



Energisa Tocantins - Distribuidora de Energia S/A | Resultados de 2017

**Energisa Tocantins - Distribuidora de Energia S/A**

**Relatório da Administração e  
Demonstrações Financeiras de 2017**

## Relatório da Administração

A Administração da Energisa Tocantins - Distribuidora de Energia S/A (“Energisa Tocantins” ou “Companhia”) apresenta os fatos e eventos marcantes do exercício de 2017, acompanhados das Demonstrações Financeiras correspondentes, preparadas de acordo com os Padrões Internacionais de Demonstrações Financeiras (International Financial Reporting Standards - IFRS). Essas demonstrações foram revisadas e aprovadas pelo Conselho de Administração e pela Diretoria em 14 de março de 2018.

### 1 Considerações gerais

A Energisa Tocantins é uma distribuidora de energia elétrica que atende a 573,9 mil clientes e uma população de aproximadamente 1,5 milhão de habitantes em 139 municípios do Estado de Tocantins, em uma área de 277.721 Km<sup>2</sup>.

A distribuidora melhorou em 2017 seus indicadores de qualidade de fornecimento. Na pesquisa Abradee entre clientes, o Índice de Satisfação da Qualidade Percebida (ISQP) foi de 76,7%, em linha com a média nacional de 76,8%.

Em 2017, foi liberada a sexta etapa do Programa Luz para Todos no Tocantins, com o objetivo de acelerar a conexão de energia em 34 municípios do estado ainda não universalizados. O programa, realizado com recursos federais, estaduais e da distribuidora, permite a extensão dos serviços de energia em áreas rurais remotas. A Energisa Tocantins cadastrou 6,4 mil novos clientes, sendo que 1,4 mil tiveram suas ligações de energia concluídas em 2017. O restante está previsto para 2018.

### 2 Investimentos

Com foco em projetos que visam ao aprimoramento da qualidade dos serviços prestados e satisfação dos seus clientes, a Energisa Tocantins investiu ao longo dos últimos três anos R\$ 872,3 milhões, dos quais R\$ 246,1 milhões em 2017.

Os investimentos em ativos elétricos (excluindo os recursos provenientes das Obrigações Especiais) somaram R\$ 180,0 milhões, 73,1% do total. Estes investimentos estão focados na expansão e reforço da rede elétrica, bem como na melhoria contínua da qualidade de energia fornecida. Os investimentos provenientes de Obrigações Especiais totalizaram R\$ 54,5 milhões (22,1% do total), primordialmente atrelados ao programa de universalização rural (PLPT). Os investimentos realizados no quarto trimestre (4T17) e em 2017 foram os seguintes:

Descrição Valores em R\$ milhões	4T17	4T16	Var. %	2017	2016	Var. %
Ativos Elétricos	75,9	(4,3)	-	180,0	183,6	- 2,0
Obrigações Especiais (*)	0,7	88,2	- 99,2	54,5	106,2	- 48,7
Ativos Não Elétricos	3,8	3,6	+ 5,6	11,6	19,7	- 41,1
<b>Total dos Investimentos</b>	<b>80,4</b>	<b>87,5</b>	<b>- 8,1</b>	<b>246,1</b>	<b>309,5</b>	<b>- 20,5</b>

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

Entre as realizações em 2017, referentes aos Planos de Expansão e Manutenção no sistema elétrico de distribuição em alta e média tensão, associados à melhoria da qualidade do produto e dos serviços, destacam-se:

- i. SE Colinas - Adequação de toda a subestação e ampliação da transformação com troca do banco monofásico de 12,6 MVA por trifásico de 20 MVA;
- ii. SE São Miguel 69 kV, instalação de disjuntores e troca dos barramentos de 69 kV;
- iii. Instalação de banco de capacitores com acréscimo de 12,0 MVar;
- iv. SE Augustinópolis 69 kV - 2,4 MVar 34,5 kV;
- v. SE Araguaína 138 kV - 7,2 MVar 13,8 kV;
- vi. SE Araguatins 69 kV - 2,4 MVar 34,5 kV;
- vii. SE Palmas III - Instalação do segundo transformador de 138/13,8 kV - Potência 25 MVA;
- viii. SE Nazaré - Substituição do transformador de 1,0 MVA para 1,5 MVA;

- ix. SE Riachinho - Substituição do transformador de 0,5 MVA para 1,0 MVA;
- x. SE Ponte Alta do Bom Jesus - Substituição do transformador de 0,5 MVA para 1,0 MVA;
- xi. SE Aguiarnópolis - Substituição do transformador de 9,25 MVA para 15,0 MVA;
- xii. SE Araguaçu - Substituição do transformador de 1,5 MVA para 3,0 MVA;
- xiii. SE Dueré - Substituição do transformador de 1,25 MVA para 3,0 MVA;
- xiv. Instalação de 148 religadores de 34,5 kV; e
- xv. Melhoria de redes de média tensão, dotando-as de maior robustez e disponibilização por meio de diversas obras de manutenção e interligação, com duas fontes de atendimento aos ramais de algumas localidades.

O quadro a seguir apresenta a evolução dos principais ativos operacionais da Companhia no ano:

Descrição do ativo	2017	2016	Acréscimo
Subestações - nº	101	101	-
Capacidade instalada nas subestações - MVA	1.454	1.385	+ 69
Linhas de transmissão - km	2.735	2.735	-
Redes de distribuição (próprias) - km	92.327	88.663	+ 3.664
Transformadores instalados nas redes de distribuição - nº	76.974	73.368	+ 3.606
Capacidade instalada nas redes de distribuição (próprias) - MVA	1.412	1.301	+ 111

### 3 Desempenho econômico-financeiro

#### 3.1 Destaques

Resume-se a seguir o desempenho econômico-financeiro da Companhia em 2017:

Descrição	2017	2016	Variação %
<b>Resultados - R\$ milhões</b>			
Receita Operacional Bruta	1.821,4	1.673,3	+ 8,9
Receita Operacional Bruta, sem receita de construção	1.630,8	1.443,5	+ 13,0
Receita Operacional Líquida	1.298,2	1.188,4	+ 9,2
Receita Operacional Líquida, sem receita de construção	1.107,6	958,6	+ 15,5
Resultado antes das Receitas e Despesas Financeiras (EBIT)	175,7	91,5	+ 92,0
EBITDA	228,3	134,8	+ 69,4
EBITDA Ajustado	264,0	154,4	+ 71,0
Resultado financeiro	(19,9)	(49,4)	- 59,7
Lucro Líquido	107,9	38,4	+ 181,0
<b>Indicadores Operacionais</b>			
Ativo Total	2.108,5	1.810,6	+ 16,5
Caixa/Equivalentes de Caixa/Aplicações Financeiras	230,3	139,1	+ 65,6
Patrimônio Líquido	753,3	792,3	- 4,9
Endividamento Líquido	595,7	502,6	+ 18,5
<b>Indicador Relativo</b>			
EBITDA Ajustado/Receita Líquida (%)	20,3	13,0	+ 7,3 p.p
Endividamento Líquido/EBITDA Ajustado (vezes)	2,3	3,3	- 30,3

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

### 3.2 Receita operacional bruta e líquida

Em 2017, a Energisa Tocantins apresentou receita operacional bruta, sem a receita de construção que é atribuída margem zero, de R\$ 1.630,8 milhões contra R\$ 1.443,5 milhões registrados em 2016, aumento de 13,0% (R\$ 187,3 milhões). Já a receita operacional líquida, também deduzida da receita de construção, cresceu 15,5% (R\$ 149,0 milhões) no ano, para R\$ 1.107,6 milhões.

A seguir, as receitas operacionais por classe de consumo:

Descrição	Trimestre			Exercício		
	4T17	4T16	Var. %	2017	2016	Var. %
(+) Receita de energia elétrica (mercado cativo)	396,3	333,2	+ 18,9	1.419,1	1.262,0	+ 12,4
✓ Residencial	201,4	163,9	+ 22,9	700,9	604,0	+ 16,0
✓ Industrial	25,8	25,7	+ 0,4	101,9	114,7	- 11,2
✓ Comercial	85,6	75,1	+ 14,0	312,3	286,5	+ 9,0
✓ Rural	29,6	23,1	+ 28,1	114,0	92,0	+ 23,9
✓ Outras classes	53,9	45,4	+ 18,7	190,0	164,8	+ 15,3
(+) Suprimento de energia elétrica	(5,5)	28,4	-	16,2	65,1	- 75,1
(+) Fornecimento não faturado líquido	1,6	(0,5)	-	3,2	(0,8)	-
(+) Disponibilidade do sistema elétrico	8,1	5,1	+ 58,8	29,3	17,3	+ 69,4
(+) Receitas de construção	72,8	51,8	+ 40,5	190,6	229,8	- 17,1
(+) Constituição e amortização - CVA	25,0	(15,5)	-	48,9	(7,3)	-
(+) Subvenções vinculadas aos serviços concedidos	23,0	22,5	+ 2,2	87,4	74,2	+ 17,8
(+) Ativo financeiro indenizável da concessão	12,0	13,0	- 7,7	22,0	29,5	- 25,4
(+) Outras receitas	1,5	2,4	- 37,5	4,7	3,5	+ 34,3
<b>(-) Receita bruta</b>	<b>534,8</b>	<b>440,4</b>	<b>+ 21,4</b>	<b>1.821,4</b>	<b>1.673,3</b>	<b>+ 8,9</b>
(-) Impostos sobre vendas	129,0	106,3	+ 21,4	459,0	398,3	+ 15,2
(-) Deduções bandeiras tarifárias	(6,5)	(1,6)	+ 306,3	(19,4)	(1,9)	+ 921,1
(-) Encargos setoriais	20,7	22,6	- 8,4	83,6	88,5	- 5,5
<b>(-) Receita líquida</b>	<b>391,6</b>	<b>313,1</b>	<b>+ 25,1</b>	<b>1.298,2</b>	<b>1.188,4</b>	<b>+ 9,2</b>
(-) Receitas de construção	72,8	51,8	+ 40,5	190,6	229,8	- 17,1
<b>(-) Receita líquida, sem receitas de construção</b>	<b>318,8</b>	<b>261,3</b>	<b>+ 22,0</b>	<b>1.107,6</b>	<b>958,6</b>	<b>+ 15,5</b>

Dentre os fatores que impactaram as receitas se destacam: i) acréscimo de 1,4% no número de consumidores e aumento de 2,7% (8,64% no 4T17) das vendas de energia elétrica no mercado cativo e livre (vide item 4.4 deste relatório); ii) constituição de receitas no valor de R\$ 48,9 milhões em 2017 (receitas de R\$ 25,5 milhões no 4T17) em decorrência do reconhecimento de ativos e passivos financeiros regulatórios, contra amortização de ativos e passivos no montante de R\$ 7,3 milhões em 2016 (amortização de R\$ 15,5 milhões no 4T16); e iii) aumento tarifário médio de 6,02% a partir de 04/07/2017.

### 3.3 Ambiente regulatório

#### 3.3.1 Bandeiras tarifárias

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

O funcionamento das bandeiras tarifárias é representado pelas cores verde, amarela ou vermelha, que indicam se a energia custará mais ou menos em função das condições de geração de eletricidade. Em 24 de outubro de 2017, a Aneel aprovou as novas tarifas adicionais de bandeira, que vigorarão a partir de novembro deste ano: i) Bandeira Tarifária Verde: sem cobrança adicional (condições favoráveis de geração); ii) Bandeira Tarifária Amarela: R\$ 2,00 a cada 100 (kWh); iii) Bandeira Tarifária Vermelha - Patamar 1: R\$ 3,00 a cada 100 (kWh); e iv) Bandeira Tarifária Vermelha - Patamar 2: R\$ 5,00 a cada 100 (kWh).

Em 2017, as receitas auferidas pela ETO provenientes das bandeiras tarifárias atingiram R\$ 61,5 milhões (R\$ 24,7 milhões no 4T17), ante R\$ 21,7 milhões em 2016 (R\$ 4,1 milhões no 4T16).

### 3.3.2 Revisão tarifária

A Agência Nacional de Energia Elétrica (“Aneel”) decidiu em 27 de junho de 2017: i) homologar o resultado definitivo da 4ª Revisão Tarifária Periódica da ETO; e (ii) aprovar o Reajuste Tarifário Anual da ETO, aplicado a partir de 4 de julho de 2017.

Resultado Definitivo da 4ª Revisão Tarifária Periódica: em junho de 2017, a Aneel homologou a “Base de Remuneração” da ETO, em caráter definitivo, reconhecendo o acréscimo de R\$ 44,3 milhões na “Base de Remuneração Bruta” e R\$ 19,1 milhões na “Base de Remuneração Líquida” da ETO, conforme segue abaixo, a preços de junho de 2016 e a vigorar a partir de julho de 2017:

Valores em R\$ milhões	Provisório (jul/16)	Definitivo (jul/17)	Acréscimo
Base de Remuneração Bruta	1.144,2	1.188,5	44,3
Base de Remuneração Líquida	577,1	596,2	19,1
Quota de Reintegração Regulatória	42,7	44,3	1,7
Remuneração do Capital	93,4	95,4	2,0

Este reconhecimento reflete o robusto processo de gestão de ativos e controle patrimonial, implementado pelo Grupo Energisa, após a aquisição do controle acionário da Energisa Tocantins.

Reajuste tarifário anual: o efeito médio para os consumidores foi um aumento de 6,02%, sendo que os consumidores de baixa tensão tiveram as tarifas aumentadas em 5,50% e os de alta e média tensão em 7,72%.

A variação nos custos da “Parcela A” foi de 2,78%, impactada pelos custos com transmissão. O preço médio de repasse dos contratos de compra de energia (“PMix”) foi definido em R\$ 181,04 /MWh. A “Parcela B” foi homologada em R\$ 456,3 milhões, reflexo do incremento do resultado definitivo da “Base de Remuneração” (+0,83%), e da deflação acumulada desde o último reajuste, de 0,30%, deduzida do Fator X, de 1,21%.

