(13.594)	(16.313)
Variação Dívida	-		(177)	(2.896)	(5.615)
Swap Cambial					
Posição Ativa					
Instrumentos Financeiros Derivativos - USD e LIBOR	10.698		10.876	13.594	16.313
Variação - USD e LIBOR	-	Alta US\$	177	2.896	5.615
Posição Passiva					
Instrumentos Financeiros Derivativos - Taxa de Juros CDI	(7.726)		(7.726)	(7.726)	(7.726)
Variação - Taxa de Juros CDI	-		-	-	-
Subtotal	2.972		3.150	5.868	8.587
Total Líquido	2.972		2.973	2.973	2.973

(*) Considera curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela Pesquisa Focus vigente em 30 de junho de 2016, sendo a taxa de câmbio considerada de R\$3,2098 no cenário provável, R\$ 4,0123 no cenário 25% e R\$ 4,8147 no cenário 50%.

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 2016, atingem seu objetivo, o que é refletido no valor presente positivo de R\$2.972, 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 positivo de R\$2.972 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 2016 seja mantido e que os respectivos indexadores anuais acumulados sejam (CDI = 6,72% ao ano e TJLP = 3,68% ao ano) 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	489.637	Alta do CDI	69.773	87.217	104.660
Instrumentos financeiros passivos:					
Swap	(7.726)	Alta do CDI	(1.101)	(1.376)	(1.652)
Empréstimos, financiamentos e debêntures.	(897.738)	Alta do CDI	(127.928)	(159.910)	(191.892)
	(122.103)	Alta da TJLP	(9.158)	(11.448)	(13.737)
	(246.377)	Alta do SELIC	(35.109)	(43.886)	(52.664)
	(354.228)	Alta do TR	(6.376)	(7.970)	(9.564)
Subtotal (**)	(1.628.172)		(179.672)	(224.590)	(269.509)
Total (Perdas)	(1.138.535)		(109.899)	(137.373)	(164.849)

(*) Considera o CDI de 30 de junho de 2017 (14,25% ao ano), cotação das estimativas apresentadas pela recente Pesquisa do BACEN, datada de 30 de junho de 2016, TJLP 7,5% ao ano, Selic 14,25% e TR 1,8% ao ano.

(**) Não inclui as operações pré-fixadas no valor de R\$177.661.

30 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, sendo para este último 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 2016, a despesa de patrocínio a esses planos foi de R\$2.829 (R\$1.724 em 30 de junho de 2015).

Plano de saúde

A Companhia patrocina plano de saúde a seus empregados, administrados por operadoras reguladas pela ANS, não cabendo a Companhia, qualquer vínculo e ou obrigação pós-emprego. No período findo em 30 de junho de 2016, as despesas com o plano de saúde foram de R\$6.427 (R\$5.070 em 30 de junho de 2015).

31 Compromissos

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

Contratos de compra de energia						
Vigência	2016	2017	2018	2019	2020	Após 2020
2016 a 2048	591.785	1.229.656	1.382.269	1.523.063	1.525.828	19.512.140

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 2016 e foram homologados pela ANEEL.

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

32 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Em 10 de dezembro de 1997, foi outorgado à Companhia a distribuição de energia elétrica em 141 municípios no Estado de Mato Grosso, 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.

Além do contrato de distribuição acima mencionado, a Companhia possui Contrato de Concessão de Geração nº 04/1997 de 3 Usinas Termelétricas, com as respectivas subestações associadas, com vencimento em 10 de dezembro de 2027. De acordo com tais contratos, as concessões nas atividades de geração de energia elétrica da Companhia são as seguintes:

Concessão de usinas térmicas	Capacidade total instalada MW	Capacidade total utilizada MW (*)	Data da concessão	Data de vencimento
Concessão de 3 Usinas Termelétricas, são elas: Guariba, Paranorte e Rondolândia.	4,00	1,43	10/12/1997	10/12/2027

