

Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A | Resultados do 1º trimestre de 2017

Cuiabá, 10 de maio de 2017 - A Administração da Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A ("Energisa Mato Grosso" ou "Companhia") apresenta os resultados do primeiro trimestre (1T17).

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

1 Considerações gerais

A Energisa Mato Grosso é uma distribuidora de energia elétrica que atende a aproximadamente 1.335 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.

2 Desempenho econômico-financeiro

2.1 Destaques

Resume-se a seguir o desempenho econômico-financeiro da Companhia no primeiro trimestre de 2017 e 2016:

Desempenho Econômico-Financeiro			
Resultados - R\$ milhões			
Descrição	1T17	1T16	Variação %
Receita Operacional Bruta	1.303,8	1.233,5	+ 5,7
Receita Operacional Bruta, sem receita de construção	1.202,3	1.137,5	+ 5,7
Receita Operacional Líquida	820,0	740,4	+ 10,8
Receita Operacional Líquida, sem receita de construção	718,5	644,4	+ 11,5
Resultado antes das Receitas e Despesas Financeiras (EBIT)	94,2	41,7	+ 125,9
EBITDA	134,9	75,2	+ 79,4
EBITDA Ajustado	151,1	82,0	+ 84,3
Resultado financeiro	(42,4)	(9,7)	+ 337,1
Lucro Líquido	38,0	21,4	+ 77,6
Indicadores Operacionais			
Número de Consumidores Cativos (mil)	1.334,6	1.303,8	+ 2,4
Vendas de energia a consumidores cativos (GWh)	1.642,2	1.678,6	- 2,2
Vendas de energia a consumidores cativos + livres (TUSD) - (GWh)	1.965,2	1.953,5	+ 0,6
Perdas de Energia (% últimos 12 meses)	15,21	15,13	+0,08 p.p.
Indicador Relativo			
EBITDA Ajustado/Receita Líquida (%)	18,4	11,1	+ 66,4 p.p.
Endividamento Líquido/EBITDA Ajustado 12 meses (vezes)	2,4	3,1	- 22,6
Indicadores Financeiros - R\$ milhões			
	31/03/2017	31/12/2016	Variação %
Ativo Total	5.346,3	5.329,1	+ 0,3
Caixa/Equivalentes de Caixa/Aplicações Financeiras	479,5	543,5	- 11,8
Patrimônio Líquido	1.827,5	1.793,6	+ 1,9
Endividamento Líquido	1.572,6	1.619,5	- 2,9

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

2.2 Receita operacional bruta e líquida

No 1T17, a Energisa Mato Grosso apresentou receita operacional bruta, sem a receita de construção que é atribuída margem zero, de R\$ 1.202,3 milhões, ante R\$ 1.137,5 milhões registrados no 1T16, aumento de 5,7% (R\$ 64,8 milhões). A receita operacional líquida, também deduzida da receita de construção, mostrou acréscimo de 11,5% (R\$ 74,1 milhões) no trimestre, para R\$ 718,5 milhões.

A seguir, as receitas operacionais por classe de consumo:

Descrição	Trimestre		
	1T17	1T16	Var. %
(+) Receita de energia elétrica (mercado cativo)	1.042,6	1.058,1	- 1,5
✓ Residencial	434,9	440,6	- 1,3
✓ Industrial	105,7	120,9	- 12,6
✓ Comercial	273,0	281,3	- 3,0
✓ Rural	119,4	108,8	+ 9,7
✓ Outras classes	109,6	106,5	+ 2,9
(+) Suprimento de energia elétrica	42,3	-	-
(+) Fornecimento não faturado líquido	2,8	(14,0)	-
(+) Disponibilidade do sistema elétrico	99,1	86,5	+ 14,6
(+) Receitas de construção	101,5	96,0	+ 5,7
(+) Constituição e amortização - CVA	(57,8)	(67,4)	- 14,2
(+) Subvenções vinculadas aos serviços concedidos	60,4	50,0	+ 20,8
(+) Ativo financeiro indenizável da concessão	11,1	19,6	- 43,4
(+) Outras receitas	1,8	4,7	- 61,7
(=) Receita bruta	1.303,8	1.233,5	+ 5,7
(-) Impostos sobre vendas	378,9	373,4	+ 1,5
(-) Deduções Bandeiras Tarifárias	0,9	0,4	+ 125,0
(-) Encargos setoriais	104,0	119,3	- 12,8
(=) Receita líquida	820,0	740,4	+ 10,8
(-) Receitas de construção	101,5	96,0	+ 5,7
(=) Receita líquida, sem receitas de construção	718,5	644,4	+ 11,5

Dentre os fatores que impactaram as receitas se destacam:

- Aumento de 2,4% do número de consumidores, aliado ao crescimento de 0,6% nas vendas de energia elétrica no mercado cativo e livre no 1T17 (vide item 3.3 deste relatório);
- Reconhecimento de receitas referentes às subvenções vinculadas aos serviços no montante de R\$ 60,4 milhões no 1T17, contra R\$ 50,0 milhões no 1T16;
- Amortização de despesas no valor de R\$ 57,8 milhões no 1T17 em decorrência do reconhecimento de ativos e passivos financeiros regulatórios, contra amortização de ativos e passivos no montante de R\$ 67,4 milhões no 1T16; e
- Aumento tarifário anual médio de 8,60% a partir de 08/04/2016.

2.3 Ambiente regulatório - revisão tarifária

2.3.1 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 no 1T17 foram de R\$ 4,9 milhões, ante R\$ 56,4 milhões registrados no 1T16.

2.3.2 Reajuste tarifário

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

Evento subsequente: aumento tarifário após o encerramento do 1T17

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

Nível de Tensão	Efeito Médio para o Consumidor da EMT
Baixa Tensão	-1,99%
Alta e Média Tensão	-2,35%
Total	-2,10%

A variação nos custos da Parcela A foi de 2,66%, impactado principalmente pelo aumento de 156,9% nos custos com transporte de energia. O preço médio de repasse dos contratos de compra de energia ("PMix") foi definido em 198,38 R\$/MWh. A variação da Parcela B foi de 4,82%, totalizando R\$ 1.012,3 milhões, reflexo da inflação acumulada desde o último reajuste, de 5,08%, deduzida do Fator X, de 0,26%. Importante ressaltar que no cálculo do Fator X, foi considerada a melhoria nos indicadores de qualidade, DEC e FEC, entre 2015 e 2016 reduzindo o Fator X em 1,00%.

2.3.3 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 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.

2.3.4 Recursos da Conta de Desenvolvimento Energético

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\$ 60,4 milhões. O valor foi registrado pela Companhia como receita operacional em 2016.

2.4 Despesas operacionais

As despesas operacionais, excluindo os custos de construção, totalizaram R\$ 624,4 milhões no 1T17, aumento de 3,6% (R\$ 21,8 milhões), quando comparado com o mesmo trimestre de 2016. Desse total, as despesas não controláveis registraram aumento de 11,6%, totalizando R\$ 476,9 milhões. As despesas controláveis, com PMSO, apresentaram decréscimo de 14,2% ou R\$ 18,3 milhões, totalizando R\$ 110,8 milhões. A composição das despesas operacionais pode ser assim demonstrada:

Composição das despesas operacionais Valores em R\$ milhões	Trimestre		
	1T17	1T16	Var. %
1 Custos e Despesas não controláveis	476,9	427,5	+ 11,6
1.1 Energia comprada	434,5	382,7	+ 13,5
1.2 Transporte de potência elétrica	42,4	44,8	- 5,4
2 Custos e Despesas controláveis	123,3	139,1	- 11,4
2.1 PMSO	110,8	129,1	- 14,2
2.1.1 Pessoal	40,5	44,2	- 8,4
2.1.2 Fundo de pensão	1,9	1,5	+ 26,7
2.1.3 Material	9,4	9,1	+ 3,3
2.1.4 Serviços de terceiros	46,8	54,2	- 13,7
2.1.5 Outras	12,2	20,1	- 39,3
✓ Multas e compensações	4,9	4,7	+ 4,3
✓ Contingências (liquidação de ações cíveis)	5,9	5,3	+ 11,3
✓ Outros	1,4	10,1	- 86,1
2.2 Provisões/Reversões	12,5	10,0	+ 25,0
2.2.1 Contingências	(0,6)	(7,6)	- 92,1
2.2.2 Devedores duvidosos	13,1	17,6	- 25,6
3 Demais receitas/despesas	24,2	36,0	- 32,8
3.1 Depreciação e amortização	40,7	33,5	+ 21,5
3.2 Outras receitas/despesas	(16,5)	2,5	-
Total Custos e Despesas Operacionais (1+2+3, s/ construção)	624,4	602,6	+ 3,6
Custo de construção	101,5	96,0	+ 5,7
Total Custos e Despesas Operacionais (1+2+3, c/ construção)	725,9	698,6	+ 3,9

(*) 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.

2.5 Lucro líquido e geração de caixa

No 1T17, a Energisa Mato Grosso registrou lucro líquido de R\$ 38,0 milhões, contra R\$ 21,4 milhões no 1T16. A geração de caixa (EBITDA Ajustado) apurada no 1T17 foi de R\$ 151,1 milhões, contra R\$ 82,0 milhões registrados no 1T16, acréscimo de 84,3%. Esse desempenho decorre, principalmente, do aumento de 0,6% das vendas de energia no mercado cativo e livre, refletido nas receitas operacionais líquidas, associado à redução de 13,8% das despesas com PMSO (vide item 2.4). Importante mencionar que o lucro líquido está afetado positivamente por receita líquida de impostos auferida na alienação de aeronave, no valor de R\$ 18,6 milhões. 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		
	1T17	1T16	Var. %
(=) Lucro Líquido	38,0	21,4	+ 77,6
(-) Contribuição social e imposto de renda	(13,8)	(10,6)	+ 30,2
(-) Resultado financeiro	(42,4)	(9,7)	+ 337,1
(-) Depreciação e amortização	(40,7)	(33,5)	+ 21,5
(=) Geração de caixa (EBITDA)	134,9	75,2	+ 79,4
(+) Receita de acréscimos moratórios	16,2	6,8	+ 138,2
(=) Geração ajustada de caixa (EBITDA Ajustado)	151,1	82,0	+ 84,3
Margem do EBITDA Ajustado (%)	18,4	11,1	+ 7,3 p.p

3 Desempenho operacional

A manutenção da qualidade da energia fornecida e a busca da excelência no atendimento aos consumidores tem sido foco constante da Energisa Mato Grosso.

3.1 Perdas de energia

As perdas totais da Energisa Mato Grosso nos últimos 12 meses encerrados em março de 2017 somaram 1.425,7 GWh, representando 15,21% da energia requerida pelo seu mercado, ou seja, 0,23 ponto percentual menor em relação a dezembro de 2016. A Energisa Mato Grosso está comprometida com redução das perdas e vem intensificando as ações de combate, tais como: i) ampliação da atuação do Centro de Inteligência de Combate às Perdas; ii) aumento do número de equipes de fiscalização e inspeções de medidores; iii) substituição de medidores obsoletos e “CP rede”; iv) intensificação da recontagem dos pontos de iluminação pública; e v) ampliação das parcerias com mídias locais e poder de polícia

									Últimos 12 meses	
Perdas Técnicas (%)			Perdas Não-Técnicas (%)			Perdas Totais (%)			Aneel	
Mar/16	Dez/16	Mar/17	Mar/16	Dez/16	Mar/17	Mar/16	Dez/16	Mar/17		
9,76	9,82	10,05	5,37	5,62	5,17	15,13	15,44	15,21	13,67	

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

Perdas Técnicas			Perdas Não-Técnicas			Perdas Totais			Var. (%) ⁽¹⁾
Mar/16	Dez/16	Mar/17	Mar/16	Dez/16	Mar/17	Mar/16	Dez/16	Mar/17	
931,9	920,0	941,6	512,2	526,2	484,1	1.444,1	1.446,2	1.425,7	- 1,4

⁽¹⁾ Variação março de 2017/dezembro de 2016

3.2 Gestão da Inadimplência

3.2.1 Taxa de Inadimplência

A inadimplência dos consumidores da EMT, medida pela relação percentual entre a soma da provisão para créditos de liquidação duvidosa com incobráveis, e o fornecimento faturado, no período de 12 meses encerrados em março de 2017 foi de - 0,87%, contra 1,40% em março de 2016.

3.2.2 Taxa de Arrecadação

A taxa de arrecadação da Companhia, representada pelo valor arrecado dos últimos 12 meses encerrados em março de 2017 sobre ao faturamento bruto do mesmo período, ficou em 97,14%, contra 97,25% em março de 2016.

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

A redução dos indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) em março de 2017 é um fato a destacar, fruto de ações do Grupo de Melhoria e Apoio à Qualidade - GMAQ, com adicionais estruturadas com foco na melhoria destes indicadores de continuidade. Soma-se a isso a execução de investimentos voltados à melhoria da qualidade do serviço através de estudos aprofundados das necessidades do sistema elétrico. Nos últimos 12 meses encerrados em março de 2017, o FEC apresentou redução de 37,3% (passando de 22,04 vezes em março de 2016 para 13,82 vezes em março de 2017) e o DEC redução de 3,4% (passando de 26,19 horas em março de 2016 para 25,30 horas em março de 2017).