### 3.3.3 Recursos da Conta de Desenvolvimento Energético

A Aneel também homologou recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), repassados a Energisa Tocantins 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\$ 87,4 milhões em 2017 (R\$ 74,2 milhões em 2016). O valor foi registrado pela Companhia como receita operacional.

### 3.4 Despesas operacionais

As despesas operacionais, excluindo os custos de construção, totalizaram R\$ 1.122,5 milhões em 2017 e R\$ 324,2 milhões no 4T17, crescimento de 2,3% (R\$ 25,5 milhões) e 7,1% (R\$ 21,4 milhões) respectivamente, quando comparado com os mesmos períodos de 2016. Os custos e as despesas controláveis aumentaram 10,6% ou R\$ 25,2 milhões no ano (aumento de 12,9% ou R\$ 9,0 milhões no 4T17), totalizando R\$ 262,5 milhões (R\$ 78,8 milhões no 4T17). As despesas não controláveis em 2017 cresceram 5,8%, devido à elevação dos custos da energia elétrica comprada, totalizando R\$ 598,8 milhões (aumento de R\$ 153,4 milhões no 4T17).

Composição das despesas operacionais Valores em R\$ milhões	Trimestre			Exercício		
	4T17	4T16	Var. %	2017	2016	Var. %
<b>1 Custos e Despesas não controláveis</b>	<b>153,4</b>	<b>156,5</b>	<b>- 2,0</b>	<b>598,8</b>	<b>565,8</b>	<b>+ 5,8</b>
1.1 Energia comprada	150,0	148,2	+ 1,2	574,0	526,0	+ 9,1
1.2 Transporte de potência elétrica	3,4	8,3	- 59,0	24,8	39,8	- 37,7
<b>2 Custos e Despesas controláveis</b>	<b>78,7</b>	<b>69,8</b>	<b>+ 12,9</b>	<b>262,5</b>	<b>237,3</b>	<b>+ 10,6</b>
<b>2.1 PMSO</b>	<b>78,8</b>	<b>65,9</b>	<b>+ 19,7</b>	<b>250,2</b>	<b>222,0</b>	<b>+ 12,7</b>
2.1.1 Pessoal	29,9	29,3	+ 2,0	96,3	95,2	+ 1,2
2.1.2 Fundo de pensão	1,7	(0,4)	-	3,7	1,9	+ 94,7
2.1.3 Material	4,7	3,3	+ 42,4	17,2	13,1	+ 31,3
2.1.4 Serviços de terceiros	35,0	22,9	+ 52,8	106,8	87,7	+ 21,8
2.1.5 Outras	7,5	10,8	- 29,6	26,2	24,1	+ 8,7
✓ Multas e compensações	4,0	1,2	+ 233,3	13,9	4,9	+ 183,7
✓ Contingências (liquidação de ações cíveis)	1,7	0,9	+ 88,9	4,7	3,5	+ 34,3
✓ Outros	1,8	8,7	- 78,2	7,6	15,7	- 51,6
<b>2.2 Provisões/Reversões</b>	<b>(0,1)</b>	<b>3,9</b>	<b>-</b>	<b>12,3</b>	<b>15,3</b>	<b>- 19,6</b>
2.2.1 Contingências	(0,4)	1,7	-	6,4	3,0	+ 113,3
2.2.2 Devedores duvidosos	0,3	2,2	- 86,4	5,9	12,3	- 52,0
<b>3 Demais receitas/despesas</b>	<b>19,3</b>	<b>24,7</b>	<b>- 22,3</b>	<b>70,6</b>	<b>64,1</b>	<b>+ 10,1</b>
3.1 Depreciação e amortização	12,8	13,8	- 7,2	52,6	43,3	+ 21,5
3.2 Outras receitas/despesas	6,5	10,9	- 41,3	18,0	20,8	- 13,5
<b>Total Custos e Despesas Operacionais (1+2+3, s/ construção)</b>	<b>251,4</b>	<b>251,0</b>	<b>+ 0,2</b>	<b>931,9</b>	<b>867,2</b>	<b>+ 7,5</b>
Custo de construção <sup>(*)</sup>	72,8	51,8	+ 40,5	190,6	229,8	- 17,1
<b>Total Custos e Despesas Operacionais (1+2+3, c/ construção)</b>	<b>324,2</b>	<b>302,8</b>	<b>+ 7,1</b>	<b>1.122,5</b>	<b>1.097,0</b>	<b>+ 2,3</b>

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

### 3.5 Lucro líquido, geração de caixa e dividendos

Em 2017, a Energisa Tocantins registrou lucro líquido de R\$ 107,0 milhões, ante os R\$ 38,4 milhões registrados em 2016, aumento de 181,0%. Esse desempenho decorre, principalmente, do aumento das receitas operacionais em virtude do aumento do consumo de energia elétrica no 4T17 e do resultado financeiro. Já geração operacional de caixa (EBITDA ajustado) atingiu R\$ 264,0 milhões em 2017, contra R\$ 154,4 milhões apurados no ano anterior. 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			Exercício		
	4T17	4T16	Var. %	2017	2016	Var. %
<b>(=) Lucro Líquido</b>	<b>45,4</b>	<b>(3,5)</b>	<b>-</b>	<b>107,9</b>	<b>38,4</b>	<b>+ 181,0</b>
(-) Contribuição social e imposto de renda	(38,1)	4,3	-	(47,9)	(3,7)	+ 1.194,6
(-) Resultado financeiro	16,1	(18,0)	-	(19,9)	(49,4)	- 59,7
(-) Depreciação e amortização	(12,8)	(13,8)	- 7,2	(52,6)	(43,3)	+ 21,5
<b>(=) Geração de caixa (EBITDA)</b>	<b>80,2</b>	<b>24,0</b>	<b>+ 234,2</b>	<b>228,3</b>	<b>134,8</b>	<b>+ 69,4</b>
(+) Receita de acréscimos moratórios	16,1	4,9	+ 228,6	35,7	19,6	+ 82,1
<b>(=) Geração ajustada de caixa (EBITDA Ajustado)</b>	<b>96,3</b>	<b>28,9</b>	<b>+ 233,2</b>	<b>264,0</b>	<b>154,4</b>	<b>+ 71,0</b>
Margem do EBITDA Ajustado (%)	24,6	9,2	+ 15,4 p.p	20,3	13,0	+ 7,3 p.p

Com base nos resultados alcançados pela Companhia em 2017, a administração irá propor à Assembleia Geral a distribuição de dividendos no montante de R\$ 93,5 milhões, já tendo sido pagos dentro do exercício a

importância de R\$ 50,5 milhões, sendo: i) em 31 de agosto, o valor de R\$ 28,3 milhões (R\$ 43,4460776532 por ação); e ii) em 21 de dezembro, o montante de R\$ 22,2 milhões (R\$ 34,03680433011 por ação). Os dividendos complementares do exercício, no valor de R\$ 43,0 milhões (R\$ 65,93853652847 por ação) serão pagos em data a ser definida.

## 4 Desempenho operacional

A manutenção do foco na qualidade da energia fornecida e a excelência no atendimento tem permitido à Energisa Tocantins apresentar consistentes índices operacionais, que evidenciam a posição privilegiada dos indicadores de satisfação em pesquisas com os consumidores.

### 4.1 Perdas de energia

O combate ao furto e à fraude tem sido foco constante das ações gerenciais da Companhia, que busca trabalhar para aperfeiçoar ainda mais a fiscalização das ligações em suas unidades consumidoras e aumentar a produtividade das equipes.

O desempenho da ETO, que desde o 2T17 encontra-se abaixo do limite regulatório, reflete o aprimoramento das ações de combate, como a internalização e treinamento das equipes de leitura, especialmente rural, o que permitiu a redução dos casos de faturamento pela média, devido a impedimento de acesso. Adicionalmente, foram definidas novas rotas de leitura e realizadas recontagens de pontos de iluminação pública. A concessão encerrou o ano, 1 ponto percentual abaixo do limite regulatório. As perdas de energia elétrica da Companhia situaram em 335,6 GWh, ou seja, 12,99% em 2017, contra 381,4 GWh ou 14,86% em 2016.

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

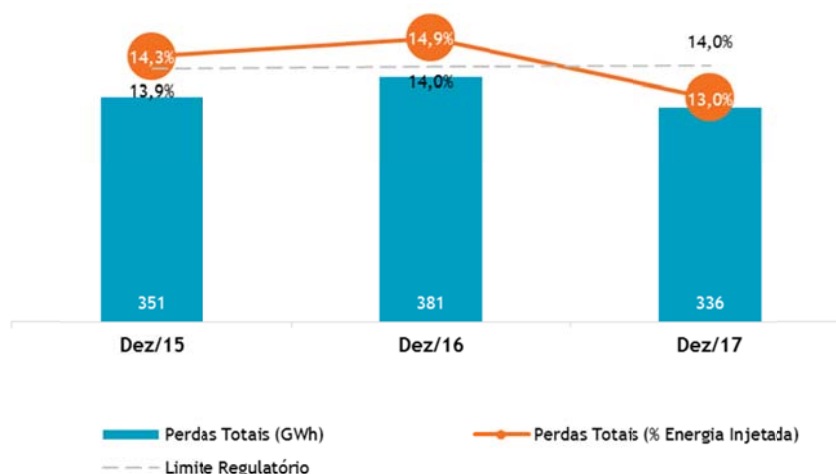
Últimos 12 meses									
Perdas Técnicas (%)			Perdas Não-Técnicas (%)			Perdas Totais (%)			ANEEL
Dez/16	Set/17	Dez/17	Dez/16	Set/17	Dez/17	Dez/16	Set/17	Dez/17	
11,52	11,44	11,41	3,34	2,22	1,58	14,86	13,66	12,99	13,99

Nota: Para cálculo dos percentuais apresentados acima, foram considerados os valores de energia não faturada. Os percentuais regulatórios referem-se aos últimos dozes meses findos em dezembro de 2017

Perdas Técnicas			Perdas Não-Técnicas			Perdas Totais			
Dez/16	Set/17	Dez/17	Dez/16	Set/17	Dez/17	Dez/16	Set/17	Dez/17	Var. (%) <sup>(1)</sup>
295,7	291,4	294,7	85,7	56,5	40,8	381,4	348,0	335,6	- 3,6

<sup>(1)</sup> Variação dezembro/setembro de 2017

O gráfico, a seguir, apresenta as perdas totais de energia elétrica da ETO nos últimos três anos:



## 4.2 Gestão da Inadimplência

### 4.2.1 Taxa de Inadimplência

A relação percentual entre a soma da provisão para créditos de liquidação duvidosa com incobráveis e o fornecimento faturado da Companhia, em 2017 foi de 0,41%, contra 0,97% em 2016.

### 4.2.2 Taxa de Arrecadação

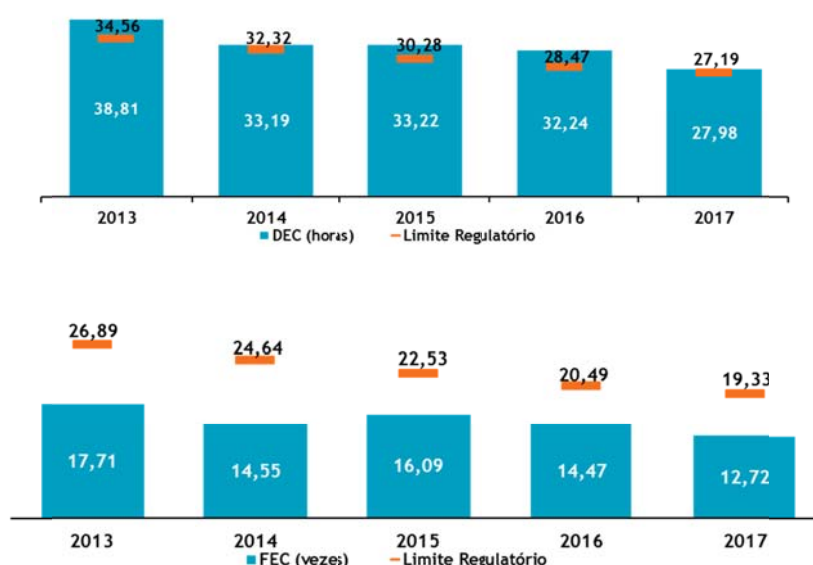
A Companhia também passou a divulgar a taxa de arrecadação, representada pela arrecadação dos últimos 12 meses sobre ao faturamento bruto do mesmo período. Em 2017, essa taxa ficou em 96,74%, contra 96,35% em 2016.

## 4.3 Indicadores de qualidade dos serviços - DEC e FEC

A Companhia tem dado prioridade aos investimentos em qualidade visando melhorar os indicadores de fornecimento de energia, expressos por frequência e duração das interrupções de energia (FEC e DEC). O indicador FEC apresentou queda de 12,1%, passando de 14,47 vezes, em 2016, para 12,72 vezes em 2017. O DEC também apresentou queda de 13,2%, passando de 32,24 horas, para 27,98 horas no mesmo período.

O estado do Tocantins vivenciou situação climática desafiadora e observou elevação de 173% nas descargas atmosféricas em 2017. A maior concentração ocorreu nos meses de novembro e dezembro, quando esses índices foram 263% e 277% superiores a 2016, respectivamente. No entanto, a execução do plano de recuperação da qualidade na ETO pode ser considerada bem-sucedida, dada a redução de 4,26 horas no DEC da concessão no ano e a proximidade com a meta regulatória (menos de 1 hora). O plano de recuperação na ETO foi dividido em três frentes e as principais medidas adotadas foram: (i) na frente da gestão da operação pode-se destacar o incremento de 35 equipes, a reestruturação interna no Centro de Operação Integrado, com treinamento dos operadores, criação dos manuais de operação, melhorias na gestão diária e dos sistemas técnicos de suporte à operação e foco na redução das reincidências; (ii) na frente de manutenção, destaca-se a implantação de para-raios e melhoria no aterramento de linhas de distribuição, a intensificação da manutenção preventiva dos ramais, da poda e limpeza de faixa; e (iii) na frente de obras e automação, destaca-se a substituição de relés obsoletos, a instalação de 148 religadores adicionais no ano e a melhoria da comunicação no parque existente. Além disso, a construção de 50 km de redes para interligação e a reforma de outros 1.250 km auxiliam a robustez do sistema elétrico na concessão.