(*) Não revisado pelos auditores independentes

De acordo com o artigo 8º da Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004, regulamentada pelo Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004, ficou vedada às concessionárias que atuam na distribuição de energia elétrica, manter atividades de geração no sistema interligado nacional de transmissão. A exceção ficou para os casos de atendimento a sistema elétrico isolado, ou seja, aqueles não ligados ao sistema interligado de transmissão. Embora possuindo 3 usinas termelétricas próprias no sistema isolado, a principal atividade da Companhia é a distribuição de energia elétrica, e a necessidade da manutenção desses ativos de geração é somente para atendimento dessas comunidades isoladas. Portanto, a administração da Companhia considera seu negócio principal a atividade de distribuição de energia elétrica e a pequena atividade de geração como parte integrante do negócio principal, o que levou a bifurcação de todo ativo imobilizado da concessão em ativo financeiro e ativo intangível visto que o contrato garante o direito de indenização.

Os contratos de concessão (distribuição e geração) contêm 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.

33 Informações adicionais aos fluxos de caixa

No período/exercício findos em 30 de junho de 2016 e 31 de dezembro de 2015, as movimentações patrimoniais que não afetaram o fluxo de caixa da Companhia, são como seguem:

	30/06/2016	31/12/2015
Outras transações não caixa		
Contas a receber da concessão - Bifurcação de Ativo	46.487	118.222
Contas a receber da concessão - Atualização VNR	31.282	81.018
Atividades Operacionais		
Pagamento de Fornecedores a prazo	32.249	37.229
Incorporação de redes - transferência para obrigações especiais	16.165	33.111
Atividades de Investimentos		
Aquisição de intangível com pagamento a prazo	32.249	37.229
Transferência para incorporação de redes	16.165	33.111

RELATÓRIO SOBRE A REVISÃO DE INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS

Aos Acionistas, Conselheiros e Administradores da
Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A.
Cuiabá - MT

Introdução

Revisamos as informações financeiras intermediárias da Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A. (“Companhia”), contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR referentes ao trimestre findo em 30 de junho de 2016, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de junho de 2016 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para os períodos de três e seis meses findos naquela data, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de seis meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

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

Alcance da revisão

Conduzimos nossa revisão de acordo com as normas brasileiras e internacionais de revisão de informações intermediárias (NBCTR2410 - Revisão de Informações Intermediárias Executada pelo Auditor da Entidade e ISRE2410 - “*Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity*”, respectivamente). Uma revisão de informações intermediárias consiste na realização de indagações, principalmente às pessoas responsáveis pelos assuntos financeiros e contábeis e na aplicação de procedimentos analíticos e de outros procedimentos de revisão. O alcance de uma revisão é significativamente menor que o de uma auditoria conduzida de acordo com as normas de auditoria e, conseqüentemente, não nos permitiu obter segurança de que tomamos conhecimento de todos os assuntos significativos que poderiam ser identificados em uma auditoria. Portanto, não expressamos uma opinião de auditoria.

Conclusão sobre as informações financeiras intermediárias

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

Outros assuntos

Demonstração do valor adicionado

Revisamos, também, a demonstração do valor adicionado (DVA) referente ao período de seis meses findo em 30 de junho de 2016, preparada sob a responsabilidade da administração da Companhia, cuja apresentação nas informações financeiras intermediárias é requerida de acordo com as normas expedidas pela CVM - Comissão de Valores Mobiliários aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais - ITR, e como informação suplementar pelas IFRSs que não requerem a apresentação da DVA. Essa demonstração foi submetida aos mesmos procedimentos de revisão descritos anteriormente e, com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que não foi elaborada, em todos os seus aspectos relevantes, de forma consistente com as informações financeiras intermediárias tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 12 de agosto de 2016

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC 2SP 011.609/O-8 “F” RJ

Antonio Carlos Brandão de Sousa
Contador
CRC 1RJ 065.976/O-4