3.3 Mercado de energia

No primeiro trimestre de 2017 (1T17), 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), mostraram melhoria em relação aos dois últimos trimestres, totalizaram 1.965,2 GWh (1.953,5 GWh no 1T16), aumento de 0,6% em relação a igual período do ano anterior. Considerando o fornecimento não faturado, o volume passa para 1.970,5 GWh, o que representa um aumento de 1,5% em relação ao mesmo trimestre de 2016. Embora mostre sinais de melhoria, o consumo total de energia ainda reflete a queda de atividades nos segmentos de bebidas, construção e esmagadores de soja.

A composição do mercado de energia no primeiro trimestre de 2017 foi a seguinte:

Descrição	Trimestres		
	1T17	1T16	Var. %
✓ Residencial	654,9	669,9	- 2,2
✓ Industrial	419,1	429,9	- 2,5
• Cativo	149,2	176,8	- 15,6
• Livre	269,9	253,1	+ 6,6
✓ Comercial	422,5	421,0	+ 0,4
• Cativo	378,2	399,2	- 5,3
• Livre	44,3	21,8	+ 103,2
✓ Rural	241,7	218,6	+ 10,6
• Cativo	232,9	218,6	+ 6,5
• Livre	8,8	-	-
✓ Outras Classes	227,0	214,1	+ 6,0
1 Vendas de energia no mercado cativo	1.642,2	1.678,6	- 2,2
2 Energia associada aos consumidores livres (TUSD)	323,0	274,9	+ 17,5
3 Mercado cativo + TUSD (1+2)	1.965,2	1.953,5	+ 0,6
4 Fornecimento Não faturado	5,3	(12,5)	-
5 Mercado cativo + TUSD + fornecimento não faturado (3+4)	1.970,5	1.941,0	+ 1,5

A Energisa Mato Grosso encerrou o primeiro trimestre de 2017 com 1.334.570 unidades consumidoras cativas, quantidade 2,4% superior à registrada no fim de março de 2016. Já o número de consumidores livres totalizou 176 no fim de março de 2017.

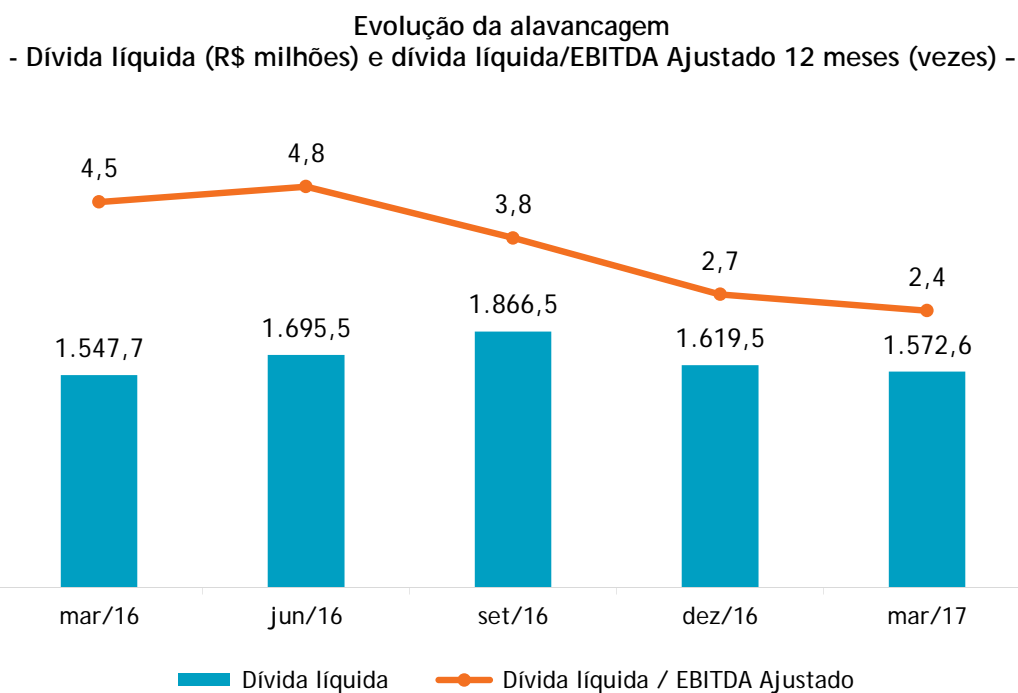
4 Estrutura de capital

Em 31 de março de 2017, o saldo consolidado de caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras da Energisa Mato Grosso totalizou R\$ 479,5 milhões, que não incluem os créditos referentes à subvenção tarifária e baixa renda (CDE), Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC) e Conta de Compensação dos Valores da Parcela A (CVA). Por sua vez, a dívida líquida da Energisa Mato Grosso, que incluem empréstimos, financiamentos, arrendamentos, encargos financeiros, parcelamento de impostos, fundo de pensão, créditos setoriais e instrumentos financeiros derivativos líquidos, passou de R\$ 1.619,5 milhões em 31 de dezembro de 2016 para R\$ 1.572,6 milhões em 31 de março de 2017. Consequentemente, a relação dívida líquida por EBITDA Ajustado nos últimos 12 meses passou de 2,7 vezes, em 2016, para 2,4 vezes, em março de 2017.

A seguir, as dívidas de curto e longo prazo da Energisa Mato Grosso em 31 de março de 2017, 31 de dezembro de 2016 e 30 de setembro de 2016:

Descrição Valores em R\$ milhões	31/03/2017	31/12/2016	30/09/2016
Curto Prazo	372,5	408,2	410,3
Empréstimos, financiamentos e arrendamentos	157,5	145,2	160,8
Debêntures	69,5	70,0	69,6
Encargos de dívidas	9,2	9,4	13,4
Parcelamento de impostos e déficit atuarial	2,4	2,7	0,6
Parcelamento de encargos setoriais	17,4	51,2	51,2
Parcelamento de compra de energia Itaipu	117,0	131,2	117,0
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	(0,5)	(1,5)	(2,3)
Longo Prazo	1.623,9	1.761,2	1.848,1
Empréstimos, financiamentos e arrendamentos	1.203,1	1.235,7	1.270,3
Debêntures	215,2	231,7	248,9
Parcelamento de impostos e déficit atuarial	15,5	15,0	8,3
Parcelamento de encargos setoriais	24,3	83,7	96,3
Parcelamento de compra de energia Itaipu	165,8	195,1	224,3
Total das dívidas	1.996,4	2.169,4	2.258,4
(-) Disponibilidades financeiras	479,5	543,5	348,2
Total das dívidas líquidas	1.516,9	1.625,9	1.910,2
(-) Créditos CDE (subvenção tarifária e baixa renda)	55,1	55,6	62,3
(-) Créditos CCC	24,2	24,6	25,8
(-) Créditos CVA	(135,0)	(73,8)	(44,4)
Total das dívidas líquidas deduzidas de créditos setoriais	1.572,6	1.619,5	1.866,5
Indicador Relativo			
Dívida líquida/EBITDA Ajustado 12 meses ⁽¹⁾	2,4	2,7	3,8

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



5 Investimentos

Com foco em obras que visam à melhoria da qualidade dos serviços prestados, regularização, construção de redes e ligação de novos clientes, a Energisa Mato Grosso investiu no primeiro trimestre de 2017 o montante de R\$ 117,3 milhões, contra R\$ 119,6 milhões no 1T16.

A composição dos investimentos no primeiro trimestre de 2017 é a seguinte:

Descrição	Valores em R\$ milhões		
	1T17	1T16	Var. %
Ativos Elétricos	96,7	97,6	- 0,9
Obrigações Especiais	16,6	2,7	+ 514,8
Ativos Não Elétricos	4,0	19,3	- 79,3
Total dos Investimentos	117,3	119,6	- 1,9

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

6 Distribuição de dividendos

Com base nos resultados apurados de 2016, a Assembleia Geral Ordinária, realizada em 28 de abril de 2017, deliberou distribuir dividendos no montante de R\$ 20,7 milhões, à razão de R\$ 0,148417067436 por ação preferencial, que será pago em 28 de junho de 2017, com base na posição acionária do dia 04/05/2017.

7 Serviços prestados pelo auditor independente

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

A remuneração total desses auditores independentes pelos serviços prestados para a Energisa Mato Grosso primeiros três meses de 2017 foi de R\$ 93 mil, dos quais R\$ 65 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 31 DE MARÇO DE 2017 E 31 DE DEZEMBRO DE 2016
 (Em milhares de reais)

	31/03/2017	31/12/2016
Ativo		
Circulante		
Caixa e equivalente de caixa	1.480	173.495
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	418.012	312.166
Clientes, consumidores e concessionárias	635.702	573.391
Títulos de créditos a receber	5.394	5.278
Estoques	10.577	11.625
Tributos a recuperar	101.687	95.021
Instrumentos financeiros derivativos	543	1.454
Ativos financeiros setoriais	108.896	146.063
Outros créditos	192.598	193.932
Total do circulante	1.474.889	1.512.425
Não circulante		
Realizável a longo prazo		
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	59.986	57.836
Clientes, consumidores e concessionárias	116.519	99.462
Títulos de créditos a receber	17.396	18.065
Ativos financeiros setoriais	17.153	33.021
Tributos a recuperar	38.498	38.019
Créditos tributários	149.041	145.893
Depósitos e cauções vinculados	6.062	10.079
Instrumentos financeiros derivativos	-	-
Contas a receber da concessão	1.400.774	1.327.640
Outros créditos	38.416	43.901
	1.843.845	1.773.916
Investimentos	6.232	6.232
Imobilizado	1.757.359	15.644
Intangível	263.960	2.020.896
Total do não circulante	3.871.396	3.816.688
Total do ativo	5.346.285	5.329.113

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

2. Balanço Patrimonial Passivo

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

	31/03/2017	31/12/2016
Passivo		
Circulante		
Fornecedores	436.861	427.144
Encargos de dívidas	9.160	9.436
Empréstimos e financiamentos	157.509	139.380
Debêntures	69.508	69.996
Tributos e contribuições sociais	144.797	105.553
Parcelamento de impostos	313	284
Dividendos a pagar	20.808	20.808
Obrigações estimadas	19.334	17.803
Taxa de iluminação pública	17.314	16.317
Benefícios a empregados - plano de pensão	2.383	2.372
Encargos setoriais	88.895	139.280
Passivos financeiros setoriais	256.072	199.568
Taxas regulamentares	51.243	-
Incorporação de redes	182.589	199.000
Outras contas a pagar	29.390	43.291
Total do circulante	1.486.176	1.390.232
Não circulante		
Fornecedores	165.816	195.078
Empréstimos e financiamentos	1.203.062	1.207.835
Debêntures	215.152	231.694
Tributos e contribuições sociais	29.534	29.534
Parcelamento de impostos	142	212
Provisão para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais	127.754	128.006
Benefícios a empregados - plano de pensão	15.365	14.772
Passivos financeiros setoriais	4.999	53.319
Taxas regulamentares	71.173	-
Encargos setoriais	81.870	163.553
Incorporação de redes	98.917	78.618
Outras contas a pagar	14.697	42.651
Total do não circulante	2.028.481	2.145.272
Patrimônio líquido		
Capital social	1.469.786	1.469.786
Reserva de capital	116.862	-
Reserva de lucros	96.372	213.234
Outros resultados abrangentes	(10.357)	(10.357)
Lucros (Prejuízos) acumulados	38.019	-
Ajuste de avaliação patrimonial	120.946	120.946
	1.831.628	1.793.609
Participação de acionistas não controladores		
Total do patrimônio líquido	1.831.628	1.793.609
Total do passivo e patrimônio líquido	5.346.285	5.329.113

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

3. Demonstrações de Resultados

ENERGISA MATO GROSSO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO
TRÊS MESES FINDOS EM 31 DE MARÇO DE 2017 E 2016
 (Em milhares de reais)

	1T17	1T16
Receita operacional bruta		
Fornecimento de energia elétrica	1.045.416	1.044.026
Suprimento de energia elétrica	42.319	-
Vendas de energia a consumidores livres		
Disponibilidade do Sistema Elétrico	99.091	86.531
Receita de construção	101.451	96.039
Outras receitas	15.498	6.901
	1.303.775	1.233.497
Deduções à receita operacional		
ICMS faturado	268.717	269.717
PIS, Cofins e ISS	110.198	103.673
Encargos setoriais - Bandeiras tarifárias	936	354
Outras (CCC, CDE, P&D e PEE)	103.957	119.356
	483.808	493.100
Receita operacional líquida	819.967	740.397
Despesas operacionais		
Energia elétrica comprada	434.506	382.700
Encargos de uso do sistema	42.404	44.828
Pessoal	40.511	44.184
Entidade de previdência privada	1.910	1.471
Material	9.362	9.086
Serviços de terceiros	46.756	54.206
Depreciação e amortização	40.675	33.538
Provisão para crédito de liquidação duvidosa / contingência	12.441	10.021
Custo de construção	101.451	96.039
Outras despesas	12.208	20.116
Outras Receitas/Despesas operacionais	(16.461)	2.541
	725.763	698.730
Resultado antes da equivalência patrimonial	94.204	41.667
Resultado de equivalência patrimonial		
Resultado antes das receitas e despesas financeiras	94.204	41.667
Resultado financeiro		
Receita de aplicações financeira	14.618	6.941
Variação monetária e acréscimo moratório	16.158	6.812
Ajuste a valor presente	430	387
Outras receitas financeiras	5.192	48.336
Encargos de dívidas - juros	(44.981)	(38.701)
Encargos dívidas - variação monetária e cambial	(12.409)	1.857
Marcação mercado de dívidas e derivativos	(1)	(29)
Resultado de Swap	(189)	(1.711)
Ajuste a valor presente	5.006	(1.017)
(-)Transferência p/Imob curso	347	10.737
Outras despesas financeiras	(26.604)	(43.287)
	(42.433)	(9.675)
Resultado antes dos tributos	51.771	31.992
Contribuição social e imposto de renda	(13.752)	(10.614)
Lucro líquido do período	38.019	21.378

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Notas Explicativas

Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A Notas explicativas às informações trimestrais para o Período findo em 31 de março de 2017 (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 1.334.745 consumidores (informação não auditada 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 nas posições acionárias que impliquem em mudanças de controle. Na hipótese de transferência de ações representativas do controle acionário, o novo controlador deverá assinar termo de anuência e submissão às cláusulas do contrato de concessão e às normas legais e regulamentares da concessão.