Os gráficos, a seguir, apresentam os indicadores de qualidade (DEC e FEC) de energia elétrica da ETO nos últimos cinco anos:





#### 4.4 Mercado de energia

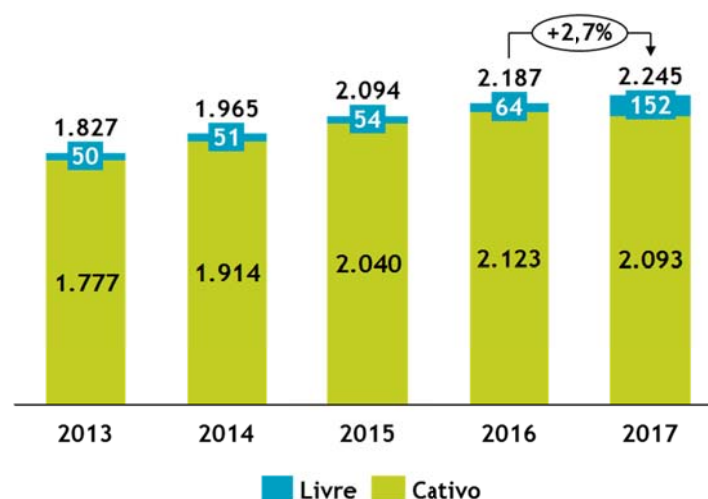
Em 2017, as vendas de energia elétrica a consumidores finais (mercado cativo), localizados na área de concessão da Energisa Tocantins, somadas à energia associada aos consumidores livres (TUSD) e ao fornecimento não faturado, totalizaram 2.244,2 GWh, incremento de 2,8% em relação ao ano anterior, impulsionado pela melhoria do consumo no último trimestre do ano. A classe de consumo que mostrou melhor desempenho foi a rural e residencial, com crescimento de 8,1% e 3,4%, respectivamente. O consumo industrial cativo e livre mostrou aumento de 1,9% no ano. No 4T17, as vendas de energia apresentaram aumento de 8,8%, refletindo o significativo crescimento do consumo da classe industrial (+22,3%) como reflexo da melhor desempenho do setor petroquímico.

A composição do mercado de energia em 2017 foi a seguinte:

Descrição	Trimestre			Exercício		
	4T17	4T16	Var. %	2017	2016	Var. %
✓ Residencial	255,1	234,3	+ 8,9	949,3	918,1	+ 3,4
✓ Industrial	77,9	63,7	+ 22,3	295,7	290,2	+ 1,9
• Cativo	39,4	51,9	- 24,1	173,1	253,1	- 31,6
• Livre	38,5	11,8	+ 226,3	122,6	37,1	+ 230,5
✓ Comercial	110,8	109,3	+ 1,4	432,1	437,7	- 1,3
• Cativo	103,2	101,8	+ 1,4	402,6	410,8	- 2,0
• Livre	7,6	7,5	+ 1,3	29,6	26,9	+ 10,0
✓ Rural	51,8	46,0	+ 12,6	221,3	204,7	+ 8,1
✓ Outras Classes	91,1	86,9	+ 4,8	346,7	336,4	+ 3,1
<b>1 Vendas de energia no mercado cativo</b>	<b>540,6</b>	<b>520,9</b>	<b>+ 3,8</b>	<b>2.093,0</b>	<b>2.123,1</b>	<b>- 1,4</b>
2 Energia associada aos consumidores livres (TUSD)	46,1	19,3	+ 138,9	152,2	64,0	+ 137,8
<b>3 Mercado cativo + TUSD (1+2)</b>	<b>586,7</b>	<b>540,2</b>	<b>+ 8,6</b>	<b>2.245,2</b>	<b>2.187,1</b>	<b>+ 2,7</b>
4 Fornecimento Não faturado	1,0	0,1	+ 900,0	(1,0)	(3,9)	- 74,4
<b>5 Mercado cativo + TUSD + fornecimento não faturado (3+4)</b>	<b>587,7</b>	<b>540,3</b>	<b>+ 8,8</b>	<b>2.244,2</b>	<b>2.183,2</b>	<b>+ 2,8</b>

A Energisa Tocantins encerrou o exercício de 2017 com 573.855 unidades consumidoras cativas, quantidade 1,4% superior à registrada no fim de 2016. Já o número de consumidores livres totalizou 21 em dezembro de 2017.

O gráfico, a seguir, apresenta a evolução do mercado de energia elétrica, cativo e livre, nos últimos cinco anos:



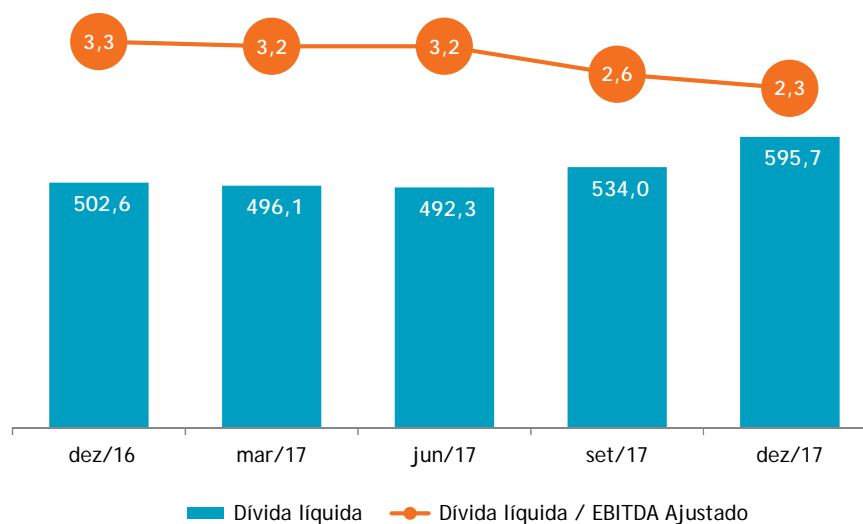
## 5 Estrutura de capital

Em 31 de dezembro de 2017, o saldo consolidado de caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras da Companhia totalizou R\$ 271,9 milhões, que incluem os créditos referentes à subvenção tarifária e baixa renda (CDE) e Conta de Compensação dos Valores da Parcela A (CVA). Por sua vez, a dívida líquida da Companhia, que englobam empréstimos, financiamentos, arrendamentos, encargos financeiros, parcelamento de impostos, fundo de pensão, créditos setoriais e instrumentos financeiros derivativos líquidos, passou de R\$ 496,1 milhões em 31 de dezembro de 2016 para R\$ 590,0 milhões em 31 de dezembro de 2017. Consequentemente, a relação entre a dívida líquida, com os créditos setoriais, e o EBITDA Ajustado ao fim de 2017 foi de 2,2 vezes. A seguir, as dívidas de curto e longo prazo da Companhia entre 31 de dezembro de 2017 e 2016:

Descrição Valores em R\$ milhões	31/12/2017	31/12/2016
<b>Circulante</b>	<b>339,6</b>	<b>162,5</b>
Empréstimos e financiamentos	316,3	130,0
Debêntures	2,7	-
Encargos de dívidas	3,1	3,5
Parcelamento de impostos e benefícios a empregados	1,5	0,3
Taxas regulamentares	13,1	14,0
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	2,9	14,7
<b>Não Circulante</b>	<b>528,0</b>	<b>475,9</b>
Empréstimos e financiamentos	332,8	480,9
Debêntures	204,6	-
Parcelamento de impostos e benefícios a empregados	8,1	0,9
Taxas regulamentares	4,8	12,0
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	(22,3)	(17,9)
<b>Total das dívidas</b>	<b>867,6</b>	<b>638,4</b>
(-) Disponibilidades financeiras	230,3	139,1
<b>Total das dívidas líquidas</b>	<b>637,3</b>	<b>499,3</b>
(-) Créditos CDE (subvenção tarifária e baixa renda)	18,6	14,2
(-) Créditos CVA	23,0	(17,5)
<b>Total das dívidas líquidas deduzidas de créditos setoriais</b>	<b>595,7</b>	<b>502,6</b>
<b>Indicador relativo</b>		
Dívida líquida / EBITDA Ajustado 12 meses <sup>(1)</sup>	2,3	3,3

<sup>(1)</sup> EBITDA Ajustado = EBITDA + Receitas de acréscimos moratórios.

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



Em 19 de julho de 2017, a Energisa Tocantins concluiu a colocação da sua 2ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em duas séries, para colocação privada, mediante a emissão de 75.467 debêntures. Foram emitidas 37.771 debêntures da primeira série, sobre as quais incidem juros remuneratórios equivalentes ao IPCA mais 5,6000%, com vencimento em 15 de junho 2022, e 35.696 debêntures da segunda série, que incidem juros remuneratórios equivalentes ao IPCA mais 5,6601%, com vencimento em 15 de junho de 2024, perfazendo o montante total de R\$ 75,5 milhões. A totalidade dos recursos líquidos captados pela Companhia por meio da emissão destina-se integralmente para projetos de investimentos em linhas de distribuição (SDAT) e em subestações (SED) já realizados ou a serem realizados pela Companhia.

E em novembro, a Energisa Tocantins captou R\$ 150,0 milhões com emissão de Notas Promissórias, em série única, com vencimento em 29/10/2018 e custo equivalente a 105,5% do CDI. Os recursos foram destinados ao reforço do capital de giro e para gestão da dívida.

## 6 Gestão de pessoas

O capital humano é fortemente valorizado na Energisa Tocantins. Os investimentos na gestão de pessoas são constantes, visando aprimorar a atuação da área e ampliando as premissas de uma gestão ágil e flexível, sempre em busca da melhoria constante na qualidade dos serviços. Em 31 de dezembro de 2017, a empresa contava com 1.174 colaboradores próprios e 714 terceirizados.

Alinhadas aos valores e à missão da empresa, as ações buscam impulsionar o desempenho e construir competências estratégicas que possibilitem oportunidades de desenvolvimento de carreira para os colaboradores. Posicionando-se como prestadora de serviços de qualidade, oferece apoio estratégico para que seus profissionais possam crescer alinhados aos objetivos e às metas da distribuidora. Dessa forma, eles ficam preparados para os desafios do mercado e movimentos estratégicos do Grupo Energisa.

Em 2017, o Grupo Energisa revisou sua política de recursos humanos e definiu as características dos colaboradores que contribuem para o desenvolvimento dos negócios em um ambiente competitivo e de constantes transformações. Foram definidas oito competências, amplamente informadas em uma campanha de comunicação interna: Apaixonado pelo Cliente, Ligado na Estratégia, Energisa de Coração, Agregador, Focado no resultado, Comprometido com a saúde e a segurança, Inovador e Líder de energia.

No exercício, a Energisa Tocantins destinou R\$ 499 mil a atividades de wtreinamento e educação. A capacitação é feita por meio de cursos presenciais, leitura e visitas técnicas, assim como por meio de videoconferência e Ensino a Distância (EAD), visando otimizar tempo e custos com deslocamento.

A empresa focou no desenvolvimento de seus gestores por meio da Academia de Líderes, fundamentada na construção de trilhas de desenvolvimento segmentadas por negócio, com o objetivo de ser o principal veículo de disseminação e alinhamento da cultura, valores, competências da liderança e objetivos estratégicos. Com formação acelerada, proporciona aos líderes maior preparação para o crescimento e a sustentação das atividades. O movimento da Academia acontece por meio de trilhas e módulos de desenvolvimento com foco nas necessidades de cada negócio e de acordo com cada estágio de maturidade da liderança.

Um Programa de Sucessão tem como ponto de partida o mapeamento dos talentos que ocorre durante a avaliação de desempenho por competências e apoia a identificação de novos líderes. Esse é um dos processos mais significativos no planejamento de gestão de pessoas, pois estabelece critérios e procedimentos para identificar e desenvolver colaboradores que tenham potenciais ou estejam aptos a ocupar posições estratégicas na organização.

Houve a continuidade em 2017 da parceria com o Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial (Senai) para a formação de eletricitistas. O objetivo é capacitar profissionais para atuar na rede de distribuição, contribuindo para melhoria da qualificação profissional, empregabilidade e geração de renda nas comunidades atendidas pelo programa.

### Saúde e segurança

O Plano de Segurança do Trabalho busca a garantir que a segurança de colaboradores, clientes e comunidade esteja sempre em primeiro lugar. Ele é destinado a prevenir acidentes nas atividades de rotina dos colaboradores, com base em princípios educacionais e de fortalecimento da responsabilidade, do comprometimento, do planejamento e do estímulo a uma atitude prevencionista do colaborador.

Uma Comissão de Procedimentos Operacionais (Cope) promoveu fóruns com o objetivo de identificar procedimentos e promover melhorias com base nas experiências de cada unidade e em *benchmarks* externos. Além disso, palestras e reuniões buscaram conscientizar colaboradores e comunidade em relação às boas práticas de segurança. Uma das principais ações de 2017 foi o foco no acrônimo Ditaís (Desligar, Impedir, Testar, Aterrar, Isolar), que conjuga simplicidade na memorização da prática diária do valor segurança.

## 7 Responsabilidade socioambiental

A Energisa Tocantins busca o fortalecimento das comunidades com as quais se relaciona e para isso apoia e desenvolve iniciativas socioculturais, projetos de estímulo à educação e ações de uso consciente de energia elétrica e de preservação ambiental. Em 2017, destacaram-se:

### Eficiência energética

A empresa investiu R\$ 5,0 milhões em 2017 em projetos de eficiência energética, que beneficiaram 5.925 unidades consumidoras. Os principais projetos são:

- **Nossa Energia** - Conjunto de iniciativas para o combate ao desperdício de energia em comunidades de baixa renda, órgãos públicos e hospitais. Incluem substituição de lâmpadas e doação de equipamentos eficientes (como refrigeradores e aparelhos de ar-condicionado), adequação das instalações elétricas internas, e palestras sobre o uso racional da energia elétrica.
- **Energia Solidária** - Incentiva a compra de equipamentos eficientes com selo A - Procel com desconto entre 40% e 50% em troca de uma doação, pelo cliente, de 10% do valor pago pelo equipamento para instituições sociais da área de concessão.

### Projetos culturais

Os programas socioculturais são executados com o apoio da Fundação Ormeo Junqueira Botelho, que atua na análise técnica e cultural dos projetos patrocinados. Em 2017, a entidade completou 30 anos de atividades.

- **Patrocínios e apoios:** a empresa apoia projetos culturais como festivais regionais, feiras, simpósio, exposições agropecuárias e seminários que tenham como objetivo promover a cultura e o desenvolvimento econômico, regional e social das comunidades, contribuindo para o estímulo e acessibilidade ao lazer, ao esporte e à cultura, além de despertar noções de cidadania e de valorização da sociedade.

### Projetos educacionais

- **Biblioteca Energisa e Balcão de Livros** - Espaços localizados em diversas unidades do Grupo, dão acesso e incentivam a leitura como ferramenta para o desenvolvimento intelectual. As bibliotecas somam um acervo com 6,1 mil obras literárias.
- **Formação de eletricitistas** - Em parceria com o Senai, o Grupo Energisa formou eletricitistas de rede em Tocantins. A iniciativa contribui para a melhoria da qualificação profissional, empregabilidade e geração de renda nas comunidades atendidas pelo programa.
- **Educação para a segurança no uso da energia elétrica** - Ações como o Projeto Nossa Energia na Escola e o Programa Zé da Luz na Escola destacam os cuidados para evitar acidentes no contato com redes elétricas. Há também campanhas anuais dirigidas para os clientes das áreas de concessão.

### Projetos especiais

- **Natal** - Em diversas localidades, a Energisa é parceira do poder público local na iluminação de Natal. Em 2017 patrocinou o Natal Luz de Palmas, capital do estado do Tocantins.
- **Selo Unicef Município Aprovado:** em parceria com o estado de Tocantins, o projeto apoia programas direcionados ao fortalecimento de políticas públicas municipais que garantam os direitos das crianças e dos adolescentes. A Energisa apoia a iniciativa da Unicef com a arrecadação de recursos pela conta de energia.
- **Doações** - Recursos para o Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência (Pronas) e o Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica (Pronon).
- **Convênios de arrecadação** - A ETO mantém convênio com instituições sociais para a arrecadação na fatura de energia elétrica de doações dos consumidores. São beneficiadas entidades como a Associação de Pais e Amigos de Excepcionais (Apae), Associação Beneficente de Assistência à Vida (Abavi), Sementes do Verbo, Conselho Imaculada Conceição, Pastoral da Criança e Unicef.

### Iniciativas ambientais

A Energisa Tocantins adota iniciativas para reduzir o impacto das operações sobre o meio ambiente, usar recursos naturais de forma sustentável e promover a educação ambiental, destacando-se:

- Atualização em 2017 de todas as Instruções de Controle Ambiental (ICAs), fruto do 1º Workshop de Gestão Ambiental do Grupo Energisa.

- Instalação de redes protegidas, com menor impacto na arborização, o que melhora a qualidade da energia distribuída, aumentando a confiabilidade no sistema. Do ponto de vista urbanístico otimiza o espaço disponível na estrutura física da rede.
- Disposição e tratamento de resíduo, com controle durante o processo e contratação de empresas licenciadas para garantir o correto manuseio, transporte e destinação final. Esse processo permite direcionar para reciclagem material metálico proveniente de cabos elétricos, chaves, transformadores, medidores de energia elétrica (relógio), dentre outros.
- Regeneração de óleos isolantes utilizados em seus equipamentos e evitando a poluição do meio ambiente.
- Descarte controlado de lâmpadas de vapor de sódio, vapor de mercúrio e fluorescente existentes em suas instalações próprias.
- Comemoração da Semana do Meio Ambiente, com o tema corporativo “Sua atitude faz um mundo melhor”, visando conscientizar sobre o papel de cada um na construção de um mundo melhor.
- Contratação de fornecedores que, comprovadamente, tenham boa conduta ambiental.

#### Iniciativas relativas à ética

- **Ética e integridade** - O Código de Ética e Conduta da empresa é um guia para os colaboradores no relacionamento com os diversos públicos. Um Comitê de Ética integrado por representantes de diversas áreas tem como responsabilidade promover o cumprimento e aprimoramento do documento.

## 8 Serviços prestados pelo auditor independente

---

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

A remuneração total desses auditores independentes pelos serviços prestados para a Companhia em 2017 foi de R\$ 547 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 TOCANTINS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A**  
**BALANÇO PATRIMONIAL**  
**EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017**  
 (Em milhares de reais)

	Nota	2017	2016
<b>Ativo</b>			
<b>Circulante</b>			
Caixa e equivalente de caixa	5.1	67.634	61.020
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	5.2	162.670	78.060
Consumidores e concessionárias	6	195.249	183.810
Títulos de créditos a receber	7	7.202	-
Estoques		20.330	8.095
Tributos a recuperar	8	58.266	54.624
Ativos financeiros setoriais	10	55.600	39.438
Instrumentos Financeiros derivativos	30	1.130	-
Outros créditos	11	73.483	71.357
<b>Total do circulante</b>		<b>641.564</b>	<b>496.404</b>
<b>Não circulante</b>			
<b>Realizável a longo prazo</b>			
Consumidores e concessionárias	6	50.447	9.369
Títulos de créditos a receber	7	7.255	-
Tributos a recuperar	8	47.402	50.622
Créditos tributários	13	36.517	47.701
Contas a receber da concessão	14	897.543	704.017
Ativos financeiros setoriais	10	39.168	20.179
Partes relacionadas	12	75.696	109.682
Depósitos Judiciais	20	25.859	16.785
Instrumentos Financeiros derivativos	30	22.262	17.861
Outros créditos	11	6.000	5.388
		<b>1.208.149</b>	<b>981.604</b>
<b>Investimentos</b>		<b>15</b>	<b>-</b>
Imobilizado	15	6.481	5.240
Intangível	15	252.260	327.388
<b>Total do não circulante</b>		<b>1.466.905</b>	<b>1.314.232</b>
<b>Total do ativo</b>		<b>2.108.469</b>	<b>1.810.636</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

## 2. Balanço Patrimonial Passivo

ENERGISA TOCANTINS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A  
BALANÇO PATRIMONIAL  
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017  
(Em milhares de reais)

	Nota	2017	2016
<b>Passivo</b>			
<b>Circulante</b>			
Fornecedores	16	100.429	84.817
Encargos de Dívida	17	3.101	3.531
Empréstimos e financiamentos	17	316.268	130.041
Debêntures	18	2.655	-
Impostos e contribuições sociais	19	36.444	32.370
Dividendos	23.5	-	8.035
Obrigações estimadas		7.946	8.448
Contribuição de iluminação pública		4.454	3.849
Encargos setoriais	21.1 e 21.2	30.713	28.365
Passivos financeiros setoriais	10	37.561	50.584
Incorporação de redes	21.3	8.533	9.884
Instrumento Financeiro derivativo	30	4.101	14.707
Benefícios pós-emprego	31	1.450	315
Outros Passivos	22	15.999	12.010
<b>Total do circulante</b>		<b>569.654</b>	<b>386.956</b>
<b>Não circulante</b>			
Empréstimos e financiamentos	17	332.802	480.854
Debêntures	18	204.583	-
Impostos e contribuições sociais	19	45.546	14.236
Partes relacionadas	12	55.191	-
Provisões para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais	20	68.576	59.894
Encargos setoriais	21.1 e 21.2	31.895	45.017
Passivos financeiros setoriais	10	34.224	26.541
Benefícios pós-emprego	31	8.126	889
Outros Passivos	22	4.610	3.903
<b>Total do não circulante</b>		<b>785.553</b>	<b>631.334</b>
<b>Patrimônio líquido</b>			
Capital social	23.1	516.267	505.729
Reservas de capital		39.960	39.960
Reservas de lucros	23.3 e 23.4	149.457	230.643
Dividendos adicionais propostos		42.967	-
Ajuste de Avaliação Patrimonial	23.7	10.648	17.548
Outros resultados abrangentes	23.6	(6.037)	(1.534)
<b>Total do patrimônio líquido</b>		<b>753.262</b>	<b>792.346</b>
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>		<b>2.108.469</b>	<b>1.810.636</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

## 3. Demonstrações de Resultados

**ENERGISA TOCANTINS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A**  
**DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO**  
**PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017**  
 (Em milhares de reais, exceto o lucro líquido por ação)

	Nota	2017	2016
Receita operacional líquida	24	1.298.195	1.188.448
Custo do serviço de energia elétrica	25	(1.004.955)	(1.006.818)
<b>Lucro bruto</b>		<b>293.240</b>	<b>181.630</b>
Despesas gerais e administrativas	25	(99.585)	(69.306)
Outras receitas	26	8.553	9.727
Outras despesas	26	(26.507)	(30.513)
<b>Resultado antes das receitas e despesas financeiras e impostos</b>		<b>175.701</b>	<b>91.538</b>
Receita financeira	27	74.829	73.354
Despesas financeiras	27	(94.742)	(122.740)
<b>Despesas financeiras líquidas</b>		<b>(19.913)</b>	<b>(49.386)</b>
<b>Lucro antes dos impostos</b>		<b>155.788</b>	<b>42.152</b>
Imposto de renda e contribuição social corrente	13	(34.411)	(22.793)
Imposto de renda e contribuição social diferido	13	(13.504)	19.089
<b>Lucro líquido do exercício</b>		<b>107.873</b>	<b>38.448</b>
Lucro básico e diluído ação ordinária - R\$	28	0,1655	0,0672
Lucro básico e diluído ação preferencial - R\$	28	0,1655	0,0672

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

## 4. Demonstração do Resultado Abrangente

**ENERGISA TOCANTINS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A**  
**DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE**  
**PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017**  
 (Em milhares de reais)

	Nota	2017	2016
<b>Lucro líquido do exercício</b>		<b>107.873</b>	<b>38.448</b>
Itens que não serão reclassificados para a demonstração do resultado			
Outros resultados abrangentes	23.6	(4.503)	(908)
<b>Total de outros resultados abrangentes do exercício</b>		<b>103.370</b>	<b>37.540</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.



## 5. Demonstrações dos Fluxos de Caixa

**ENERGISA TOCANTINS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A**  
**DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA**  
**PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017**  
 (Em milhares de reais)

	Nota	2017	2016
<b>Atividades operacionais</b>			
Lucro líquido do exercício		107.873	38.448
Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido	13	47.915	3.704
Despesas com juros, variações monetárias e cambiais - líquidas		58.145	(23.413)
Valor justo do ativo financeiro indenizável da concessão	14	(21.957)	(29.453)
Depreciação e Amortização	25	52.575	43.343
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	25	5.888	12.264
Provisões para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais	25	6.391	2.987
Perda na alienação de bens do intangível	26	18.597	21.919
Marcação a Mercado da Dívida	17 e 27	(3.412)	4.840
Marcação a Mercado de derivativos	27	(7.998)	(9.206)
Instrumento Financeiros Derivativos	27	12.126	85.958
<b>Variações nas contas do ativo circulante e não circulante</b>			
(Aumento) de consumidores e concessionárias	6	(58.265)	(48.175)
(Aumento) de títulos e créditos a receber	7	(15.208)	-
(Aumento) de estoques		(12.235)	(1.277)
(Aumento) de depósitos judiciais	20	(9.074)	(8.939)
(Aumento) de tributos a recuperar	8	(422)	(25.135)
(Aumento) de ativos financeiros setoriais	10	(46.836)	(9.699)
(Aumento) de outros créditos		(21.300)	(37.541)
<b>Variações nas contas do passivo circulante e não circulante</b>			
Aumento (diminuição) de fornecedores	16	11.478	(1.188)
(Diminuição) aumento de encargos setoriais		(3.591)	6.902
Aumento de impostos e contribuições sociais		27.958	28.578
(Diminuição) Imposto de renda e contribuição social pagos		(15.717)	(28.084)
Aumento de passivos financeiros setoriais	10	4.592	22.553
Aumento de outras contas a pagar		6.348	787
<b>Caixa líquido gerado nas atividades operacionais</b>		<b>143.871</b>	<b>50.173</b>
<b>Atividades de investimentos</b>			
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados		(66.889)	89.502
Aplicações no intangível e no imobilizado		(184.770)	(208.378)
Alienação de bens do intangível		30.575	26.012
<b>Caixa líquido consumido nas atividades de investimentos</b>		<b>(221.084)</b>	<b>(92.864)</b>
<b>Atividades de financiamento</b>			
Novos empréstimos, financiamentos e debêntures	17 e 18	465.256	200.000
Pagamentos de empréstimos, financiamentos e debêntures - principal	17 e 18	(235.073)	(225.099)
Pagamentos de empréstimos, financiamentos e debêntures - juros	17 e 18	(48.124)	(36.227)
Liquidação de Instrumentos Financeiros Derivativos		(20.265)	(42.672)
Pagamentos de parcelamentos taxas regulamentares	21.1	(8.788)	(5.204)
Pagamento de incorporação de redes	21.3	(5.827)	(15.602)
Pagamentos de dividendos	23.5	(63.352)	(5.812)
Aumento de capital com subscrição		-	152.595
<b>Caixa líquido gerado nas atividades de financiamento</b>		<b>83.827</b>	<b>21.979</b>
<b>Variação líquida do caixa</b>		<b>6.614</b>	<b>(20.712)</b>
Caixa mais equivalentes de caixa iniciais	5	61.020	81.732
Caixa mais equivalentes de caixa finais	5	67.634	61.020
<b>Variação líquida do caixa</b>		<b>6.614</b>	<b>(20.712)</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