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

VIII - 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 10 de maio de 2017 pelo Conselho de Administração, compreendem:

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

As demais informações referentes às bases de elaboração, apresentação das informações financeiras intermediárias e resumo das principais práticas contábeis não sofreram alterações em relação àquelas divulgadas na Nota Explicativa nº 3.2 às Demonstrações financeiras anuais referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2016 (doravante denominadas de “Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2016”), publicadas na imprensa oficial em 27 de março de 2017.

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

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

3. Adoção dos padrões internacionais de contabilidade

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

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

3.2 Reapresentação das informações financeiras intermediárias

A Administração da Companhia, após reavaliação de determinados temas e objetivando a melhor apresentação da sua posição patrimonial e do seu desempenho operacional e financeiro, procedeu as seguintes reclassificações nas suas demonstrações do resultado e do valor adicionado de 31 de março de 2016, originalmente emitidas em 13 de maio de 2016, reapresentadas em 05 de julho de 2016, conforme demonstrado a seguir, com base nas orientações emanadas pelo “CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro”:

Demonstração do Resultado	Ref	Divulgado 31/03/2016	Reclassificado	Reapresentado 31/03/2016
Receita operacional líquida	(a)	720.758	19.639	740.397
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	(b)	(11.881)	(5.763)	(17.644)
Outras	(b)	(10.679)	5.763	(4.916)
Lucro bruto		63.495	19.639	83.134
Resultado antes das receitas (despesas) financeira e impostos		22.028	19.639	41.667
Resultado financeiro		9.964	(19.639)	(9.675)
Receita financeira	(a)	82.115	(19.639)	62.476
Atualização contas a receber da concessão - VNR		(19.639)	19.639	-

Demonstração do Valor Adicionado	Ref	Divulgado 31/03/2016	Reclassificado	Reapresentado 31/03/2016
Receitas de vendas de energia e serviços	(a)	1.117.819	19.639	1.137.458
Provisão/Reversão de Créd. Liquidação Duvidosa	(b)	(11.881)	(5.763)	(17.644)
Insumos Adquiridos de Terceiros		(650.735)	5.763	(644.972)
Outros	(b)	(117.714)	5.763	(111.951)
Valor adicionado bruto		564.708	19.639	584.347
Valor adicionado líquido		531.170	19.639	550.809
Valor Adicionado Recebido em Transferência		84.412	(19.639)	64.773
Receita financeira	(a)	84.412	(19.639)	64.773

Fluxo de caixa	Ref	Divulgado 31/03/2016	Reclassificado	Reapresentado 31/03/2016
Demonstração do fluxo de caixa				
Atividades operacionais				
Lucro antes dos impostos	(c)	31.992	(31.992)	-
Lucro líquido do exercício	(c)	-	21.378	21.378
Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido	(c)	-	10.614	10.614
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(b)	11.881	5.763	17.644
Variações nos Ativos e Passivos		9.475	(5.763)	3.712
Consumidores e concessionárias	(b)	29.122	(5.763)	23.359
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais		87.518	-	87.518

A natureza dos ajustes e reclassificações realizadas encontra-se descritas a seguir:

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

O impacto no período findo em 31 de março de 2016, na Companhia foi uma reclassificação de R\$19.639 da receita financeira - Atualização do contas a receber da concessão VNR para receitas operacionais - ativo financeiro indenizável da concessão.

- (b) A Companhia reclassificou valores de baixas de contas de energia anteriormente classificadas na rubrica de Custos dos Bens e/ou Serviços Vendidos - Outras Despesas para a rubrica de Custos dos Bens e/ou Serviços Vendidos - Provisão para crédito de liquidação duvidosa, objetivando melhor demonstrar a demonstração de resultado.
- (c) A Companhia revisou suas práticas contábeis e concluiu que, melhor apresentação da demonstração do fluxo de caixa de 31 de março de 2016 originalmente apresentava a demonstração do fluxo de caixa a partir do Lucro antes dos impostos, objetivando melhor adequar passou a demonstrar a partir do lucro líquido do exercício.

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	31/03/2017	31/12/2016
Caixa e depósitos bancários à vista	1.480	4.005
Aplicações financeiras de liquidez imediata:	111.052	169.490
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	38.026	146.037
Compromissada ⁽¹⁾	73.026	23.453
Total caixa e equivalentes de caixa ⁽²⁾	112.532	173.495

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 31 de março de 2017 equivale a 102,05% do CDI (101,10% do CDI em 31 de dezembro de 2016).

⁽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 102,5% do CDI.

⁽²⁾ As aplicações financeiras apresentadas possuem liquidez diária e são resgatáveis pela taxa de contratação.

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

Descrição	31/03/2017	31/12/2016
Avaliadas ao valor justo por meio do resultado	366.945	370.002
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	1.757	7.143
Fundo de Investimento ⁽¹⁾	93.762	42.596
Fundos de Investimentos Exclusivos ⁽²⁾	211.440	262.427
Cédula de Crédito Bancário (CCB)	12.596	14.281
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	1.379	2.662
Compromissadas	513	3.327
Fundo de Renda Fixa	33.849	69.022
Debêntures	39.274	52.392
Títulos Públicos	29.582	3.173
Letra Financeira (LFT)	-	21.038
Fundo de Crédito	7.499	10.040
Letra Financeira (LF)	86.127	85.660
Letra Financeira (LFS)	621	832
Fundo de investimento em direitos creditórios ⁽³⁾	59.986	57.836
Total de aplicações no mercado aberto e recursos vinculados ⁽⁴⁾	366.945	370.002
Circulante	306.959	312.166
Não circulante	59.986	57.836

⁽¹⁾ Fundo de Investimento - É classificado como renda fixa e é remunerado a 100,38% até 104,02% e média ponderada de 102,73% do CDI.

⁽²⁾ Fundo de investimentos exclusivos inclui aplicações em CDB, CCB, Debêntures, Compromissadas, Fundos de Renda Fixa, Fundos de Crédito, Títulos, LFT, LFS, LF são remuneradas de 104,99% do CDI Fundo FI Energisa e 105,40% do CDI Fundo Zona da Mata.

⁽³⁾ Fundo de investimentos em direitos creditórios - FIDC Energisa Centro Oeste com vencimento em 01/10/2034.

⁽⁴⁾ Inclui R\$73.676 (R\$71.598 em 31 de dezembro de 2016) 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 31 de março de 2017 equivale a 103,70% do CDI (109,51% do CDI em 31 de dezembro de 2016).

6. Consumidores e concessionárias

O saldo de Consumidores e concessionárias refere-se, substancialmente aos: (i) valores faturados de venda de energia elétrica a consumidores finais, concessionárias revendedoras, bem como a receita referente à energia consumida e não faturada; (ii) valores a receber relativos à energia comercializada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE; e (iii) receita de uso da rede elétrica e os valores renegociados. A exposição aos riscos de crédito e uma análise de sensibilidade para ativos e passivos financeiros são divulgadas na nota explicativa nº 29.

	Saldos a vencer		Saldos vencidos				Provisão p/ créditos de liquidação duvidosa (4)	Total	
	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 90 dias	91 a 180 dias	181 a 360 dias	Há mais de 360 dias		31/03/2017	31/12/2016
Valores correntes: (1)									
Residencial	63.440	-	83.719	11.641	1.604	842	(14.087)	147.159	142.526
Industrial	34.179	-	8.126	2.788	1.525	13.076	(13.076)	46.618	46.110
Comercial	59.545	-	23.656	4.135	4.164	8.328	(12.492)	87.336	79.871
Rural	38.229	-	9.941	2.151	328	469	(469)	50.649	40.308
Poder público	18.258	-	4.569	2.149	2.285	6.868	(6.868)	27.261	29.110
Iluminação pública	636	-	4.639	72	188	1.040	(1.040)	5.535	2.528
Serviço público	8.854	-	8.515	2.761	4.861	84.797	(84.797)	24.991	25.926
Fornecimento não faturado	129.910	-	-	-	-	-	-	129.910	127.115
Arrecadação Processo Classificação	21.266	-	-	-	-	-	-	21.266	21.515
Valores renegociados:									
Residencial	4.174	17.033	2.813	1.505	2.431	15.718	(21.934)	21.740	22.164
Industrial	1.194	2.033	447	449	772	2.850	(4.915)	2.830	3.006
Comercial	3.236	4.340	1.101	676	1.028	4.684	(7.400)	7.665	7.635
Rural	1.077	853	410	189	278	1.024	(1.816)	2.015	2.480
Poder público (3)	3.883	93.747	288	328	876	12.809	(16.917)	95.014	88.847
Iluminação pública	70	2.360	-	-	-	5	(6)	2.429	2.534
Serviço público	1.474	6.193	70	10	-	35	(130)	7.652	6.976
(-) Ajuste valor Presente (2)	(301)	(44.065)	-	-	-	-	-	(44.366)	(48.926)
Subtotal	389.124	82.494	148.294	28.854	20.340	152.545	(185.947)	635.704	599.725
Suprimento Energia - Moeda Nacional (5)	30.058	27.884	-	-	-	-	-	57.942	25.346
Outros	4.814	-	6.688	6.204	7.108	21.560	-	46.374	35.581
Redução do uso do sistema de distribuição (6)	12.201	-	-	-	-	-	-	12.201	12.201
Total	436.197	110.378	154.982	35.058	27.448	174.105	(185.947)	752.221	672.853
Circulante								635.702	573.391
Não Circulante								116.519	99.462

- 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.
- 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 12,13% a.a. (13,63% em 31 de dezembro de 2016). 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;
- Inclui a renegociação realizada em 03 de agosto de 2016 em que 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, iniciada em 30 de setembro de 2016. 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 reverteu no trimestre toda provisão anteriormente constituída do mesmo montante, e constituiu provisão para ajuste a valor presente sobre a dívida no montante de R\$36.902, contabilizado na demonstração de resultado do exercício na rubrica de outras despesas financeiras.
- 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 de 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 no período/exercício:

Movimentação das provisões	31/03/2017	31/12/2016
Saldo inicial - 31/12/2016 e 31/12/2015	187.397	282.934
Provisões (reversões) constituídas no período/exercício (*)	2.179	(71.048)
Perdas com contas de energia elétrica - incobráveis	5.452	(24.489)
Saldo final - 31/03/2017 e 31/12/2016	195.028	187.397
Alocação:		
Consumidores e concessionárias (*)	185.947	179.417
Títulos de créditos a receber (nota explicativa nº 7)	1.625	1.625
Outros créditos (uso mútuo de poste)	7.456	6.355

(*) As reversões de provisões ocorridas no período findo em 31 de dezembro 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), dos títulos precatórios, que segue:

- A Companhia reverteu toda provisão anteriormente constituída de R\$86.592 referente a renegociação efetuada com a Companhia de Saneamento da Capital de Cuiabá (SANECAP).
 - A Companhia assinou em 17 de junho de 2016 a petição na Central de Conciliação de Precatórios, do precatório requisitório nº 13.699/2004, resultou em acordo entre a EMT e o Município de Cuiabá/MT. 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.
 - Renegociou 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, tendo sido recebido totalmente em 2016.
- Inclui serviços taxados e outros valores a receber de consumidores. A Companhia possui R\$41.474 referente ao ICMS incidente sobre a TUSD suspenso por liminares. Em contrapartida o valor é contabilizado na rubrica de ICMS em tributos e contribuições sociais no passivo circulante.
 - 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 2016), 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

	31/03/2017	31/12/2016
Processo execução de precatórios P M de Cuiabá (1)	24.320	25.320
Outros títulos a receber (2)	1.625	1.625
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa (*)	(1.625)	(1.625)
(-) AVP - Precatório P M de Cuiabá (1)	(1.530)	(1.977)
Total	22.790	23.343
Circulante	5.394	5.278
Não circulante	17.396	18.065

(*) 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 está 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.. Foram recebidas 06 parcelas em 2016 e 02 parcelas em /2017, no totalizando R\$4.000.

No período findo em 31 de março de 2017, foi constituído Ajuste a valor presente no valor de R\$1.530 utilizando-se a taxa média anual do CDI de 12.13% ao ano, registrados em outras despesas financeiras.

(2) Refere-se aquisição de crédito de carbono.

Em 31 de março de 2017, os vencimentos dos títulos de créditos são:

	31/03/2017
2017	5.394
2018	5.382
2019	5.158
2020	4.600
Após 2020	3.881
Total	24.415

(*) Apresentado líquido do ajuste a valor presente.