## 6. Demonstração do Valor Adicionado - DVA

ENERGISA TOCANTINS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A  
 DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO - DVA  
 PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017  
 (Em milhares de reais)

	Nota	2017	2016
<b>Geração do valor adicionado:</b>			
<b>Receitas</b>			
Receitas de vendas de energia elétrica e serviços	24	1.630.741	1.443.561
Outras receitas	26	8.553	9.727
Receitas relativas a construção de ativos próprios	25 e 27	191.565	235.381
Provisão e reversão p/créditos de liquidação duvidosa	25	(5.888)	(12.264)
<b>(-) Insumos adquiridos de terceiros</b>			
Custo da energia elétrica vendida		661.063	614.520
Materiais e serviços de terceiros		123.980	102.593
Outros custos operacionais		243.440	282.378
		<b>1.028.483</b>	<b>999.491</b>
<b>Valor adicionado bruto</b>		<b>796.488</b>	<b>676.914</b>
Amortização		52.575	43.343
<b>Valor adicionado líquido</b>		<b>743.913</b>	<b>633.571</b>
<b>Valor adicionado recebido em transferência</b>			
Receitas financeiras	27	77.137	72.028
<b>Valor adicionado total a distribuir</b>		<b>821.050</b>	<b>705.599</b>
<b>Distribuição do valor adicionado:</b>			
<b>Pessoal</b>			
Remuneração direta		59.157	62.558
Benefícios		22.958	19.218
FGTS		6.090	5.507
<b>Impostos, taxas e contribuições</b>			
Federais		153.495	96.102
Estaduais		307.968	265.566
Municipais		1.226	286
Obrigações intrassetoriais		64.192	86.561
<b>Remuneração de capitais de terceiros</b>			
Juros		95.685	128.371
Aluguéis		2.406	2.982
<b>Remuneração de capitais próprios</b>			
Dividendos	23.5	50.489	8.035
Reserva legal	23.2	5.394	1.922
Reserva de redução de incentivo fiscal (imposto de renda)	23.4	15.923	10.538
Realização da reavaliação líquida tributos	23.7	(6.900)	(6.151)
Dividendos adicionais propostos	23.5	42.967	-
Retenção de lucros	23.3	-	24.104
		<b>821.050</b>	<b>705.599</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

## 7. Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido

**ENERGISA TOCANTINS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A**  
**DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO**  
**PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017**  
 (Em milhares de reais)

Nota	Capital social	Reservas de Capital	Reservas de Lucros				Dividendos adicionais propostos	Lucros acumulados	Ajuste de Avaliação Patrimonial	Outros resultados abrangentes	Total
			Reserva legal	Reserva de Investimento	Retenção de lucros	Reserva de redução de incentivo fiscal (imposto de renda)					
Saldos em 01 janeiro de 2016	342.969	39.960	21.634	73.723	98.722	10.165	-	-	23.699	(626)	610.246
Aumento de capital conf. AGOE de 29/04/2016	10.165	-	-	-	-	(10.165)	-	-	-	-	-
Aumento de capital conf. AGE de 30/09/2016	152.595	-	-	-	-	-	-	-	-	-	152.595
Realização da reavaliação	-	-	-	-	-	-	-	9.309	(9.309)	-	-
Tributos sobre realização da reavaliação	-	-	-	-	-	-	-	(3.158)	3.158	-	-
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	38.448	-	-	38.448
Proposta de destinação do Lucro Líquido:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reserva Legal	23.2	-	1.922	-	-	-	-	(1.922)	-	-	-
Reserva de redução de incentivo fiscal (imposto de renda)	23.4	-	-	-	-	10.538	-	(10.538)	-	-	-
Dividendos	23.5	-	-	-	-	-	-	(8.035)	-	-	(8.035)
Retenção de Lucros	23.3	-	-	-	24.104	-	-	(24.104)	-	-	-
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganhos e perdas atuariais - benefícios pós emprego	23.6	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.375)	(1.375)
Tributos sobre ganhos e perdas atuariais - benefícios pós emprego	23.6	-	-	-	-	-	-	-	-	467	467
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2016</b>	<b>505.729</b>	<b>39.960</b>	<b>23.556</b>	<b>73.723</b>	<b>122.826</b>	<b>10.538</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>17.548</b>	<b>(1.534)</b>	<b>792.346</b>
Aumento de capital conf. AGOE de 28/04/2017	23.1 10.538	-	-	-	-	(10.538)	-	-	-	-	-
Realização da reavaliação	-	-	-	-	-	-	-	10.465	(10.465)	-	-
Tributos sobre realização da reavaliação	-	-	-	-	-	-	-	(3.565)	3.565	-	-
Dividendos pagos conf. Ata de 28/04/2017	23.3	-	-	-	(24.104)	-	-	-	-	-	(24.104)
Dividendos pagos com realização de reserva	23.3	-	-	-	(67.861)	-	-	-	-	-	(67.861)
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	107.873	-	-	107.873
Proposta de destinação do Lucro Líquido:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reserva Legal	23.2	-	5.394	-	-	-	-	(5.394)	-	-	-
Reserva de redução de incentivo fiscal (imposto de renda)	23.4	-	-	-	-	15.923	-	(15.923)	-	-	-
Dividendos	23.5	-	-	-	-	-	-	(50.489)	-	-	(50.489)
Dividendos adicionais propostos	23.3	-	-	-	-	-	42.967	(42.967)	-	-	-
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganhos e perdas atuariais - benefícios pós emprego	23.6	-	-	-	-	-	-	-	-	(6.823)	(6.823)
Tributos sobre ganhos e perdas atuariais - benefícios pós emprego	23.6	-	-	-	-	-	-	-	-	2.320	2.320
<b>Saldos em 31 dezembro de 2017</b>	<b>516.267</b>	<b>39.960</b>	<b>28.950</b>	<b>73.723</b>	<b>30.861</b>	<b>15.923</b>	<b>42.967</b>	<b>-</b>	<b>10.648</b>	<b>(6.037)</b>	<b>753.262</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

## 8. Balanço Social

ENERGISA TOCANTINS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A						
CNPJ Nº 25.086.034/0001-71						
BALANÇO SOCIAL ANUAL - 2017						
(Em milhares de reais)						
2017			2016			
<b>1 - Base de Cálculo</b>						
Receita líquida (RL)				1.298.195		1.188.448
Resultado operacional (RO)				155.788		42.152
Folha de pagamento bruta (FPB)				85.457		97.108
<b>2 - Indicadores Sociais Internos</b>	<b>Valor</b>	<b>% sobre FPB</b>	<b>% sobre RL</b>	<b>Valor</b>	<b>% sobre FPB</b>	<b>% sobre RL</b>
Alimentação	13.067	15,29%	1,01%	11.192	11,53%	0,94%
Encargos sociais compulsórios	20.425	23,90%	1,57%	20.313	20,92%	1,71%
Previdência privada	3.749	4,39%	0,29%	1.904	1,96%	0,16%
Saúde	8.577	10,04%	0,66%	7.800	8,03%	0,66%
Segurança e saúde no trabalho	2.501	2,93%	0,19%	1.956	2,01%	0,16%
Educação	92	0,11%	0,01%	61	0,06%	0,01%
Cultura	-	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%
Capacitação e desenvolvimento profissional	726	0,85%	0,06%	235	0,24%	0,02%
Creches ou auxílio-creche	211	0,25%	0,02%	183	0,19%	0,02%
Participação nos lucros ou resultados	5.496	6,43%	0,42%	8.831	9,09%	0,74%
Outros	1.038	1,21%	0,08%	302	0,31%	0,03%
<b>Total - Indicadores sociais internos</b>	<b>55.882</b>	<b>65,40%</b>	<b>4,31%</b>	<b>52.777</b>	<b>54,35%</b>	<b>4,44%</b>
<b>3 - Indicadores Sociais Externos</b>	<b>Valor</b>	<b>% sobre RO</b>	<b>% sobre RL</b>	<b>Valor</b>	<b>% sobre RO</b>	<b>% sobre RL</b>
Educação	294	0,19%	0,02%	7	0,02%	0,00%
Cultura	544	0,35%	0,04%	280	0,31%	0,02%
Saúde e saneamento	-	0,00%	0,00%	123	0,13%	0,01%
Esporte	101	0,06%	0,01%	98	0,11%	0,01%
Combate à fome e segurança alimentar	-	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%
Outros	225	0,14%	0,02%	14	0,02%	0,00%
<b>Total das contribuições para a sociedade</b>	<b>1.164</b>	<b>0,75%</b>	<b>0,09%</b>	<b>522</b>	<b>0,57%</b>	<b>0,04%</b>
Tributos (excluídos encargos sociais)	442.585	284,09%	34,09%	413.537	451,77%	34,80%
<b>Total - Indicadores sociais externos</b>	<b>443.749</b>	<b>284,84%</b>	<b>34,18%</b>	<b>414.059</b>	<b>452,34%</b>	<b>34,84%</b>
<b>4 - Indicadores Ambientais</b>	<b>Valor</b>	<b>% sobre RO</b>	<b>% sobre RL</b>	<b>Valor</b>	<b>% sobre RO</b>	<b>% sobre RL</b>
Investimentos relacionados com a produção/ operação da empresa	3.701	2,38%	0,29%	125	0,14%	0,01%
Investimentos em programas e/ou projetos externos	-	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%
<b>Total dos investimentos em meio ambiente</b>	<b>3.701</b>	<b>2,38%</b>	<b>0,29%</b>	<b>125</b>	<b>0,14%</b>	<b>0,01%</b>
Quanto ao estabelecimento de "metas anuais" para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/ operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa	( x ) não possui metas ( ) cumpre de 51 a 75% ( ) cumpre de 0 a 50% ( ) cumpre de 76 a 100%		( x ) não possui metas ( ) cumpre de 51 a 75% ( ) cumpre de 0 a 50% ( ) cumpre de 76 a 100%			
<b>5 - Indicadores do Corpo Funcional</b>	2017			2016		
Nº de empregados(as) ao final do período	1.174			1.223		
Nº de admissões durante o período	110			108		
Nº de empregados(as) terceirizados(as)	714			585		
Nº de estagiários(as)	14			16		
Nº de empregados(as) acima de 45 anos	111			72		
Nº de mulheres que trabalham na empresa	128			169		
% de cargos de chefia ocupados por mulheres	20,00%			29,70%		
Nº de negros(as) que trabalham na empresa	903			949		
% de cargos de chefia ocupados por negros(as)	28,00%			21,60%		
Nº de portadores(as) de deficiência ou necessidades especiais	49			49		
<b>6 - Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial</b>	2017			Metas 2018		
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	16,50			16,50		
Número total de acidentes de trabalho	22			14		
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	( ) direção	(x) direção e gerências	( ) todos(as) empregados(as)	( ) direção	(x) direção e gerências	( ) todos(as) empregados(as)
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	(x) direção e gerências	( ) todos(as) empregados(as)	(x) todos(as) + empregados(as) Cipa	(x) direção e gerências	( ) todos(as) empregados(as)	(x) todos(as) + Cipa
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	( ) não se envolve	(x) segue as normas da OIT	( ) incentiva e segue a OIT	( ) não se envolverá	(x) seguirá as normas da OIT	( ) incentivará e seguirá a OIT
A previdência privada contempla:	( ) direção	( ) direção e gerências	(x) todos(as) empregados(as)	( ) direção	( ) direção e gerências	(x) todos(as) empregados(as)
A participação dos lucros ou resultados contempla:	( ) direção	( ) direção e gerências	(x) todos(as) empregados(as)	( ) direção	( ) direção e gerências	(x) todos(as) empregados(as)
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	( ) não são considerados	( ) são sugeridos	(X) são exigidos	( ) não serão considerados	( ) serão sugeridos	(X) serão exigidos
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	( ) não se envolve	(X) apoia	( ) organiza e incentiva	( ) não se envolverá	(X) apoiará	( ) organizará e incentivará
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as):	na empresa 349.189	no Procon 466	na Justiça 1016	na empresa 331.730	no Procon 419	na Justiça 698
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:	na empresa 99,8%	no Procon 29%	na Justiça 33%	na empresa 99%	no Procon 33%	na Justiça 35%
Valor adicionado total a distribuir (em mil R\$):	Em 2017: = 821.050			Em 2016: = 705.599		
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	64% governo	11% colaboradores(as)	11%	63% governo	12% colaboradores(as)	2%
<b>7 - Outras Informações</b>	2017			2016		
<b>7) Investimentos sociais</b>						
<b>7.1 - Programa Luz para Todos</b>						
7.1.1 - Investimento da União				38.987		
7.1.2 - Investimento do Estado				-		
7.1.3 - Investimento do Município				-		
7.1.4 - Investimento da Concessionária	2.733			31.785		
<b>Total - Programa Luz para Todos (7.1.1 a 7.1.4)</b>	<b>2.733</b>			<b>70.772</b>		
7.2 - Programa de eficiência Energética	5.302			6.173		
7.3 - Programa de Pesquisa e Desenvolvimento	2.865			6.087		
<b>Total dos investimentos sociais (7.1 a 7.3)</b>	<b>10.900</b>			<b>83.032</b>		

## Notas Explicativas

### Energisa Tocantins - Distribuidora de Energia S/A Notas explicativas às demonstrações financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017 (Em milhares de reais, exceto quando indicado ao contrário)

#### 1 Contexto operacional

A Energisa Tocantins - Distribuidora de Energia S/A (“Companhia” ou “Energisa Tocantins”) é uma sociedade por ações de capital fechado, concessionária distribuidora de energia elétrica, sob o controle acionário da empresa Rede Energia Participações S.A. (REDE), que por sua vez é integrante do Grupo Energisa, que atua na distribuição de energia elétrica e sua concessão abrange todo o Estado do Tocantins, com 277.621 km<sup>2</sup>, atendendo 573.876 consumidores em 139 municípios (informação fora do escopo dos auditores independentes), tendo suas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME. A Companhia possui sede na cidade de Palmas, Estado do Tocantins.

- **Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica**

Em 28 de junho de 1999, foi outorgado à Companhia a distribuição de energia elétrica em 139 municípios no Estado do Tocantins, pelo prazo de 20 anos, com vencimento em 30 de janeiro de 2020. 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.

O contrato de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica contém cláusulas específicas que garantem o direito à indenização do valor residual dos bens vinculados ao serviço no final da concessão. Para efeito da reversão, consideram-se bens vinculados aqueles efetivamente utilizados na prestação do serviço.

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

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

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

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

IV - atender 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 em posições acionárias que impliquem em mudanças de controle. Na hipótese de transferência de ações representativas do controle acionário, o novo controlador deverá assinar termo de anuência e submissão às cláusulas do contrato de concessão e às normas legais e regulamentares da concessão; e

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

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 - Ministério de Minas e Energia - MME.

As informações referentes à revisão e aos reajustes tarifários, ativos e passivos financeiros setoriais, contas a receber da concessão, ativos vinculados à concessão e receita de construção da infraestrutura, estão apresentadas nas notas explicativas nº 9, 10, 14, 15 e 24, respectivamente.

## 2 Apresentação das demonstrações financeiras

---

### 2.1 Declaração de conformidade

As demonstrações financeiras foram preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem as disposições da legislação societária, previstas na Lei nº 6.404/76 com alterações da Lei nº 11.638/07 e Lei nº 11.941/09, e os pronunciamentos contábeis, interpretações e orientações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC"), aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") e as Normas Internacionais de Relatório Financeiro ("IFRS") emitidas pelo International Accounting Standards Board - IASB.

A Companhia também se utiliza das orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Brasileiro e das normas definidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil e/ou com as práticas contábeis internacionais.

A Administração considerou as orientações emanadas da Orientação OCPC 07, emitida pelo CPC em novembro de 2014, na preparação das suas demonstrações financeiras de forma que todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, estão divulgadas e correspondem ao que é utilizado na gestão da Companhia.

As demonstrações financeiras foram aprovadas pelo Conselho de Administração em 14 de março de 2018.

### 2.2 Moeda funcional e base de mensuração

As demonstrações financeiras são apresentadas em Real, que é a moeda funcional da Companhia.

As demonstrações financeiras foram preparadas com base no custo histórico com exceção dos seguintes itens: (i) os instrumentos financeiros derivativos mensurados pelo valor justo; e (ii) Instrumentos financeiros não derivativos mensurados pelo valor justo por meio do resultado.

### 2.3 Julgamentos e estimativas

A preparação das demonstrações financeiras, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, requer que a Administração faça o uso de julgamentos, estimativas e premissas que afetam os valores reportados de ativos e passivos, receitas e despesas. Os resultados reais de determinadas transações, quando de sua efetiva realização em exercícios subsequentes, podem diferir dessas estimativas. As revisões com relação as estimativas contábeis são reconhecidas no exercício em que as estimativas são revisadas e nos exercícios futuros afetados. As principais estimativas incluem Consumidores e concessionárias (fornecimento de energia elétrica não faturado), Provisão para créditos de liquidação duvidosa, Créditos tributários, Provisões para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais, Custo de energia elétrica comprada para revenda, Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos e Benefícios a empregados.

### 3 Adoção dos padrões internacionais de contabilidade

#### 3.1 Novas normas que ainda não estavam em vigor no encerramento do exercício

Aplicação das normas novas e revisadas que não tiveram efeito material sobre as demonstrações financeiras.

Normas	Descrição	Aplicação obrigatória: períodos anuais com início em ou após
CPC 48 / IFRS 9	Instrumentos financeiros	1º de janeiro de 2018
CPC 47 / IFRS 15	Receitas de Contratos com clientes	1º de janeiro de 2018
Esclarecimentos à IFRS 15	Receitas de Contrato com Cliente emitida em 12 de abril de 2016.	1º de janeiro de 2018
Alterações ao CPC 10 (R1)/ IFRS 2	Pagamentos baseados em ações	1º de janeiro de 2018
Alterações ao CPC 11 / IFRS 4	Aplicação do IFRS 9 Instrumentos financeiros com o IFRS 4 Classificação dos contratos	1º de janeiro de 2018
Alterações ao CPC 28 / IAS 40	Transferências de propriedade de investimentos	1º de janeiro de 2018
IFRS 16	Leases (Arrendamentos)	1º de janeiro de 2019
IFRS 17	Contratos de seguros	1º de janeiro de 2021
Alterações à IFRS 10 e IAS 28	Venda ou Contribuição de Ativos entre um Investidor e sua Associada ou Joint Venture	Adiado indefinidamente

A Companhia não adotou de forma antecipada tais alterações em suas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2017. É esperado que nenhuma dessas novas normas tenham efeito material sobre as demonstrações financeiras no momento de sua adoção prospectiva.

Novas normas e interpretações ainda não adotadas:

##### (i) IFRS 9/CPC 48 Instrumentos Financeiros:

Em julho de 2014, o IASB emitiu a versão final da IFRS 9 Instrumentos Financeiros (CPC 48 - Instrumentos Financeiros), que substitui a IAS 39 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração e todas as versões anteriores da IFRS 9. A IFRS 9 reúne os três aspectos do projeto de contabilização de instrumentos financeiros: classificação e mensuração, redução ao valor recuperável do ativo e contabilização de hedge.

A IFRS 9 está em vigor para períodos anuais com início a partir de 1º de janeiro de 2018, sendo permitida sua aplicação antecipada. Com exceção da contabilidade de hedge, faz-se necessária a aplicação retrospectiva, contudo, o fornecimento de informações comparativas não é obrigatório. Para a contabilidade de hedge, os requisitos geralmente são aplicados de forma prospectiva, com algumas exceções limitadas.

A Companhia planeja adotar a nova norma na data efetiva requerida e não fará reapresentação de informações comparativas.

Em 2017, a Companhia realizou uma avaliação de impacto detalhada dos três aspectos da IFRS 9. Essa avaliação toma por base informações atualmente disponíveis que pode estar sujeita a mudanças decorrentes de informações razoáveis e passíveis de sustentação que estão sendo disponibilizadas em 2018, quando a Companhia passará a adotar a IFRS 9.

##### (a) Classificação e mensuração

A IFRS 9 contém uma nova abordagem de classificação e mensuração de ativos financeiros que refletem o modelo de negócios em que os ativos são administrados e suas características de fluxo de caixa. A IFRS 9 simplifica o modelo de mensuração atual para ativos financeiros e estabelece três categorias: mensurados ao custo amortizado, ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes (OCI) e ao valor justo por meio do resultado (VJR), dependendo do modelo de negócios e as características dos fluxos de caixa contratuais. Para os passivos financeiros, não há alterações significativas em relação aos critérios atuais, exceto pelo reconhecimento de alterações no risco de crédito próprio (OCI) para aqueles passivos designados ao valor justo por meio do resultado.

A norma elimina as categorias existentes na IAS 39 de mantidos até o vencimento, empréstimos e recebíveis e disponíveis para venda.

**(b) Redução ao valor recuperável**

A IFRS 9 introduz um novo modelo de perda por redução ao valor recuperável de ativos financeiros, ou seja, o modelo de perda de crédito esperado, que substitui o modelo utilizado de perda incorrida. A Companhia aplicará a abordagem simplificada e registrará perdas esperadas durante toda a vida em todos os créditos. Desta forma, a aplicação dos novos requisitos pode levar a uma aceleração no reconhecimento de perdas por redução ao valor recuperável em seus ativos financeiros, principalmente na conta clientes, consumidores e concessionárias. Esta nova forma de reconhecimento exigirá um julgamento sobre as mudanças em fatores econômicos que afetam as perdas esperadas de créditos. A avaliação inicial efetuada pela Companhia não indica alterações relevantes na provisão para perdas por redução ao valor de recuperação dos seus principais ativos financeiros em função da adoção do IFRS 9.

**(c) Contabilidade de hedge**

De acordo com a prática atual, uma cobertura deve ser altamente efetiva, prospectiva e retrospectiva, enquanto a IFRS 9 vem introduzir um modelo novo e menos restritivo ao hedge, exigindo uma relação econômica entre o item coberto e o instrumento de hedge em que o índice de cobertura seja o mesmo que aplicado pela entidade para a gestão de risco. O novo modelo altera os critérios de comprovação de relacionamentos de hedge.

**Divulgação:** A IFRS 9 exigirá extensivas novas divulgações, especificamente sobre a contabilidade de hedge, risco de crédito e perdas de crédito esperadas. A avaliação da Companhia incluiu uma análise para identificar deficiências em relação às informações requeridas nos processos atuais e a Companhia está em processo de implementação de mudanças nos seus sistemas e controles para atender aos novos requisitos.

**Transição:** As mudanças nas políticas contábeis resultantes da adoção da IFRS 9 serão geralmente aplicadas retrospectivamente, exceto as mudanças descritas a seguir: - A Companhia irá aproveitar a isenção que lhe permite não reapresentar informações comparativas de períodos anteriores decorrentes das alterações na classificação e mensuração de instrumentos financeiros (incluindo perdas de crédito esperadas). As diferenças nos saldos contábeis de ativos e passivos financeiros resultantes da adoção da IFRS 9, serão reconhecidas nos lucros acumulados e reservas em 1º de janeiro de 2018.

**(ii) IFRS 15/CPC 47 - Receitas de contratos com clientes:**

A IFRS 15 (CPC 47 - Receita de Contrato com Cliente) foi emitida em maio de 2014, alterada em abril de 2016 e estabelece um modelo de cinco etapas para contabilização das receitas decorrentes de contratos com clientes. De acordo com a IFRS 15, a receita é reconhecida por um valor que reflete a contrapartida a que uma entidade espera ter direito em troca de transferência de bens ou serviços para um cliente. A nova norma para receita substituirá todos os requisitos atuais de reconhecimento de receita de acordo com as IFRS.

A aplicação retrospectiva completa ou a aplicação retrospectiva modificada será exigida para períodos anuais com início a partir de 1º de janeiro de 2018. A Companhia optou por adotar a nova norma na data de vigência requerida com base no método retrospectivo modificado. Desta forma, a aplicação deste pronunciamento terá seus impactos refletidos a partir de 1º de janeiro de 2018.

A Companhia realizou uma análise detalhada de suas receitas e não identificou circunstâncias que indicassem que a adoção do IFRS 15/CPC47 causará efeitos significativos em suas demonstrações financeiras.

**(a) Receita de distribuição de energia elétrica**

A Companhia reconhece a receita com fornecimento de energia elétrica pelo valor justo da contraprestação no momento em que é faturada, com base no consumo medido multiplicado pela tarifa vigente. Adicionalmente, a Companhia estima e reconhece a receita não faturada com base na data efetiva de medição e o encerramento do mês.

De acordo com a IFRS 15/CPC 47, a Companhia só pode contabilizar os efeitos de um contrato com um cliente quando for provável que receberá a contraprestação à qual terá direito em troca dos bens ou serviços que serão transferidos. Ao avaliar se a possibilidade de recebimento do valor da contraprestação é improvável, a Companhia deve avaliar se estas receitas serão reconhecidas líquidas das perdas estimadas. Com base na avaliação realizada pela Companhia não há impacto de perdas estimadas a ser considerado.



A Companhia, distribuidora de energia elétrica, é avaliada pela ANEEL em diversos aspectos no fornecimento de energia elétrica para clientes, entre eles, está a qualidade do serviço e do produto oferecido aos consumidores que compreende a avaliação das interrupções no fornecimento de energia elétrica. Destacam-se no aspecto da qualidade do serviço os indicadores de continuidade coletivos, DEC e FEC, e os indicadores de continuidade individuais DIC, FIC e DMIC. Atualmente, essas penalidades são contabilizadas como despesa operacional. De acordo com a IFRS 15, a receita deve ser reconhecida de forma líquida de contraprestação variável. Eventuais descontos, abatimentos, restituições, créditos, concessões de preços, incentivos, bônus de desempenho, penalidades ou outros itens similares, são classificados pela norma como contraprestação variável. As penalidades que representam ressarcimento aos clientes, ou seja, DIC, FIC e DMIC deverão ser contabilizadas como redutoras da receita de fornecimento de energia e não mais como despesa operacional. Com base na avaliação da Companhia, esse impacto não é relevante.

**(b) Receita de Disponibilidade do sistema de distribuição da rede elétrica**

Essa receita é constituída pelos custos da rede de distribuição e a remuneração da Companhia pela prestação do serviço aos consumidores cativos e livres, com base na cobrança de uma tarifa homologada pela ANEEL. Com base em sua avaliação, a Companhia não espera que a aplicação da IFRS 15/CPC 47 tenha um impacto significativo em suas demonstrações financeiras.

**(c) Receita de subvenções governamentais**

A receita de subvenções governamentais é composta pelo subsídio fornecido pelo governo para consumidores enquadrados como baixa renda e pela Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, que visa o custeio dos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica. Com base em sua avaliação, a Companhia não espera que a aplicação da IFRS 15/CPC 47 tenha um impacto significativo em suas demonstrações financeiras.