8. Tributos a recuperar

	31/03/2017	31/12/2016
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS (a)	33.485	30.277
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ (b)	60.828	49.454
Imposto de Renda Retido na Fonte	-	9.836
Contribuição social sobre o lucro - CSSL (b)	15.956	15.112
Contribuições ao PIS e a COFINS (c)	27.898	25.757
Outros	2.018	2.604
Total	140.185	133.040
Circulante	101.687	95.021
Não circulante	38.498	38.019

- (a) Corresponde basicamente aos 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 além de R\$19.924 de carta de créditos adquirido junto ao Estado de Mato Grosso pela EMT. Essa carta de crédito 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. A administração possui provisão para perdas constituída da totalidade dos créditos em face da incerteza de sua realização.
- (b) Saldos negativos de imposto de renda e contribuição social apurados no ano calendário de 2016 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 substancialmente a créditos não cumulativos de PIS e COFINS incidentes sobre a cota de depreciação/amortização dos bens e equipamentos utilizados na atividade operacional, aquisição de energia comprada para revenda, encargos de conexão, serviços e demais custos relacionados à atividade de distribuição de energia elétrica da Companhia.

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 2.216, de 04 de abril de 2017, aprovou o reajuste tarifário da Companhia em vigor desde 08 de abril de 2017, cujo impacto tarifário médio percebido pelos consumidores foi de uma redução de 2,10%.

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, Reajuste Tarifário Extraordinário (RTE) diferenciado para todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica do país. O efeito médio para os consumidores da Companhia foi de 26,8%.

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

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 nº 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. Em fevereiro de 2017, foi promovido pela Agência uma revisão da tarifa aplicada que gerou um acréscimo de 33%, passando de R\$1,50 para R\$2,00 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.

Contudo, a partir de fevereiro de 2017, a tarifa aplicada pela ANEEL, sofreu uma redução de 22%, passando de R\$4,50 para R\$3,50 para cada 100 quilowatt-hora(kwh) consumidos.

As alterações da regulamentação de bandeiras tarifárias observadas no segundo semestre de 2016 e início de 2017 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 a partir de março de 2017, a ANEEL definiu a aplicação da Bandeira Amarela, devido ao resultado de análises do cenário hidrológico do país.

9.5. Outros assuntos regulatórios - Sobrecontratação:

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

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

Para afastar os prejuízos decorrentes da aquisição de energia que lhe foi imposta, mitigando a sua sobrecontratação, ao longo de 2016 e ainda em 2017, a companhia emvidou e vem emvidando seus melhores esforços e utilizando-se de todos os mecanismos disponíveis, tais como a participação nos MCSDs Mensais e de Energia Nova e a realização de acordos bilaterais com geradores. Mesmo assim, considerando que um dos últimos mecanismos ainda não foi realizado (o MCSD Ex-Post), a Companhia, em conjunto, estima ter encerrado o ano de 2016 com 111,0% de nível de contratação, sendo que o excedente, acima dos 100%, até o limite de 105% é liquidado pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) ao longo do ano.

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

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

Da mesma forma, com relação à migração de clientes especiais do mercado cativo para o mercado livre, e a devolução da energia a eles correspondente, também já foi manifestado entendimento no sentido que não há porque fazer distinção entre estes e os consumidores potencialmente livres apenas em decorrência da fonte de energia do fornecedor escolhido. Resta apenas a definição sobre a aplicação da permissão de redução dos contratos (CCEAR) por migração de consumidor especial para o ambiente livre e a consideração das sobras relativas a essa migração como involuntárias.

A Companhia emvidou seus melhores esforços para a mitigação da sobrecontratação de energia, por meio da utilização dos mecanismos disponíveis, tais como participação em todos os MCSDs de Energia Existente e Energia Nova e realização de acordos bilaterais com geradores.

Em reunião da Diretoria da Aneel, realizada em 25 de abril de 2017, o regulador definiu que a aprovação da involuntariedade de cada distribuidora será avaliada individualmente, considerando o máximo esforço para atingimento do nível de cobertura contratual, conforme previsto na Resolução Normativa 453/2011.

Em função dos motivos expostos acima, os montantes de energia superior ao nível regulatório de repasse (>105%), não afetaram o resultado do 1T17 e as discussões acerca do tema permanecem em curso e aguarda entendimento definitivo junto à ANEEL para reconhecimento contábil do ativo financeiro setorial.

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 períodos 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 31/12/2016	Receita Operacional		Resultado Financeiro	Saldo em 31/03/2017
		Adição	Amortização		
Itens da Parcela A (i)					
Energia elétrica comprada para revenda	2.477	14.107	(46.558)	(999)	(30.973)
Programa Incentivo Fontes Alternativas de Energia PROINFA	1.945	(1.110)	(1.354)	(74)	(593)
Transporte de Energia Elétrica Rede Básica	16.706	13.512	(3.329)	325	27.214
Transporte de Energia Elétrica - Itaipu	1.583	268	(563)	39	1.327
Encargo de serviços de sistema ESS (iii)	(73.627)	(48.224)	(8.204)	(3.224)	(133.279)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(19.935)	(18.883)	(26.069)	(776)	(65.663)
Neutralidade da Parcela A (iv)	24.625	(8.533)	529	315	16.936
Sobrecontratação de energia (ii)	3.214	15.906	27.577	965	47.662
CUSD	8	4	(3)	-	9
Exposição de submercados	(20.001)	(241)	296	2	(19.944)
Garantias Financeiras (v)	199	32	(73)	3	161
Saldo a Compensar da CVA do ciclo anterior (vi)	(3.699)	9.038	3.432	-	8.771
Outros itens financeiros (vii)	(7.298)	1.448	19.200	-	13.350
Total Ativo e Passivo	(73.803)	(22.676)	(35.119)	(3.424)	(135.022)
Ativo Circulante	146.063				108.896
Ativo Não Circulante	33.021				17.153
Passivo Circulante	(199.568)				(256.072)
Passivo Não Circulante	(53.319)				(4.999)

(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) **Repasse de sobrecontratação/exposição involuntária de energia:** As distribuidoras devem garantir, por meio de contratos de energia regulados, o atendimento de 100% do seu mercado. Contratações superiores ou inferiores a este referencial implicam na apuração, pela ANEEL, com aplicação nos processos de reajustes e revisões tarifárias, dos custos de repasse de aquisição do montante de sobrecontratação, limitado aos cinco por cento em relação à carga anual regulatória de fornecimento da distribuidora e do custo da energia referente à exposição ao mercado de curto prazo. Conforme mencionado na nota 8.5, valores superiores ao limite de cento e cinco por cento estão em discussão e, portanto, ainda não foram reconhecidos.
- (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

	31/03/2017	31/12/2016
Subvenção Baixa Renda (1)	7.438	6.939
Subvenção CDE - Desconto Tarifário (2)	47.689	48.629
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)	(4.869)	(5.300)
Aquisição de combustível para conta CCC	39.043	42.537
Ordens de serviço em curso - PEE e P&D	52.114	49.774
Ordens de serviço em curso - Outros/ Ordem de desativação	5.104	4.695
Sub-rogação CCC (5)	24.167	24.617
Adiantamentos a fornecedores	7.571	6.153
Créditos a receber de terceiros-alienação de bens e direitos (6)	12.267	12.591
Bloqueio Judicial (7)	7.574	10.355
Outros	11.370	9.664
Total	231.015	232.201
Circulante	192.599	193.932
Não circulante	38.416	38.269

- (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. A administração não espera apurar perdas na realização do saldo.

Segue a movimentação ocorrida no período/exercício:

	31/03/2017	31/12/2016
Saldo inicial - circulante - 31/12/2016 e 31/12/2015	6.939	9.246
Subvenção Baixa Renda	11.099	35.972
Ressarcimento pela Eletrobrás	(10.600)	(38.279)
Saldo final - circulante - 31/03/2017 e 31/12/ 2016 (1)	7.438	6.939

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

Em 31 de março de 2017, o saldo corresponde à subvenção incorrida nos meses de fevereiro e março de 2017, cujo ressarcimento a administração da empresa estará compensando no primeiro semestre de 2017.

Segue a movimentação ocorrida no período/exercício:

	31/03/2017	31/12/2016
Saldo inicial - circulante - 31/12/2016 e 31/12/2015	48.629	108.938
Desconto tarifário subvenção Irrigante e Rural	49.291	217.365
Ressarcimento pela Eletrobrás	(50.231)	(277.674)
Saldo final - circulante - 31/03/2017 e 31/12/2016 (2)	47.689	48.629
Total Subvenções Eletrobrás (1) + (2)	55.127	55.568

- (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 as Partes Relacionadas a parcela do crédito assumido. Do montante inicial da negociação que a Companhia tem direito restou o valor de R\$68.813 onde cerca de 69% (R\$47.266) foram assumidas pela Rede Power do Brasil S.A. e o restante (R\$ 21.547) 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\$4.869 (R\$5.300 em 31 de dezembro de 2016).
- (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 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, R\$3.311 em 2016 e R\$450 até em 2017, totalizando R\$8.087. O saldo remanescente é de R\$24.167.

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

Obra	Status	Valor aplicado	Valor sub-rogado	Recebido	A receber	
					31/03/2017	31/12/2016
Sistema de Transmissão Sapezal / Comodoro	em serviço	45.166	32.254	8.087	24.167	24.617
Total		45.166	32.254	8.087	24.167	24.617
Circulante (Principal)					2.037	2.204
Total do Circulante					2.037	2.204
Não Circulante (Principal)					22.130	22.413
Total do Não circulante					22.130	22.413

- (6) Créditos a receber de terceiros-alienação de bens e direitos - Inclui R\$6.355 de provisão para créditos de liquidação duvidosa.
- (7) Bloqueio Judicial - Inclui R\$6.588 de valores em conta corrente da Companhia. A Administração está realizando apresentação da documentação necessária a sua liberação.

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 conseqüente 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.

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 Parapanema S/A (EDEV), Empresa Elétrica Bragantina S/A (EEB), Multi Energisa Serviços S.A (Multi Energisa), Companhia Técnica e Comercialização de Energia S/A (CTCE), Vale do Vacaria Açúcar e Álcool S/A, Companhia Geral e QMRA Participações S/A e Rede Power do Brasil S/A (REDE POWER) que também possui 35,92% de participação no capital social.

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

Transações efetuadas durante o período pela Companhia:

	Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição (Custo)	Serviços contratados (Despesa)	Comissão aval (Despesa financeira) ⁽³⁾
Energisa S/A	-	1.319	938
Energisa Soluções S.A. (1)	-	1.290	-
Multi Energisa Serviços S/A (2)	-	4.177	-
Energisa Soluções Construções em Linhas e Redes S.A. (1)	-	5.916	-
Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S/A	370		
31/03/2017	370	12.702	938
31/12/2016	307	23.208	-
31/03/2016	355	18.923	-

Relacionamento		31/03/2017	31/12/2016
SALDOS ATIVOS			
Circulante			
Consumidores e concessionárias:			
Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A. (1).	Grupo Econômico	42	-
SALDOS PASSIVOS			
Fornecedores de serviços			
Energisa S.A.	Acionista controlador indireto	1.319	-
Multi Energisa Serviços S/A		-	557
Energisa Soluções S.A.		381	751
Energisa Soluções Construções em Linhas e Redes S.A.		1.900	4.109
Eletróbrás (3)	Acionista não controlador	233.407	255.209
		<u>237.007</u>	<u>260.626</u>

(1) 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.

(2) 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.

(3) 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.

Remuneração dos Administradores

No período findo em 31 de março de 2017, a remuneração dos membros do Conselho de Administração e Fiscal foi de R\$42 (R\$153 em 31 de março de 2016) e da Diretoria foi de R\$463 (R\$260 em 31 de março de 2016). 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\$82 (R\$117 em 31 de março de 2016). Os encargos sociais sobre as remunerações totalizaram R\$175 (R\$163 em 31 de março de 2016).

No período findo em 31 de março de 2017, a maior e a menor remuneração atribuídas a dirigentes e conselheiros relativas ao mês de março, foram de R\$55 e R\$2, (R\$39 e R\$2 em 31 de março 2016), respectivamente. A remuneração média em 31 de março de 2017 foi de R\$ 15 (R\$ 9 em 31 de março de 2016).

Na AGE de 28 de abril de 2017, foi aprovado o limite global da remuneração anual dos administradores para o exercício de 2017 no montante de R\$8.192 (R\$7.448 em 31 de dezembro 2016).