**(d) Receita de construção da infraestrutura**

Essa receita é constituída por investimentos em infraestrutura, com o objetivo de manutenção da operação até o término do contrato de concessão. A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de transmissão e distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual à zero, pois há a contrapartida em custos pelo mesmo valor.

Com base em sua avaliação, a Companhia não espera que a aplicação da IFRS 15/CPC 47 tenha um impacto significativo em suas demonstrações financeiras.

**(e) Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros (CVA - ativa e passiva)**

Corresponde as variações de custos relacionados à compra de energia e encargos regulatórios, ocorridas no período entre reajustes tarifários e/ou revisões periódicas, de modo a permitir maior neutralidade no repasse dessas variações para as tarifas. Com base em sua avaliação, a Companhia não espera que a aplicação da IFRS 15/CPC 47 tenha um impacto significativo em suas demonstrações financeiras.

**(f) Receita de comercialização e liquidação de energia**

A Companhia reconhece a receita pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que o excedente de energia é liquidado no âmbito da CCEE. A contraprestação corresponde a multiplicação da quantidade de energia vendida para o sistema pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

Com base em sua avaliação, a Companhia não espera que a aplicação da IFRS 15/CPC 47 tenha um impacto significativo em suas demonstrações financeiras.

**(g) Receita de uso mútuo de redes e postes**

Essa receita é oriunda dos compartilhamentos dos pontos de fixação na infraestrutura dos postes de distribuição de energia elétrica. Sobre esta receita é aplicado um fator de compartilhamento com o consumidor, em montante igual a 60% da média anual dos últimos 3 anos, incorporado às tarifas como redutor de receita. Esse fator redutor é aplicado a cada 4 anos no processo de revisão tarifária periódica.

Com base em sua avaliação, a Companhia não espera que a aplicação da IFRS 15/CPC 47 tenha um impacto significativo em suas demonstrações financeiras.

**(h) Ativo financeiro indenizável da concessão**

A receita de atualização reconhecida pela distribuidora de energia elétrica é reconhecida a título de indenização dos investimentos efetuados e não recuperados por meio da prestação de serviços outorgados. Com base em sua avaliação, a Companhia não espera que a aplicação da IFRS 15/CPC 47 tenha um impacto significativo em suas demonstrações financeiras.

**(iii) IFRS 16 Leases (Arrendamentos):**

A IFRS 16 estabelece os princípios para o reconhecimento, mensuração, apresentação e evidenciação de arrendamentos e exige que os arrendatários contabilizem todos os arrendamentos sob um único modelo no balanço patrimonial, semelhante à contabilização de arrendamentos financeiros segundo a IAS 17. A norma inclui duas isenções de reconhecimento para arrendatários - arrendamentos de ativos de "baixo valor" (por exemplo, computadores pessoais) e arrendamentos de curto prazo (ou seja, com prazo de arrendamento de 12 meses ou menos). Na data de início de um contrato de arrendamento, o arrendatário reconhecerá um passivo relativo aos pagamentos de arrendamento (isto é, um passivo de arrendamento) e um ativo que representa o direito de utilizar o ativo subjacente durante o prazo de arrendamento (ou seja, o ativo de direito de uso). Os arrendatários serão obrigados a reconhecer separadamente a despesa de juros sobre o passivo de arrendamento e a despesa de depreciação sobre o ativo de direito de uso. Os arrendatários também deverão reavaliar o passivo do arrendamento na ocorrência de determinados eventos (por exemplo, uma mudança no prazo do arrendamento, uma mudança nos pagamentos futuros do arrendamento como resultado da alteração de um índice ou taxa usada para determinar tais pagamentos). Em geral, o arrendatário irá reconhecer o valor da reavaliação do passivo de arrendamento como um ajuste do ativo de direito de uso.

A Companhia atua como arrendatária em contratos referente imóveis não residenciais para a instalação de agências de atendimentos a clientes, estabelecimentos para desenvolver suas atividades comerciais e centros de distribuição.

Não há alteração substancial na contabilização do arrendador com base na IFRS 16 em relação à contabilização atual de acordo com a IAS 17. Os arrendadores continuarão a classificar todos os arrendamentos de acordo com o mesmo princípio de classificação da IAS 17, distinguindo entre dois tipos de arrendamento: operacionais e financeiros.

Em 2018 a Companhia planeja avaliar o efeito potencial da IFRS 16 nas suas demonstrações financeiras. O impacto real da aplicação da IFRS 16 nas demonstrações financeiras no período de aplicação inicial dependerá das condições econômicas futuras, incluindo a taxa de endividamento da Companhia em 1º de janeiro de 2019, a avaliação da Companhia se exercerá quaisquer opções de renovação de arrendamento e a medida em que a Companhia optará por usar expedientes práticos e isenções de reconhecimento. A natureza das despesas relacionadas com esses contratos de arrendamento será modificada, a IFRS 16 substitui a despesa linear de arrendamento operacional com um custo de depreciação de ativos de direito de uso e despesa de juros sobre obrigações de arrendamento. A Companhia espera que a adoção da IFRS 16 não afete sua capacidade de cumprir com os acordos contratuais (covenants) de limite máximo de alavancagem em empréstimos descritos na nota explicativa 17.

**Transição:** As mudanças nas políticas contábeis resultantes da adoção da IFRS 9 serão geralmente aplicadas retrospectivamente, exceto as mudanças descritas a seguir: - A Companhia irá aproveitar a isenção que lhe permite não reapresentar informações comparativas de períodos anteriores decorrentes das alterações na classificação e mensuração de instrumentos financeiros (incluindo perdas de crédito esperadas). As diferenças nos saldos contábeis de ativos e passivos financeiros resultantes da adoção da IFRS 9, serão reconhecidas nos lucros acumulados e reservas em 1º de janeiro de 2018.

**(iv) Outras alterações:**

As seguintes normas alteradas e interpretações não deverão ter um impacto significativo nas demonstrações financeiras da Companhia:

- Ciclo de melhorias anuais para as IFRS 2014-2016;
- Alterações à IFRS 1 e à IAS 28;
- Alterações ao CPC 10 (IFRS 2) Pagamento baseado em ações em relação à classificação e mensuração de determinadas transações com pagamento baseado em ações;
- Transferências de Propriedade de Investimento (Alterações ao CPC 28 / IAS 40);
- ICPC 21 / IFRIC 22 Transações em moeda estrangeira e adiantamento. - IFRIC 23 Incerteza sobre Tratamentos de Imposto de Renda;
- Transações em moeda estrangeira e adiantamento. Com relação à IFRIC 23;
- Incerteza sobre tratamentos de imposto de renda, análise com maior profundidade será realizada para identificar impactos a partir de 1º de janeiro de 2019.

O Comitê de Pronunciamentos Contábeis ainda não emitiu pronunciamento contábil ou alteração nos pronunciamentos vigentes correspondentes a todas as novas IFRS. Portanto, a adoção antecipada dessas IFRS não é permitida para entidades que divulgam as suas demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

**3.2 Resumo das principais práticas contábeis**

As políticas contábeis detalhadas abaixo têm sido aplicadas de maneira consistente a todos os exercícios apresentados nestas demonstrações financeiras.

- a. **Caixa e equivalentes de caixa** - abrangem saldos de caixa e aplicações financeiras com cláusulas contratuais que permitem o resgate em até 90 dias da data de sua aquisição, pelas taxas contratadas, estão sujeitos a um risco insignificante de alteração no valor, e são utilizados na gestão das obrigações de curto prazo;
- b. **Instrumentos financeiros e atividades de hedge** - Todos os instrumentos financeiros ativos e passivos são reconhecidos no balanço da Companhia e são mensurados inicialmente pelo valor justo, quando aplicável, após o reconhecimento inicial de acordo com sua classificação. Os instrumentos financeiros da Companhia foram classificados em: (i) mantidos para negociação - mensurados pelo valor justo por meio do resultado. Essa classificação inclui as operações com derivativos; (ii) mantidos até o vencimento - mensurados pela taxa de juros efetiva e contabilizados no resultado e (iii) empréstimos e recebíveis - são mensurados pelo custo amortizado usando-se a taxa de juros efetiva e contabilizados no resultado e (iv) disponível para venda - são aqueles ativos financeiros não derivativos que não são classificados nas categorias anteriores.

Existem três tipos de níveis para apuração do valor justo referente ao instrumento financeiro conforme exposto abaixo:

Nível 1 - Dados provenientes de mercado ativo (preço cotado não ajustado) de forma que seja possível acessar diariamente, inclusive na data da mensuração do valor justo.

Nível 2 - Dados diferentes dos provenientes de mercado ativo (preço cotado não ajustado) incluídos no Nível 1, extraído de modelo de precificação baseado em dados observáveis de mercado.

Nível 3 - Dados extraídos de modelo de precificação baseado em dados não observáveis de mercado.

A classificação e os valores justos dos instrumentos financeiros estão apresentados na nota explicativa nº 30.

Os principais ativos financeiros reconhecidos pela Companhia são: caixa e equivalentes de caixa; aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados, consumidores e concessionárias, contas a receber da concessão, títulos de créditos a receber, ativos financeiros setoriais e instrumentos financeiros derivativos.

Os principais passivos financeiros reconhecidos pela Companhia são: fornecedores, empréstimos e financiamentos, debêntures, encargos de dívidas, passivos financeiros setoriais e instrumentos financeiros derivativos;

Um ativo financeiro não é mais reconhecido quando os direitos contratuais aos fluxos de caixa do ativo expiram, ou quando a Companhia transfere os direitos ao recebimento dos fluxos de caixa contratuais sobre um ativo financeiro em uma transação no qual, essencialmente, todos os riscos e benefícios da titularidade

do ativo financeiro são transferidos. Os passivos financeiros são mensurados pelo custo amortizado usando-se a taxa de juros efetiva e contabilizados no resultado, exceto os derivativos que são mensurados pelo valor justo.

A Companhia designa certos instrumentos de "hedge" relacionados a risco com variação cambial e taxa de juros dos empréstimos como "hedge" de valor justo. No início da relação de "hedge", a Companhia documenta a relação entre o instrumento de "hedge" e o item objeto de "hedge" de acordo com os objetivos da gestão de riscos e estratégia financeira. Adicionalmente, no início do "hedge" e de maneira continuada, a Companhia documenta se o instrumento de "hedge" usado é altamente efetivo na compensação das mudanças de valor justo ou fluxo de caixa do item objeto de "hedge", atribuível ao risco sujeito a "hedge". A nota explicativa nº 30 traz mais detalhes sobre o valor justo dos instrumentos derivativos utilizados para fins de "hedge".

"Hedge" de valor justo: "hedge" de exposição às alterações no valor justo de ativo ou passivo reconhecido ou de compromisso firme não reconhecido, ou de parte identificada de tal ativo, passivo ou compromisso firme, que seja atribuível a um risco particular e possa afetar o resultado. Mudanças no valor justo dos derivativos designados e qualificados como "hedge" de valor justo são registradas no resultado juntamente com quaisquer mudanças no valor justo dos itens objetos de "hedge" atribuíveis ao risco protegido. A contabilização do "hedge accounting" é descontinuada prospectivamente quando a Companhia cancela a relação de "hedge", o instrumento de "hedge" vence ou é vendido, rescindido ou executado, ou quando não se qualifica mais como contabilização de "hedge". O ajuste ao valor justo do item objeto de "hedge", oriundo do risco de "hedge", é registrado no resultado a partir dessa data;

- c. **Consumidores e concessionárias** - englobam o fornecimento de energia elétrica faturada e não faturada, esta última apurada por estimativa reconhecida pelo regime de competência, até o encerramento das demonstrações financeiras;
- d. **Provisão para créditos de liquidação duvidosa** - constituída em bases consideradas suficientes para fazer face a eventuais perdas na realização dos créditos, levando em conta os critérios estabelecidos pela ANEEL e práticas da Companhia;
- e. **Estoques** - os estoques estão valorizados ao custo médio da aquisição, e não excedem os seus custos de aquisição ou seus valores de realização;
- f. **Ativos e passivos financeiros setoriais** - referem-se aos ativos e passivos decorrentes das diferenças temporárias entre os custos homologados da Parcela A e outros componentes financeiros, que são incluídos nas tarifas no início do período tarifário e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Essa diferença constitui um direito a receber da Companhia sempre que os custos homologados e incluídos na tarifa são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos homologados são superiores aos custos incorridos. Esses valores são efetivamente liquidados por ocasião dos próximos períodos tarifários ou, em caso de extinção da concessão com a existência de saldos apurados que não tenham sido recuperados, serão incluídos na base de indenização já prevista quando da extinção por qualquer motivo da concessão. Considerando-se que o contrato de concessão da Companhia foi atualizado em dezembro de 2014, para inclusão da base de indenização dos saldos remanescentes de diferenças temporárias entre os valores homologados e incluídos nas tarifas vigentes e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência, e considerando a orientação técnica OCPC-08 (Reconhecimento de Determinados Ativos e Passivos nos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica emitidos de acordo com as Normas Brasileiras e Internacionais de Contabilidade). A Companhia passou a ter um direito ou obrigação incondicional de receber ou entregar caixa ou outro instrumento financeiro ao Poder Concedente e, portanto, passou a registrar os valores dentro de seus respectivos períodos de competência. Esses ativos e passivos estão detalhados na nota explicativa nº 10.
- g. **Contas a receber da concessão** - representa a parcela do capital investido na infraestrutura, não amortizada no período da concessão, a ser indenizada ao final da concessão.

Com a publicação da Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013, foi confirmada a utilização do VNR - Valor Novo de Reposição pelo Poder Concedente para pagamento de indenização dos ativos não amortizados no vencimento da concessão. A Companhia possui o direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro do Poder Concedente, a título de indenização pela reversão da infraestrutura do serviço público. Os ativos financeiros relacionados ao contrato da concessão são classificados como disponíveis para venda, foram valorizados com base na BRR - Base de Remuneração Regulatória, conceito de valor de reposição, que é o critério utilizado pela ANEEL para determinar a tarifa de energia elétrica das distribuidoras.