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, que estão 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:

	31/03/2017	31/12/2016
Ativo		
Prejuízo fiscal	-	-
Base negativa de contribuição social s/ o lucro	9.268	11.059
Diferenças temporárias:		
Imposto de renda	204.126	195.506
Contribuição social sobre o lucro líquido	73.550	70.383
Total	286.944	276.948
Passivo		
Diferenças temporárias:		
Imposto de renda	102.485	96.364
Contribuição social	35.418	34.691
Total	137.903	131.055
Total líquido - ativo não circulante	149.041	145.893

A natureza dos créditos diferidos são como segue:

	31/03/2017		31/12/2016	
	Base de cálculo	IRPJ + CSSL	Base de cálculo	IRPJ + CSSL
Ativo				
Base negativa da contribuição social sobre o lucro	102.973	9.268	122.880	11.059
Provisão para créditos (PCLD e Daycoval)	298.013	101.324	290.382	98.730
Outras provisões (honorários e outras)	192.647	65.500	175.548	59.686
Provisões para riscos cíveis, trabalhistas e fiscais	127.754	43.436	128.006	43.522
Ajustes a valor presente - Novadas	43.920	14.933	48.926	16.635
Outras adições temporárias	65.367	22.225	65.664	22.324
Ativo financeiro setorial líquido	73.803	25.093	73.803	25.093
A Receber da Concessão e Atualizações	(213.645)	(72.639)	(202.506)	(68.852)
Encargos sobre reavaliação de ativos	(176.762)	(60.099)	(183.247)	(62.304)
Total - ativo não circulante	514.070	149.041	519.456	145.893

A seguir, as realizações dos créditos fiscais ativos:

Exercícios	Realização de créditos fiscais
2017	9.037
2018	15.491
2019	17.633
2020	24.193
2021	26.609
2021 a 2025	193.981
Total	286.944

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:

	31/03/2017	31/03/2016
Lucro antes dos impostos	51.771	31.992
Alíquota fiscal combinada	34%	34%
Imposto de renda e contribuição social, calculados às alíquotas fiscais combinadas	(17.602)	(10.877)
Ajustes:		
Despesas indedutíveis (doações, brindes, multa, etc.)	(69)	(6)
Créditos sobre incentivos fiscais (PAT/doações dedutíveis) (*)	398	269
Créditos sobre incentivos fiscais - SUDAM(**)	3.866	-
Outras exclusões	(345)	-
Imposto de renda e contribuição social	(13.752)	(10.614)
Alíquota efetiva	26,56%	33,18%

(*) Referem-se basicamente a outros incentivos fiscais utilizados pela Companhia, como PAT (Programa de Alimentação do Trabalhador), Doações/Patrocínios Culturais, Lei 8.313/91 e Projetos Desportivos, Lei 11.438/2006.

(**) A Companhia possui redução do imposto de renda e adicionais - Incentivo fiscal SUDAM - auferidos no exercício findo em 31 de março de 2017 no montante de R\$3.866, registrado diretamente na demonstração de resultado do exercício 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 de ativos e passivos para fins contábeis e os correspondentes

valores usados para fins de tributação. 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 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, com a aplicação do IGPM. Em novembro de 2015 a ANEEL através da Resolução Normativa nº 686/2015, aprovou a revisão do Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Revisão Tarifária (PRORET), da Base de Remuneração Regulatória (BRR), onde determinou que a base de remuneração fosse corrigida pela aplicação do IPCA.

No período findo em 31 de março de 2017, a Companhia reconheceu como remuneração do contas a receber da concessão VNR o montante de R\$11.140 (R\$19.639 em 31 de março de 2016). A partir de 31 de dezembro de 2016, a Companhia passou a reconhecer a remuneração do contas a receber da concessão VNR em receitas operacionais.

Esse direito está classificado como ativo financeiro disponível para venda no ativo não circulante.

Seguem as movimentações ocorridas no período/exercício:

Movimentação	31/03/2017	31/12/2016
Ativo financeiro custo corrigido -31/12/2016 e31/12/2015	1.327.640	1.074.263
Adições no exercício (*)	63.854	209.729
Baixas no exercício	(1.860)	(4.028)
Subtotal - Ativo financeiro custo corrigido	1.389.634	1.279.964
Receitas operacionais - ativo financeiro indenizável da concessão (**)	11.140	47.676
Ativo financeiro valor justo - 31/03/2017 e 31/12/2016	1.400.774	1.327.640

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

(**) Os ativos são remunerados pela aplicação da variação mensal do IPCA, índice de remuneração utilizado 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:

	31/03/2017	31/12/2016
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

	31/03/2017	31/12/2016
Imobilizado	15.021	15.644
Intangível - contrato de concessão	2.006.298	2.020.896
Total	2.021.319	2.036.540

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.

A movimentação dos bens da concessão é como segue:

	31/12/2016	Adição	Transferências	Baixas (*)	Amortização/ Depreciação	Saldo 31/03/2017
Intangível em Serviço						
Custo	3.762.828	-	59.215	(13.043)	-	3.809.000
Amortização Acumulada	(1.757.778)	-	-	7.090	(54.915)	(1.805.603)
Subtotal	2.005.050	-	59.215	(5.953)	(54.915)	2.003.397
Em Curso	717.143	114.474	(59.215)	(69.912)	-	702.490
Total Intangível	2.722.193	114.474	-	(75.865)	(54.915)	2.705.887
(-) Obrigações vinculadas à concessão						
Em Serviço						
Custo	936.447	-	10.060	-	-	946.507
Amortização Acumulada	(324.596)	-	-	-	(12.272)	(336.868)
Subtotal	611.851	-	10.060	-	(12.272)	609.639
Em Curso	89.446	16.622	(10.060)	(6.058)	-	89.950
Total das Obrigações vinculadas à concessão	701.297	16.622	-	(6.058)	(12.272)	699.589
Total Intangível	2.020.896	97.852	-	(69.807)	(42.643)	2.006.298
Imobilizado em Serviço						
Custo:						
Edificações e benfeitorias	295	-	-	-	-	295
Máquinas e equipamentos	24.830	-	2.748	-	-	27.578
Veículos	38.311	-	-	(38.155)	-	156
Móveis e utensílios	5.863	-	32	-	-	5.895
Total do imobilizado em serviço	69.299	-	2.780	(38.155)	-	33.924
Depreciação acumulada:						
Edificações e benfeitorias	(237)	-	-	-	(35)	(272)
Máquinas e equipamentos	(14.368)	-	-	-	(679)	(15.047)
Veículos	(35.669)	-	-	36.437	(909)	(141)
Móveis e utensílios	(3.381)	-	-	-	(62)	(3.443)
Total Depreciação acumulada	(53.655)	-	-	36.437	(1.685)	(18.903)
Subtotal Imobilizado	15.644	-	2.780	(1.718)	(1.685)	15.021
Imobilizado em curso	-	2.780	(2.780)	-	-	-
Total do Imobilizado	15.644	2.780	-	(1.718)	(1.685)	15.021
Total do Intangível e Imobilizado	2.036.540	100.632	-	(71.525)	(44.328)	2.021.319

(*) Das baixas no montante de R\$71.525, R\$63.854 foi transferido para contas a receber da concessão, R\$ 1.718 refere-se a baixa da aeronave e R\$4.235 refere-se a demais baixas realizadas no exercício, 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.

	31/12/2015	Adição (**)	Transferências	Baixas (*)	Amortização/ Depreciação	31/12/2016
Intangível em Serviço						
Custo	3.585.689	-	193.517	(16.378)	-	3.762.828
Amortização Acumulada	(1.597.269)	-	14.791	17.166	(192.466)	(1.757.778)
Subtotal	1.988.420	-	208.308	788	(192.466)	2.005.050
Em Curso	574.652	626.517	(220.434)	(263.592)	-	717.143
Total Intangível	2.563.072	626.517	(12.126)	(262.804)	(192.466)	2.722.193
(-) Obrigações vinculadas à concessão						
Em Serviço						
Custo	915.787	10.007	10.653	-	-	936.447
Amortização Acumulada	(277.701)	-	-	-	(46.895)	(324.596)
Subtotal	638.086	10.007	10.653	-	(46.895)	611.851
Em Curso	94.215	59.747	(10.653)	(53.863)	-	89.446
Total das Obrigações vinculadas à concessão	732.301	69.754	-	(53.863)	(46.895)	701.297
Total Intangível	1.830.771	556.763	(12.126)	(208.941)	(145.571)	2.020.896
Imobilizado em Serviço						
Edificações e benfeitorias	325	-	(30)	-	-	295
Máquinas e equipamentos	1.706	-	23.124	-	-	24.830
Veículos	38.310	-	1	-	-	38.311
Móveis e utensílios	107	-	5.756	-	-	5.863
Total do imobilizado em serviço	40.448	-	28.851	-	-	69.299
Depreciação acumulada:						
Edificações e benfeitorias	(142)	-	(78)	-	(17)	(237)
Máquinas e equipamentos	(182)	-	(11.660)	-	(2.526)	(14.368)
Veículos	(29.743)	-	-	-	(5.926)	(35.669)
Móveis e utensílios	(32)	-	(3.053)	-	(296)	(3.381)
Total Depreciação acumulada	(30.099)	-	(14.791)	-	(8.765)	(53.655)
Subtotal Imobilizado	10.349	-	14.060	-	(8.765)	15.644
Imobilizado em curso	-	1.934	(1.934)	-	-	-
Total do Imobilizado	10.349	1.934	12.126	-	(8.765)	15.644
Total Ativo Intangível e Imobilizado	1.841.120	558.697	-	(208.941)	(154.336)	2.036.540

(*) Das baixas no montante de R\$208.941, R\$ 209.729 foi transferido para contas a receber da concessão e R\$788 refere-se a baixas realizadas no exercício, 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.

(**) Inclui R\$9.773 de adição em serviço das obrigações especiais referente à Resolução nº4.463 de 17 de dezembro de 2013.

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, revogada pela Resolução 691/2015 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 do ativo intangível está sendo realizada de acordo com as taxas da Resolução Normativa da ANEEL nº 674, de 11 de agosto de 2015, limitada ao prazo da concessão com base nos benefícios econômicos gerados anualmente. A taxa média ponderada de amortização utilizada foi de 4,09% (4,16% 31 de dezembro de 2016).

O saldo do intangível e do contas a receber da concessão está reduzido pelas obrigações vinculadas a concessão, que são representadas por:

Obrigações vinculadas à concessão:	31/03/2017	31/12/2016
Contribuições do consumidor (1)	820.528	834.368
Participação da União - recursos CDE (2)	455.140	449.706
Participação do Governo do Estado (2)	9.348	9.348
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	98.844	91.434
(-) Amortização acumulada	(336.868)	(324.596)
Total	1.046.992	1.060.260
Alocação:		
Contas a receber da concessão	347.403	358.963
Infraestrutura - Intangível em serviço	609.639	611.851
Infraestrutura - Intangível em curso	(8.894)	(1.988)
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	98.844	91.434
Total	1.046.992	1.060.260

(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, fossem 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 31 de março de 2017, o montante contabilizado naquela rubrica é de R\$98.844 (R\$54.467 em 31 de março 2016).

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

Imobilizado

Taxas de depreciação praticadas pela Companhia são revisadas anualmente, é como segue:

Taxas de depreciação do ativo imobilizado	31/03/2017	31/03/2016
Edificações e benfeitorias	3,33%	3,33%
Máquinas e equipamentos	16,02%	16,22%
Veículos	14,29%	14,29%
Móveis e utensílios	6,25%	6,25%

17. Fornecedores

	31/03/2017	31/12/2016
Suprimento:		
Contratos Bilaterais (1)	475.124	527.093
Uso da rede básica (1)	18.067	10.593
CCEE	63.558	32.025
Energia livre	7.860	7.860
Materiais e serviços e outros (2)	38.068	44.651
Total	602.677	622.222
Circulante	436.861	427.144
Não Circulante	165.816	195.078

(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\$282.863 (R\$326.228 em 31 de dezembro de 2016), 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. A partir de 30 de setembro de 2016, a Companhia iniciou o pagamento da parcela do principal.

Movimentação ELB repasse Itaipú	31/03/2017	31/12/2016
Parcelamento	326.228	351.140
Juros	10.123	52.924
Amortização	(53.488)	(77.836)
Total	282.863	326.228
Circulante	117.047	131.150
Não Circulante	165.816	195.078

(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:

	31/03/2017	31/12/2016
Empréstimos e Financiamentos - moeda nacional	1.361.507	1.345.317
Empréstimos e financiamentos - moeda estrangeira	1.921	4.923
Encargos de dívidas - moeda nacional	9.157	9.415
Encargos de dívidas - moeda estrangeira	2	21
(-) Custos a amortizar	(2.870)	(3.024)
(-) Marcação a mercado de dívidas	14	(1)
Total	1.369.731	1.356.651
Circulante	166.669	148.816
Não Circulante	1.203.062	1.207.835

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) (5)	Garantias (*)
	31/03/2017	31/12/2016					
Energisa Mato Grosso							
FIDC Grupo Energisa IV	354.111	354.119	TR + 7,00% a.a.	out/34	Mensal	2,06%	F
FIDC I I Grupo Energisa	485.959	486.289	CDI + 0,70% a.a.	mai/31	Mensal	3,20%	F
CCB - Santander (4)	24.246	26.953	CDI + 2,28% a.a.	jun/17	Mensal	3,60%	F + A
Luz para Todos I - Eletrobrás	109.246	119.033	6,00 a 8,00% a.a.	ago/22	Trimestral	1,47%	-
Luz para Todos II - Eletrobrás	124.161	136.176	SELIC	nov/19	Mensal	1,97%	-
Repasse BNDES - Bradesco (3)	76.489	63.982	TJLP + 3,96% a	nov/21	Mensal	2,80% a	A
Repasse BNDES - Itaú (3)	70.537	59.004	4,26% a.a.	nov/21	Mensal	2,80% a	A
Repasse BNDES - Bradesco (3)	65.506	56.797	SELIC + 4,34%	nov/21	Mensal	3,04%	A
Repasse BNDES - Itaú (3)	60.409	52.379	SELIC + 4,34%	nov/21	Mensal	3,04%	A
(-)Custo de captação incorrido na contratação	(2.870)	(3.024)					
Total em Moeda Nacional	1.367.794	1.351.708					
Resolução 4131-Bank of America ML (1, 4 e 5)	1.923	4.944	Libor + 1,50% a.a.	mai/17	Mensal	-1,37%	D
(-) Marcação à Mercado de Dívida (2)	14	(1)					
Total em Moeda Estrangeira	1.937	4.943					
Total Energisa Mato Grosso	1.369.731	1.356.651					

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

- (1) Os contratos em moeda estrangeiras possuem proteção de swap cambial e instrumentos 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 contados da data de emissão das debêntures de 7ª emissão da controladora final Energisa S.A.

Até 31 de março de 2017 foram liberados R\$253.029, 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.. Além disto, estes contratos possuem obrigações contratuais não financeiras, como envio periódico de informações, cumprimento regular de normas trabalhistas, manutenção de licenças necessárias à operação, bem como de seguros, entre outras, que são avaliadas pelo banco quanto ao fiel atendimento. O descumprimento desses níveis e obrigações pode implicar em vencimento antecipado das dívidas (vide nota explicativa nº 29 - Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos). Em 31 de março de 2017, as exigências contratuais foram cumpridas.

- (4) O contrato 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 31 de março de 2017, as exigências contratuais foram cumpridas.
- (5) 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 31 de março de 2017, as exigências contratuais foram cumpridas.

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

Moeda/indicadores	31/03/2017	31/12/2016
US\$ x R\$	-2,78%	-16,54%
TJLP	1,82%	7,50%
SELIC	1,97%	14,02%
CDI	3,03%	14,00%
LIBOR	1,04%	0,67%
TR	0,35%	2,01%
IPC-FIPE	0,38%	6,55%

Em 31 de março de 2017, os empréstimos de longo prazo têm seus vencimentos assim programados:

	31/03/2017
2018	110.943
2019	125.105
2020	71.323
2021	90.145
Após 2021	805.546
Total	1.203.062

Seguem as movimentações ocorridas no período/exercício:

Descrição	31/03/2017	31/12/2016
Saldos iniciais - 31/12/2016 e 31/12/ 2015	1.356.651	978.472
Novos empréstimos e financiamentos obtidos	36.868	515.600
Custos Apropriados	-	(3.613)
Encargos de dívidas - juros, variação monetária e cambial	37.560	145.635
Marcação a Mercado das Dívidas	15	298
Pagamento de principal	(27.349)	(153.131)
Pagamento de juros	(34.014)	(126.610)
Saldos finais - 31/03/2017 e 31/12/ 2016	1.369.731	1.356.651
Circulante	166.669	148.816
Não circulante	1.203.062	1.207.835

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

Contratos	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2019 em diante	Total
Banco Itaú BBA - BNDES	461	615	1.794	2.870
Total	461	615	1.794	2.870

19. Debêntures (não conversíveis em ações)

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

Descrição	31/03/2017	31/12/2016
Debêntures - moeda nacional	286.249	303.475
(-) custos de captação incorridos na contratação ⁽¹⁾	(1.589)	(1.785)
Total	284.660	301.690
Circulante	69.508	69.996
Não Circulante	215.152	231.694

Operações	Total		Emissão	Nº de Títulos Emitidos / circulação	Rendimentos	Vencimento	Amortização	Taxa efetiva de juros
	31/03/2017	31/12/2016						
5ª Emissão	284.660	301.690	15/05/2014	45.000 / 45.000	CDI + 2,28% a.a	mai/21	Mensal após jun 2016	3,60%
Total	284.660	301.690						

(1) Inclui R\$1.589 (R\$1.785 em 31 de dezembro de 2016) 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 31 de março de 2017, as exigências contratuais foram cumpridas.

Em 31 de março de 2017, as debêntures classificadas no não circulante têm seus vencimentos assim programados:

	31/03/2017
2018	50.957
2019	67.943
2020	67.943
Após 2020	28.309
Total	215.152

Seguem as movimentações ocorridas no período/exercício:

Descrição	31/03/2017	31/12/2016
Saldos iniciais - 31/12/2016 e 31/12/2015	301.690	456.240
Encargos de dívidas - juros, variação monetária e cambial	10.674	55.413
Recompra de debêntures 2ª e 5ª emissão 2ª série	-	(100.000)
Compra Deb. Tesouraria 5ª Emissão 2ª série	-	(8.255)
Pagamento de principal	(17.090)	(40.306)
Pagamento de juros	(10.614)	(61.402)
Saldos finais - 31/03/2017 e 31/12/2016	284.660	301.690
Circulante	69.508	69.996
Não circulante	215.152	231.694

Resgates:

. Em 04 de janeiro de 2016 e em 23 de março de 2016 a Companhia efetuou o resgate e cancelamento de 10.000 debêntures de sua 5ª emissão 2ª série 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 08 de setembro de 2016 a Companhia efetuou uma recompra de 860 debêntures para tesouraria de sua 5ª emissão 2ª série no valor de R\$ 8.255.

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

Contratos	2017	2018	2019 em diante	Total
Debêntures 5ª Emissão	500	666	423	1.589
Total	500	666	423	1.589

20. Financiamento por arrendamento mercantil

Operações	Total
	31/12/2016
CESSNA FINANCE (1) e (2)	33.622
Total - em moeda Estrangeira	33.622
Circulante	5.778
Não Circulante	27.844

(1) Contratos com incidência de Caução no montante de R\$10.079 em 31 de dezembro de 2016, contabilizado na rubrica Cauções e Depósitos Vinculados. O contrato foi finalizado em março de 2017, não existindo saldo em 31 de março de 2017.

(2) Inclui variação cambial.

A Companhia vendeu aeronave em março /2017 avaliada em de R\$1.718, (R\$2.627 em 31 de dezembro 2016), 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 31 de março de 2017:

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%	-10,76%

Durante o período findo em 31 de março de 2017, a Companhia em atendimento ao CPC-06 (R1) (Operação de Arrendamento Mercantil), reconheceu os montantes de R\$909 (R\$5.452 em 31 de dezembro 2016), como despesa de depreciação e de R\$432 (R\$3.066 em 31 de dezembro 2016) como despesa financeira referente aos encargos dos contratos.

A liquidação dos contratos em moeda estrangeira no montante (R\$33.622 em 31 de dezembro 2016), foi finalizado em março de 2017.

Seguem as movimentações ocorridas no período/ exercício:

Descrição	31/03/2017	31/12/2016
Saldos iniciais -- 31/12/2016 e 31/12/2015	33.622	46.744
Encargos de dívidas - juros, variação monetária e cambial	(968)	(4.452)
Pagamento de principal	(32.222)	(5.604)
Pagamento de juros	(432)	(3.066)
Saldos finais - 31/03/2017 e 31/12/2016	-	33.622
Circulante	-	5.778
Não circulante	-	27.844

21. Tributos e Contribuições Sociais

21.1 Impostos e contribuições sociais correntes

	31/03/2017	31/12/2016
Imposto s/ Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	124.594	95.220
Encargos sociais	4.931	7.239
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	5.341	2.594
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	6.643	-
Contribuições ao PIS e a COFINS	29.765	25.494
Imposto de Renda Retido na Fonte - IRRF	268	523
Outros	2.789	4.017
Total	174.331	135.087
Circulante	144.797	105.553
Não Circulante	29.534	29.534

21.2 Parcelamentos de impostos

	31/03/2017	31/12/2016
ICMS (1)	455	496
Total	455	496
Circulante	313	284
Não Circulante	142	212
Total Geral - Circulante	145.110	105.837
Total Geral - Não Circulante	29.676	29.746

- (1) A Companhia consolidou, em outubro de 2016, junto a Secretaria de Fazenda - SEFAZ, parcelamento referente a débitos de ICMS, conforme Processo 5173892-2016 em 24 parcelas mensais e consecutivas.

Segue a movimentação dos parcelamentos:

ICMS	31/03/2017	31/12/2016
Saldos iniciais - 31/12/2016 e 31/12/2015	496	2.897
Constituição	-	519
Juros	6	100
Amortização	(47)	(3.020)
Saldos finais - 31/03/2017 e 31/12/2016	455	496

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	31/03/2017	31/12/2016
Saldos iniciais - 31/12/2016 e 31/12/2015	7.060	120.288	658	128.006	162.152
Provisão contingências	1.399	10.241	28	11.668	63.370
Reversões de provisões	(547)	(5.321)	(55)	(5.923)	(71.016)
Pagamentos realizados	(463)	(5.922)	-	(6.385)	(35.879)
Atualização monetária	(519)	895	12	388	9.379
Saldos finais - 31/03/2017 e 31/12/2016	6.930	120.181	643	127.754	128.006
Depósitos judiciais				(6.062)	(5.632)

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 verbas rescisórias, FGTS e demais verbas contratuais/legais, com pedido de responsabilidade subsidiária/solidária da Companhia.

No período findo em 31 de março de 2017, foram constituídas cerca de R\$1.399 de aumento de provisões, principalmente relacionadas a novas ações; incremento do risco em ações existentes, devido à movimentação processual; pagamentos da ordem de R\$463, e reversão de provisões de R\$547.

Cíveis

Nos processos cíveis discute-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, 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.

No período findo em 31 de março de 2017, foram constituídas cerca de R\$10.241 de aumento de provisões, principalmente relacionadas a novas ações; incremento do risco em ações existentes, devido à movimentação processual; pagamentos da ordem de R\$5.922, e reversão de provisões de R\$5.321.

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 31 de março de 2017, foram constituídas cerca de R\$28 de aumento de provisões, principalmente relacionadas a novas ações; incremento do risco em ações existentes, devido à movimentação processual e reversão de provisões de R\$55.

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\$1.464.256 (R\$1.419.363 em 31 de dezembro 2016), cuja probabilidade de êxito foi estimada pelos consultores jurídicos como possível, não requerendo a constituição de provisão.

O aumento de R\$44.893 refere-se, basicamente, a alteração de prognósticos, propositura de novos processos e atualização monetária, conforme será detalhado adiante por natureza.

Trabalhistas

As ações judiciais de natureza trabalhista no montante de R\$47.096 (R\$42.172 em 31 de dezembro 2016) 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 de R\$4.924 refere-se basicamente a propositura de novas ações, relacionadas às matérias citadas, encerramento de ações, alteração de prognóstico, além da atualização monetária.

Cíveis

As ações judiciais de natureza cível, cujo montante é de R\$298.893 (R\$255.988 em 31 de dezembro 2016), têm majoritariamente os seguintes objetos: (i) revisão ou o cancelamento de faturas de energia elétrica; (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, falta momentânea de energia e acidentes na rede elétrica; e (iii) multas regulatórias originárias de procedimentos de fiscalização do poder concedente que se encontram em processo administrativo.

O aumento de R\$42.905 refere-se basicamente a propositura de novas ações, relacionadas às matérias citadas, encerramento de ações, alteração de prognóstico, além da atualização monetária.

Principais processos:

. Ação de indenização, no montante de R\$66.523 (R\$65.994 em 31 de dezembro 2016), com o objetivo de obter indenização por danos materiais e morais, relacionada à rescisão de contrato de prestação de serviços.

. Ação de indenização, no montante de R\$37.698 (R\$37.398 em 31 de dezembro 2016), objetivando o 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\$1.121.266 (R\$1.121.203 em 31 de dezembro 2016), 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 de ICMS; e (iv) imposto sobre serviços de qualquer natureza (ISSQN) na figura de substituto tributário dos municípios, entre outros.

Principais processos:

Em 31 de março de 2017, os processos envolvendo ICMS incidente sobre demanda de energia ("ICMS Demanda") montavam R\$635.499 (R\$622.848 em 31 de dezembro de 2016), para o qual a Companhia não constituiu provisão, com base na avaliação de seus consultores jurídicos. A diferença acentuada entre os dois exercícios decorre do fato de que em dez/2015, dois dos cinco autos de infração se encontravam prognosticados como de perda remota, porque haviam sido indicados à compensação no âmbito dos Decretos Estaduais n°s 1.171/2012 e 2.042/2013 (Lei da Copa), o que posteriormente resultou em indeferimento, voltando referidos autos, ao prognóstico possível.

. Os processos referentes a ICMS Demanda, decorrem de autuação em virtude de falta de arrecadação e recolhimento do tributo, por conta de impedimento judicial (decisões judiciais suspendendo a exação, obtidas por consumidores). Após a cessação dos efeitos das referidas decisões, a Companhia vem mantendo discussões com a SEFAZ/MT, no sentido de construir uma solução para a arrecadação deste tributo, por meio da participação da Companhia, na condição de mero agente arrecadador. As discussões culminaram na abertura da possibilidade de adesão direta pelos consumidores, ao programa de parcelamento vigente do Estado (Refis MT - Leis Estadual 10.433/2016 e Decreto 780/2016).

. Destaca-se, a autuação fiscal da Secretaria de Fazenda do Estado de Mato Grosso, no montante de R\$234.795 (R\$230.237 em 31 de dezembro de 2016), invalidando transferência de créditos adquiridos pela Companhia, na

apuração do ICMS devido mensalmente. Alega-se: (i) suposto recolhimento a menor do ICMS, por apropriação de crédito fiscal em montante supostamente superior ao permitido pela legislação; e (ii) ausência de enquadramento da transferência, ao convênio ICMS 85/2011, contra o que a Companhia defende-se no respaldo legal havido para a operação.

. Destaca-se também os processos referentes à tomada de crédito do diferencial de alíquota de ICMS, nas operações de aquisição de bens destinados ao ativo permanente, dentre os quais salienta-se uma execução fiscal no valor de R\$56.340 (R\$55.247 em 31 de dezembro de 2016); em divergência com preceitos constitucionais e com a Lei Complementar nº 87/96, a Lei Estadual nº 7.098/98 do Estado de Mato Grosso veda em seu art. 25, §6º, a tomada deste crédito; o tema é objeto da ADI nº 4.623/MT, em trâmite perante o STF, já com parecer favorável da Advocacia Geral da União.

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

23. Encargos setoriais e Incorporação de Redes

23.1 Taxas Regulamentares

	31/03/2017	31/12/2016
Quota Reserva Global de Reversão - RGR	41.707	45.993
Quota - Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	80.709	88.983
Total	122.416	134.976
Circulante	51.243	51.243
Não circulante	71.173	83.733

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 Proinfra 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	31/03/2017	31/12/2016
Saldo inicial - 31/12/2016 e 31/12/2015	134.976	151.723
Juros	2.963	19.647
Amortização	(15.523)	(36.394)
Saldo final - 31/03/2017 e 31/12/2016	122.416	134.976

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.

	31/03/2017	31/12/2016
Quota - Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	32.715	34.875
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	945	970
Ministério de Minas e Energia - MME	472	485
Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL	2.654	-
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	45.092	44.872
Programa de Eficiência Energética - PEE/Procel	88.885	86.655
Total	170.763	167.857
Circulante	88.893	88.037
Não Circulante	81.870	79.820

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

Por meio da Resolução Normativa nº 316, de 13 de maio de 2008, alterada pela REN nº 504 de 14 de agosto de 2012 e nº 556 de 18 de junho de 2013, a ANEEL estabeleceu novos critérios para cálculo, aplicação e recolhimento dos recursos do programa de eficiência energética. 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)	31/03/2017	31/12/2016
Circulante	140.136	139.280
Não Circulante	153.043	163.553

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 nº 1993, publicada no Diário Oficial da União (DOU) do dia 15 de dezembro de 2015.

As incorporações de redes particulares em 31 de março de 2017 montam em R\$281.506 (R\$277.618 em 31 de dezembro 2016), dos quais R\$182.589 estão classificados como circulante (R\$199.000 em 31 de dezembro 2016) e R\$98.917 (R\$78.618 em 31 de dezembro 2016), no não circulante.

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	31/03/2017	31/12/2016
Saldos em 31/12/2016 e 31/12/2015	277.618	256.362
Adições no exercício	10.049	42.267
Atualização monetária	10.250	46.359
Baixas no exercício (*)	(16.411)	(67.370)
Saldos em 31/03/2017 e 31/12/2016	281.506	277.618
Circulante	182.589	199.000
Não circulante	98.917	78.618

(*) No exercício findo em 31 de março de 2017 foram pagos R\$16.411 (R\$67.370 em 31 de dezembro de 2016 de processos indeferidos).

24. Outras contas a pagar

	31/03/2017	31/12/2016
Valores e encargos a recuperar tarifa - TUSD	12.201	12.201
Auto de infração	2.979	3.475
Adiantamento de consumidores	4.802	3.888
Encargos tarifários	3.620	3.620
Participações empregados e administradores	8.693	8.693
Arrecadação de terceiros a repassar	723	691
Entidades seguradoras - prêmios de seguros	172	1.446
Folha de pagamento	533	1.239
Outros credores	9.393	9.123
Total	43.117	44.376
Circulante	28.420	29.569
Não circulante	14.697	14.807

25. Patrimônio líquido

25.1. Capital Social

O capital social da Companhia é de R\$1.469.786 (R\$1.469.786 em 31 de dezembro em 2016), representado por 73.478 mil ações ordinárias (73.478 mil em 31 de dezembro 2016) e 139.433 mil ações preferenciais (139.433 mil em 31 de dezembro de 2016), todas nominativas, escriturais e sem valor nominal.

As ações preferenciais possuem as seguintes características:

- (i) sem direito a voto;
- (ii) prioridade no caso de reembolso do capital, sem prêmio;
- (iii) prioridade na distribuição de dividendos mínimos, não cumulativos, de 10% (dez por cento) ao ano sobre o capital próprio atribuído a essa espécie de ações, dividendo a ser entre elas rateado igualmente;
- (iv) direito de participar - depois de atribuído às ações ordinárias dividendo igual ao mínimo previsto no inciso "III" supra - da distribuição de quaisquer dividendos ou bonificações, em igualdade de condições com as ações ordinárias.

As ações preferenciais sem direito de voto, adquirirão o exercício desse direito se a Companhia, durante três exercícios consecutivos, deixar de pagar os dividendos fixos ou mínimos a que fizerem jus, direito que conservarão até que passe a efetuar o pagamento de tais dividendos.

A transferência de propriedade das ações nominativas só poderá ser efetuada no escritório central da Companhia.

O desdobramento de títulos múltiplos será efetuado a preço não superior ao custo.

25.2. Reserva de lucros - reserva de incentivos fiscais

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 31 de março de 2017 a Companhia apurou R\$3.866 (R\$36.768 em 31 de dezembro de 2016) de redução de imposto de renda e adicionais.

26. Receita operacional

	31/03/2017			31/03/2016		
	Não revisado pelos auditores independentes		R\$	Não revisado pelos auditores independentes		R\$
	Nº de consumidores	MWh		Nº de consumidores	MWh	
Residencial	1.037.429	654.876	434.864	1.007.112	669.900	440.550
Industrial	19.482	149.162	105.664	22.057	176.774	120.894
Comercial	93.421	378.148	273.013	94.079	399.169	281.271
Rural	169.727	232.991	119.400	166.421	218.586	108.825
Poder Público	12.057	80.417	53.557	11.780	85.004	54.525
Iluminação Pública	875	98.184	28.906	848	80.175	24.313
Serviço Público	1.265	45.796	27.217	1.254	46.250	27.679
Consumo Próprio	313	2.589	-	293	2.731	-
Subtotal	1.334.569	1.642.163	1.042.621	1.303.844	1.678.589	1.058.057
Suprimento	-	277.713	42.319	-	-	-
Fornecimento não Faturado Líquido	-	5.309	2.794	-	(12.470)	(14.031)
Disponibilidade do sistema de transmissão e de distribuição	176	-	99.091	100	-	86.531
Receita de Construção (1)	-	-	101.451	-	-	96.039
(-) Ultrapassagem Demanda	-	-	(2.578)	-	-	(872)
(-) Excedentes de Reativos	-	-	(4.832)	-	-	(1.476)
Constituição e Amortiz. - CVA Ativa e Passiva (2)	-	-	(57.795)	-	-	(67.417)
Subvenções vinculadas ao serviço concedido	-	-	60.390	-	-	49.988
Ativo financeiro indenizável da Concessão	-	-	11.140	-	-	19.639
Outras receitas operacionais	-	-	9.175	-	-	7.039
Total - receita operacional bruta	1.334.745	1.925.185	1.303.776	1.303.944	1.666.119	1.233.497
Deduções da receita operacional						
ICMS	-	-	268.717	-	-	269.717
PIS	-	-	19.646	-	-	18.477
COFINS	-	-	90.490	-	-	85.107
ISS	-	-	62	-	-	89
Deduções Bandeiras Tarifárias - CCRBT (3)	-	-	936	-	-	354
Programa de Eficiência Energética - PEE	-	-	3.537	-	-	3.124
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	95.854	-	-	112.188
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	-	-	3.537	-	-	3.124
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TSFEE	-	-	1.029	-	-	920
Total - deduções da receita operacional	-	-	483.808	-	-	493.100
Total - receita operacional líquida	1.334.745	1.925.185	819.968	1.303.944	1.666.119	740.397

- (1) A receita de construção está representada pelo mesmo montante em custo de construção. Tais valores são de reconhecimento obrigatório pela ICPC 01 - Contratos de Concessão e correspondem a custo de construção de obras de ativos da concessão de distribuição de energia elétrica.
- (2) Refere-se ao montante de ativos e passivos financeiros setoriais reconhecidos no resultado do período findo em 31 de março de 2017 de acordo com o OCPC 08.
- (3) A partir de janeiro de 2015, as contas de energia tiveram a aplicação do Sistema de Bandeiras Tarifárias. O acionamento da bandeira tarifária será sinalizado mensalmente pela ANEEL, de acordo com as informações prestadas pelo Operador Nacional do Sistema - ONS, conforme a capacidade de geração de energia elétrica no país. A ANEEL, através do Ofício nº 185 de 08 de abril de 2015, com alteração efetuada pelo Despacho nº 245 de 28 de janeiro de 2016, estabeleceu novos procedimentos contábeis para registro das Receitas Adicionais das Bandeiras Tarifárias. Pela alteração proposta, os montantes das bandeiras passam a ser registrados na receita operacional.

As receitas auferidas pela Companhia referentes às bandeiras tarifárias no período findo em 31 de março de 2017, foram de R\$5.864 (R\$56.462 em 31 de março de 2016), tendo sido repassados a CCRBT - Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias o montante de R\$936 (R\$ 354 em 31 de março de 2016). Dessa forma, o efeito líquido das bandeiras tarifárias no resultado da Companhia em 31 de março de 2017 foi de R\$4.921 (R\$56.108 em 31 de março de 2016).

Para os meses de janeiro a fevereiro de 2016 e 2017 a Aneel já homologou os valores conforme abaixo:

Meses	Despacho	31/03/2017	31/03/2016
Janeiro	Nº 592 de 02 de março de 2017 (Nº 583 de 04 de março de 2016)	21	(13)
Fevereiro	Nº 899 de 30 de março de 2017 (Nº 829 de 30 de março de 2016)	15	(7)
Março	Valor a ser homologado em abril de 2017(Nº1.356 de 4 de maio de 2016)	(972)	(334)
TOTAL		(936)	(354)

27. Energia Elétrica comprada para revenda

Energia elétrica comprada para revenda

	MWH(3)		R\$	
	31/03/2017	31/03/2016	31/03/2017	31/03/2016
Energia de Itaipú - Binacional	323.104	330.950	62.279	67.973
Energia de leilão	588.853	560.158	140.499	187.229
Energia bilateral	985.645	786.800	212.896	108.437
Cotas de Angra REN 530/12 (2)	59.148	60.349	13.720	12.208
Energia de curto prazo - CCEE (1)	-	12.077	1.795	7.587
Cotas Garantia Física-Res. Homol. ANEEL 1410 - Anexo I	339.304	301.426	33.028	18.390
Programa incentivo fontes alternativas energia - PROINFA	40.143	38.840	15.170	16.245
(-) Parcela a compensar crédito PIS/COFINS não cumulativo	-	-	(44.881)	(35.369)
Total	2.336.197	2.090.600	434.506	382.700

- (1) Inclui demais custos na CCEE tais como, efeitos da CCEARs, liminares/ajuste de energia leilão, efeito de cotas de garantia física, efeito cotas de energia nuclear e exposição de cota Itaipu.
- (2) Contempla valor da REN 1585/2013.
- (3) Não auditado pelos auditores independentes.

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

28. Cobertura de seguros

A Companhia adota a política de contratar cobertura de seguros para os bens sujeitos aos riscos para cobrir eventuais sinistros, considerando a natureza de sua atividade. Os seguros da Companhia são contratados conforme os preceitos de gerenciamento de riscos e seguros geralmente empregados por empresas de distribuição de energia elétrica. As premissas de riscos adotadas, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo da auditoria das informações financeiras, conseqüentemente, não foram auditadas pelos nossos auditores independentes.

As apólices de riscos nomeados e responsabilidade civil são contratadas em conjunto com as demais empresas do Grupo Energisa, sendo o limite máximo de indenização os montantes constantes da cobertura securitária.

As principais coberturas são:

Ramos	Data de Vencimento	Importância Segurada	Prêmio Anual	
			31/03/2017	31/12/2016
Vida em Grupo e acidentes pessoais (*)	31/12/2017	104.433	291	281
Riscos Operacionais	07/11/2017	58.000	768	768
Responsabilidade Civil Geral	23/11/2017	50.600	777	777
Frota- Danos Materiais, Corporais e Morais a Terceiros.	23/10/2017	Ate 360/veículos	245	245
Aeronáutico - Casco/LUC	30/11/2017	207.826	65	65
Aeronáutico - Responsabilidade Civil (RETA)	30/11/2017	991	4	4
Transporte Nacional	30/01/2018	2.000/transporte	69	77
Responsabilidade Civil Administradores e Diretores (D&O)	26/11/2017	50.000	125	125
			<u>2.344</u>	<u>2.342</u>

(*) Importância Segurada relativa ao mês de MAR/17.

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.

Responsabilidade Civil de Administradores e Diretores (D&O)

Apólice de seguro garante o pagamento dos prejuízos financeiros decorrentes de reclamações feitas contra os Segurados em virtude de atos danosos pelos quais sejam responsabilizados decorrentes de atos de sua gestão.

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	31/03/2017		31/12/2016	
		Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Caixa e equivalente de caixa	2	112.532	112.532	173.495	173.495
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	2	366.945	366.945	370.002	370.002
Consumidores e concessionárias	2	752.221	752.221	672.853	672.853
Títulos de crédito a receber	2	22.790	22.790	23.343	23.343
Conta a receber da concessão	3	1.400.774	1.400.774	1.327.640	1.327.640
Instrumentos financeiros derivativos	2	543	543	1.454	1.454
Ativo financeiro setorial	3	126.049	126.049	179.084	179.084

PASSIVO	Nível	31/03/2017		31/12/2016	
		Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Fornecedores	2	602.677	602.677	622.222	622.222
Empréstimos, financiamentos, debêntures, arrendamento mercantil e encargos de dívidas	2	1.654.391	1.657.052	1.691.963	1.696.951
Parcelamento de tributos	2	455	455	496	496
Parcelamento de taxas regulamentares	2	122.416	122.416	134.976	134.976
Incorporação de redes	2	281.506	281.506	277.618	277.618
Passivo financeiro setorial	3	261.071	261.071	252.887	252.887

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\$14.564 (R\$47.114 em 31 de março de 2016), assim como as principais premissas utilizadas, estão divulgados nas notas explicativas nº 10 e 14.

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 31 de março de 2017, estão identificadas a seguir:

Não derivativos - classificação e mensuração

Empréstimos e recebíveis

Incluem consumidores e concessionárias, títulos de créditos a receber, outros créditos, contas a receber da concessão e ativo financeiro setorial. 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 31 de março de 2017 essas operações, assim como as dívidas (objeto do hedge) estão sendo avaliadas de acordo com a contabilidade de “hedge” de valor justo. Em tais designações de hedge a Companhia documentou: (i) a relação de hedge; (ii) o objetivo e estratégia de gerenciamento de risco; (iii) a identificação do instrumento financeiro; (iv) o objeto ou transação coberta; (v) a natureza do risco a ser coberto; (vi) a

descrição da relação de cobertura; (vii) a demonstração da correlação entre o hedge e o objeto de cobertura; e (viii) a demonstração da efetividade do hedge.

Os contratos de “swap” são designados e efetivos como “hedge” de valor justo em relação à taxa de juros e/ou variação cambial, quando aplicável. Durante o período, o “hedge” foi altamente efetivo na exposição do valor justo às mudanças de taxas de juros e, como consequência, o valor contábil das dívidas designadas como hedge foi impactado em R\$15 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.

Gestão de Risco de Capital

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

	31/03/2017	31/12/2016
Dívida (1)	1.654.391	1.691.693
Caixa e equivalentes de caixa	(112.532)	(173.495)
Dívida Líquida	1.541.859	1.518.198
Patrimônio Líquido (2)	1.831.628	1.793.609
Índice de endividamento líquido	0,84	0,85

(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 possa 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	12,13%	412.649	58.523	165.816			636.988
Empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas e debêntures	12,44%	199.145	179.584	599.340	380.655	1.228.455	2.587.179
Parcelamento taxas regulamentares	13,78%	42.992	25.120	71.173			139.285
Total		654.786	263.227	836.329	380.655	1.228.455	3.363.452

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

b) Risco de crédito

A Administração avalia que os riscos de caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras e instrumentos financeiros derivativos são reduzidos, em função de não haver concentração e as operações serem realizadas com bancos de percepção de risco aderentes à "Política de Gestão de Riscos decorrentes do Mercado Financeiro" 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 contábeis foi:

	Nota	31/03/2017	31/12/2016
Caixa e equivalente de caixa	5.1	112.532	173.495
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	5.2	366.945	370.002
Consumidores e concessionárias	6	752.221	672.853
Títulos de crédito a receber	7	22.790	23.343
Ativo financeiro setorial	10	126.049	179.084
Conta a receber da concessão	14	1.400.774	1.327.640
Instrumentos financeiros derivativos	29	543	1.454

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 31 de março de 2017, com queda de 2,8% sobre 31 de dezembro de 2016, cotado a R\$3,1684/USD. A volatilidade do dólar norte-americano em 31 de março de 2017 era 12,53%, enquanto em 31 de março de 2016 era de 14,40%.

Do montante das dívidas bancárias e de emissões da Companhia em 31 de março de 2017 de R\$1.658.849 (R\$1.696.772 em 31 de dezembro de 2016), R\$1.937 (R\$38.566 em 31 de dezembro 2016) estão representados em dólares.

O empréstimo em dólar tem custo de variação cambial + libor + 1,50% ao ano e possui vencimento de curto prazo, sendo este em maio de 2017.

O balanço patrimonial, em 31 de março de 2017, apresenta R\$543 (R\$1.454 em 31 de dezembro de 2016) no ativo circulante 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	10.000	(VC + Libor + 1,50%) x 117,65%	CDI + 1,45%	04/05/2017	Fair Value Hedge

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	
	31/03/2017	31/12/2016		31/03/2017	31/12/2016
Dívida (Objeto de Hedge) *	1.382	16.582	Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	(1.937)	(4.944)
			Posição Ativa		
			Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	1.939	4.956
Swap Cambial	1.382	16.582	Posição Passiva		
(Instrumento de Hedge)			Taxa de Juros CDI	(1.396)	(3.502)
			Posição Líquida Swap	543	1.454
			Posição Líquida Dívida + Swap	(1.394)	(3.490)

(*) 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 31 de março 2017 e 31 de dezembro 2016 foi apurado com base nas cotações de mercado para contratos com condições similares. Suas variações estão diretamente associadas às variações dos saldos das dívidas relacionadas na nota explicativa nº 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 31 de março de 2017, 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 contábeis):

Operação	Exposição	Risco	Cenário I (Provável) (*)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Dívida Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	(1.939)		(1.922)	(2.475)	(3.069)
Variação Dívida	-		17	(536)	(1.130)
Swap Cambial					
Posição Ativa					
Instrumentos Financeiros Derivativos - USD e LIBOR	1.939		1.922	2.475	3.069
Variação - USD e LIBOR	-	Alta US\$	(17)	536	1.130
Posição Passiva					
Instrumentos Financeiros Derivativos - Taxa de Juros CDI					
Variação - Taxa de Juros CDI	(1.396)		(1.396)	(1.396)	(1.396)
Subtotal	543		526	1.079	1.673
Total Líquido	(1.396)		(1.396)	(1.396)	(1.396)

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

Os derivativos no "Cenário Provável", calculados com base na análise líquida das operações acima apresentadas até o vencimento das mesmas, ajustadas a valor presente pela taxa prefixada brasileira em reais para 31 de março de 2017, atingem seu objetivo, o que é refletido no valor presente negativo de R\$1.396, que serve para mostrar a efetividade da mitigação das variações cambiais adversas das dívidas existentes. Neste sentido, quanto maior a deterioração do câmbio (variável de risco considerada), maiores serão os resultados positivos dos *swaps*. Por outro lado, com os cenários de deterioração do real frente ao dólar, de 25% e 50%, o valor presente seria negativo de R\$1.396 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 31 de março de 2017 seja mantido e que os respectivos indexadores anuais acumulados sejam (CDI = 3.03% ao ano e TJLP = 7,50% 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	477.997	Alta do CDI	52.102	65.127	78.153
Instrumentos financeiros passivos:					
Swap	(1.396)	Alta do CDI	(152)	(190)	(228)
Empréstimos, financiamentos e debêntures.	(796.453)	Alta do CDI	(86.813)	(108.516)	(130.220)
	(147.026)	Alta da TJLP	(11.027)	(13.784)	(16.541)
	-	Alta do IPCA	-	-	-
	(250.075)	Alta do SELIC	(27.258)	(34.073)	(40.887)
	(354.111)	Alta do TR	(1.239)	(1.549)	(1.859)
Subtotal (**)	(1.549.061)		(126.489)	(158.112)	(189.735)
Total (Perdas)	(1.071.064)		(74.387)	(92.985)	(111.582)

(*) Considera o CDI de 31 de março de 2018 (10,90% ao ano), cotação das estimativas apresentadas pela recente Pesquisa do BACEN, datada de 31 de março de 2017, TJLP 7,50% ao ano, Selic 10,90% e TR 0,35% ao ano.

(**) Não inclui as operações pré-fixadas no valor de R\$ 147.711.

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 31 de março de 2017, a despesa de patrocínio a esses planos foi de R\$1.910 (R\$1.470 em 31 de março de 2016).

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 31 de março de 2017, as despesas com o plano de saúde foram de R\$3.177 (R\$2.949 em 31 de março de 2016).

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	2017	2018	2019	2020	2021	Após 2021
2017 a 2048	982.342	1.455.465	1.554.256	1.555.032	1.603.644	19.117.508

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

Os valores relativos aos contratos de compra de energia, com vigência de 8 a 30 anos, representam o volume contratado pelo preço corrente no final do exercício de 2016 e foram homologados pela ANEEL.

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

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 e após a interligação em 11/12/2016, da Usina térmica de Rondolândia via CERON, ficando portanto em 01/01/2017 apenas Guariba e Paranorte, 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 2 Usinas Termelétricas, são elas: Guariba e Paranorte.	2,75	1,02	10/12/1997	10/12/2027

(*) Não auditado 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 2 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

Em 31 de março 2017 e 31 de dezembro 2016, as movimentações patrimoniais que não afetaram o fluxo de caixa da Companhia, são como seguem:

	31/03/2017	31/12/2016
Outras transações não caixa		
Contas a receber da concessão - Bifurcação de Ativo	63.854	209.729
Contas a receber da concessão - Valor justo do ativo indenizável da Concessão	11.140	47.676
Atividades Operacionais		
Pagamento de Fornecedores a prazo	12.535	20.808
Incorporação de redes - transferência para obrigações especiais	10.049	42.267
Atividades de Investimentos		
Aquisição de intangível com pagamento a prazo	12.535	20.808
Obrigações especiais - transferência para incorporação de redes	10.049	42.267
Venda da aeronave		
Atividades operacionais		
Outras Contas a Receber	6.930	-
Depósitos e Cauções Vinculados	9.661	-
Impostos a recuperar	5.620	-
Tributos e contribuições sociais	3.593	-
Atividades de investimentos		
Intangível	1.718	-
Atividades de financiamento		
Arrendamento mercantil	32.222	-

34. Eventos subsequentes

- Empréstimos contratados

(1) Recebimentos de parcelas do subcréditos - BNDES

Em 26 e 27 de Abril de 2017, foram liberadas parcelas do subcrédito constantes do contrato de empréstimos e financiamentos junto ao BNDES Participações S.A - BNDESPAR, nos bancos Itaú, e Bradesco, referente à 1ª tranche do programa do Acordo de Investimento, no montante de R\$11.156.

Relatório dos Auditores Independentes sobre 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 referente ao trimestre findo em 31 de março de 2017, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de março de 2017 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de três meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A Administração da Companhia é responsável pela elaboração das informações financeiras intermediárias de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21 - (R1) Demonstração Intermediária, e com a norma internacional IAS 34 - *Interim Financial Reporting*, emitida pelo *International Accounting Standards Board* - IASB, assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais - ITR. Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações 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 (NBC TR 2410 - Revisão de Informações Intermediárias Executada pelo Auditor da Entidade e ISRE 2410 - *Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity*, respectivamente). Uma revisão de informações intermediárias consiste na realização de indagações, principalmente às pessoas responsáveis pelos assuntos financeiros e contábeis e na aplicação de procedimentos analíticos e de outros procedimentos de revisão. O alcance de uma revisão é significativamente menor do que o de uma auditoria conduzida de acordo com as normas de auditoria e, conseqüentemente, não nos permitiu obter segurança de que tomamos conhecimento de todos os assuntos significativos que poderiam ser identificados em uma auditoria. Portanto, não expressamos uma opinião de auditoria.

Conclusão sobre as informações 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 de Informações Trimestrais - ITR, e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

Revisamos, também, a demonstração do valor adicionado (DVA) referente ao período de três meses findo em 31 de março de 2017, preparadas 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 considerada informação suplementar pelas IFRS, que não requerem a apresentação da DVA. Essa demonstração foi submetida aos mesmos procedimentos de revisão descritos anteriormente e, com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que não foram elaboradas, em todos os seus aspectos relevantes, de forma consistente com as informações financeiras intermediárias tomadas em conjunto.

Valores correspondentes ao exercício e período anterior

O balanço patrimonial, em 31 de dezembro de 2016, e as demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e do valor adicionado, referentes ao período de três meses findo em 31 de março de 2016, apresentados para fins de comparação foram auditados e revisados por outros auditores

independentes, que emitiram relatório de auditoria e relatório de revisão sobre informações financeiras intermediárias em 23 de março de 2017 e 13 de maio de 2016, respectivamente, sem modificações.

Os valores correspondentes relativos às demonstrações do resultado, dos fluxos de caixa e do valor adicionado, referentes ao período de três meses findo em 31 de março de 2016, apresentados para fins de comparação, ajustados e reapresentados em decorrência dos assuntos descritos na nota explicativa 3.2, foram revisados por outros auditores independentes que emitiram um relatório de revisão em 10 de maio de 2017 com uma conclusão sem modificação.

Rio de Janeiro, 10 de maio de 2017.

ERNST & YOUNG
Auditores Independentes S.S.
CRC - 2SP 015.199/O-6-F-RJ

Roberto Cesar Andrade dos Santos
Contador CRC - 1RJ 093.771/O-9