A atualização do ativo financeiro indenizável da concessão é classificada no grupo de receitas operacionais por refletir com mais propriedade o modelo de seu negócio de distribuição de energia elétrica e melhor apresentar sua posição patrimonial e o seu desempenho.

Desde 31 de dezembro de 2012 a Companhia passou a reconhecer o VNR – Valor Novo de Reposição, homologados pela ANEEL, dos ativos que compõem a concessão, com aplicação da variação do IGPM, alterado para IPCA a partir do exercício de 2016.

A Companhia reconhece a remuneração da parcela dos ativos que compõe a base de remuneração, inclusive da parcela ainda não homologada pela ANEEL, sendo que esta última é calculada com base em estimativas, considerando, além do IPCA, uma expectativa de glosas baseado na experiência da Administração e no histórico de glosas em homologações anteriores, o que reflete a melhor estimativa de valor justo do ativo.

Esses ativos foram classificados como disponível para venda, cujos efeitos estão detalhados na nota explicativa nº 14.

- h. Imobilizado** - Itens do imobilizado são mensurados pelo custo histórico de aquisição ou construção, deduzido de depreciação acumulada e perdas de redução ao valor recuperável (*impairment*) acumuladas, quando aplicável.

O custo inclui gastos que são diretamente atribuíveis à aquisição de um ativo. O custo de ativos construídos pela própria Companhia inclui:

- O custo de materiais e mão de obra direta;
- Quaisquer outros custos para colocar o ativo no local em condições necessárias para que sejam capazes de operar na sua plenitude;
- Os custos de desmontagem e de restauração do local onde estes ativos estão localizados; e
- Custos de empréstimos sobre ativos qualificáveis.

Quando partes de um item do imobilizado têm diferentes vidas úteis, elas são registradas como itens individuais (componentes principais) de imobilizado.

Ganhos e perdas na alienação de um item do imobilizado (apurados pela diferença entre os recursos advindos da alienação e o valor contábil do imobilizado), são reconhecidos em outras receitas/ despesas operacionais na demonstração do resultado do exercício.

**Depreciação:**

Itens do ativo imobilizado são depreciados pelo método linear no resultado do exercício baseado na vida útil econômica estimada de cada componente e/ou de acordo com o prazo de concessão/autorização (nota explicativa nº 15).

- i. Intangível** - contrato de concessão: representa a infraestrutura operada pela Companhia na prestação dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica. A amortização está baseada no padrão de consumo dos benefícios esperados durante o prazo da concessão;
- j. Juros e encargos financeiros:** são capitalizados às obras em curso com base na taxa média efetiva de captação;
- k. Redução a valor recuperável**

**Ativo financeiro:**

Um ativo financeiro não mensurado pelo valor justo por meio do resultado é avaliado a cada data de apresentação para apurar se há evidência objetiva de que tenha ocorrido perda no seu valor recuperável. Um ativo tem perda no seu valor recuperável se uma evidência objetiva indica que um evento de perda ocorreu após o reconhecimento inicial do ativo, e que aquele evento de perda teve um efeito negativo nos fluxos de caixa futuros projetados que podem ser estimados de uma maneira confiável.

A evidência objetiva de que os ativos financeiros perderam valor pode incluir: (i) o atraso ou não pagamento por parte do devedor; (ii) a reestruturação do valor devido a Companhia sobre condições que não as mesmas consideradas em outras transações da mesma natureza; (iii) indicações de que o devedor ou emissor entrará em processo de falência; e (iv) o desaparecimento de um mercado ativo para um título. Além disso, para um instrumento patrimonial, um declínio significativo ou prolongado em seu valor justo abaixo do seu custo é evidência objetiva de perda por redução ao valor recuperável.

A Companhia considera evidência de perda de valor para recebíveis e títulos de investimentos mantidos até o vencimento tanto no nível individualizado como no nível coletivo. Todos os recebíveis e títulos de investimento mantidos até o vencimento individualmente significativos são avaliados quanto à perda de valor específico. Todos os recebíveis e títulos de investimentos mantidos até o vencimento individualmente significativos identificados como não tendo sofrido perda de valor são então avaliados coletivamente quanto a qualquer perda de valor que tenha ocorrido, mas não tenha sido ainda identificada. Recebíveis e investimentos mantidos até o vencimento que não são individualmente importantes são avaliados coletivamente quanto à perda de valor por agrupamento conjunto desses títulos com características de risco similares.

Ao avaliar a perda de valor recuperável de forma coletiva a Companhia utiliza tendências históricas da probabilidade de inadimplência, do prazo de recuperação e dos valores de perda incorridos, ajustados para refletir o julgamento da administração quanto às premissas se as condições econômicas e de crédito atuais são tais que as perdas reais provavelmente serão maiores ou menores que as sugeridas pelas tendências históricas.

Uma redução do valor recuperável com relação a um ativo financeiro medido pelo custo amortizado é calculada como a diferença entre o valor contábil e o valor presente dos futuros fluxos de caixa estimados descontados à taxa de juros efetiva original do ativo. As perdas e os juros dos ativos financeiros são reconhecidos no resultado e refletidos em conta de provisão contra recebíveis, quando perdas, e reversão de desconto, quando juros. Quando um evento subsequente indica reversão da perda de valor, a diminuição na perda é revertida e registrada no resultado.

Perdas de valor (redução ao valor recuperável) nos ativos financeiros disponíveis para venda são reconhecidas pela reclassificação da perda cumulativa que foi reconhecida em outros resultados abrangentes no patrimônio líquido para o resultado. A perda cumulativa que é reclassificada de outros resultados abrangentes para o resultado é a diferença entre o custo de aquisição, líquido de qualquer reembolso e amortização de principal, e o valor justo atual, decrescido de qualquer redução por perda de valor recuperável previamente reconhecida no resultado. As alterações nas provisões de perdas por redução ao valor recuperável, atribuíveis ao método dos juros efetivo, são reconhecidos no resultado financeiro.

**Ativo não financeiro:**

A Administração da Companhia, revisa o valor contábil líquido de seus ativos tangíveis e intangíveis com objetivo de avaliar eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas operacionais ou tecnológicas para determinar se há alguma indicação de que tais ativos sofreram alguma perda por redução ao valor recuperável. Se houver tal indicação, o montante recuperável do ativo é estimado com a finalidade de mensurar o montante dessa perda, se houver.

Quando não for possível estimar o montante recuperável de um ativo individualmente, a Companhia calcula o montante recuperável da unidade geradora de caixa à qual pertence o ativo. Quando uma base de alocação razoável e consistente pode ser identificada, os ativos corporativos também são alocados às unidades geradoras de caixa individuais ou ao menor grupo de unidades geradoras de caixa para o qual uma base de alocação razoável e consistente possa ser identificada.

Para fins de avaliação do valor recuperável dos ativos através do valor em uso, utiliza-se o menor grupo de ativos para o qual existam fluxos de caixa identificáveis separadamente (unidades geradoras de caixa - UGC). Uma perda é reconhecida na demonstração do resultado, pelo montante em que o valor contábil do ativo ultrapasse seu valor recuperável.

Uma perda do valor recuperável anteriormente reconhecida é revertida caso tiver ocorrido uma mudança nos pressupostos utilizados para determinar o valor recuperável do ativo ou UGCs, desde quando a última perda do valor recuperável foi reconhecida. A reversão é limitada para que o valor contábil do ativo não exceda o seu valor recuperável, nem o valor contábil que teria sido determinado, líquido de depreciação, se nenhuma perda do valor recuperável tivesse sido reconhecida no ativo em exercícios anteriores. Essa reversão é reconhecida na demonstração dos resultados, caso aplicável.

Os seguintes critérios são aplicados na avaliação do valor recuperável dos seguintes ativos:

. **Ativos intangíveis:** os ativos intangíveis com vida útil indefinida são testados em relação a perda por redução ao valor recuperável anualmente na data do encerramento do exercício, individualmente ou em

nível da unidade geradora de caixa, conforme o caso, ou quando as circunstâncias indicarem perda por desvalorização do valor contábil.

. **Avaliação do valor em uso:** as principais premissas usadas na estimativa do valor em uso são:

- (i) **Receitas** - as receitas são projetadas considerando o crescimento da base de clientes, a evolução das receitas do mercado e a participação da Companhia neste mercado;
- (ii) **Custos e despesas operacionais** - os custos e despesas variáveis são projetados de acordo com a dinâmica da base de clientes, e os custos fixos são projetados em linha com o desempenho histórico da Companhia, bem como com o crescimento histórico das receitas; e
- (iii) **Investimentos de capital** - os investimentos em bens de capital são estimados considerando a infraestrutura tecnológica necessária para viabilizar a oferta da energia e dos serviços.

As premissas principais são fundamentadas com base em projeções do mercado, no desempenho histórico da Companhia, nas premissas macroeconômicas e são documentadas e aprovadas pela Administração da Companhia.

Os testes de recuperação dos ativos imobilizados e intangíveis da Companhia não resultaram na necessidade de reconhecimento de perdas para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016, em face de que o valor recuperável excede o seu valor contábil na data da avaliação.

- I. **Empréstimos, financiamentos e debêntures** - são demonstrados pelo valor líquido dos custos de transação incorridos e são subsequentemente mensurados ao custo amortizado usando o método da taxa de juros efetiva;

Os empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira que possuem operações de swap foram reconhecidos pelo valor justo através do resultado do exercício.

- m. **Derivativos** - a Companhia detém instrumentos financeiros derivativos para proteger riscos relativos a moedas estrangeiras e de taxa de juros. Os derivativos são reconhecidos inicialmente pelo seu valor justo; custos de transação atribuíveis são reconhecidos no resultado quando incorridos. Posteriormente ao reconhecimento inicial, os derivativos são mensurados pelo valor justo e as alterações são contabilizadas no resultado. Suas características estão demonstradas na nota explicativa nº 30;
- n. **Imposto de renda e contribuição social** - a despesa com imposto de renda e contribuição social compreende os impostos de renda corrente e diferido, calculados com base nas alíquotas efetivas, considerando a parcela dos incentivos fiscais. O imposto diferido é contabilizado no resultado a menos que esteja relacionado a itens registrados em resultados abrangentes no patrimônio líquido. O imposto diferido é reconhecido com relação às diferenças temporárias entre os valores de ativo e passivo para fins contábeis e os correspondentes valores usados para fins de tributação.

O imposto de renda foi calculado à alíquota de 15% sobre o lucro tributável, acrescida do adicional de 10% sobre o lucro tributável excedente de R\$240 mil. A contribuição social foi calculada à alíquota de 9%.

Embora os ativos e os passivos fiscais correntes sejam reconhecidos e mensurados separadamente, a compensação no balanço patrimonial está sujeita aos critérios similares àqueles estabelecidos para os instrumentos financeiros. A entidade tem normalmente o direito legalmente executável de compensar o ativo fiscal corrente contra um passivo fiscal corrente quando eles se relacionarem com tributos sobre o lucro lançados pela mesma autoridade tributária e a legislação tributária permitir que a entidade faça ou receba um único pagamento líquido.

Ativos de imposto de renda e contribuição social diferidos são revisados a cada data de fechamento e são reduzidos na medida em que sua realização não seja mais provável.

- o. **Incentivos fiscais SUDAM** - como há segurança de que as condições estabelecidas para fruição do benefício serão cumpridas, os incentivos fiscais recebidos são reconhecidos no resultado do exercício e destinados à reserva de lucros específica, na qual são mantidos até sua capitalização (vide nota explicativa nº 13).
- p. **Provisões** - uma provisão é reconhecida no balanço quando a Companhia possui uma obrigação legal ou constituída como resultado de um evento passado, e é provável que um recurso econômico seja requerido

para saldar a obrigação. As provisões são registradas tendo como base as melhores estimativas do risco envolvido. Os passivos relacionados a causas judiciais estão provisionados por valores julgados suficientes pelos administradores e assessores jurídicos para fazer face aos desfechos desfavoráveis;

- q. **Ajuste a valor presente** - determinados títulos a receber são ajustados ao valor presente com base em taxas de juros específicas, que refletem a natureza desses ativos no que tange a prazo, risco, moeda, condição de recebimento, nas datas das respectivas transações;
- r. **Dividendos** - os dividendos declarados com montantes superiores aos dividendos mínimos obrigatórios, após o exercício contábil a que se refere as demonstrações financeiras, por não se constituírem uma obrigação presente, são apresentados destacados no patrimônio líquido, não sendo constituído o respectivo passivo até a sua efetiva aprovação;
- s. **Resultado** - as receitas e despesas são reconhecidas no resultado do exercício pelo regime de competência. Uma receita não é reconhecida se há uma incerteza significativa na sua realização. A Companhia contabiliza receitas e custos durante o período de construção da infraestrutura utilizada na prestação de serviço de distribuição de energia elétrica. A Companhia terceiriza suas obras e, neste contexto, a Administração entende que essa atividade gera uma margem muito reduzida não justificando gastos adicionais para mensuração e controle dos mesmos e, portanto, atribui para essa atividade margem zero;
- t. **Benefícios a empregados** - Plano de suplementação de aposentadoria e pensões e outros benefícios pós emprego - a obrigação líquida da Companhia quanto aos planos de benefícios previdenciários nas modalidades Benefício Definido (BD) e Contribuição Definida (CD) é calculada individualmente para cada plano através da estimativa do valor do benefício futuro que os empregados auferiram como retorno pelos serviços prestados no período atual e em períodos anteriores, descontado ao seu valor presente. Quaisquer custos de serviços passados não reconhecidos e os valores justos de quaisquer ativos dos planos são deduzidos. A taxa de desconto é o rendimento apresentado na data de apresentação das demonstrações financeiras para os títulos de dívida e cujas datas de vencimento se aproximem das condições das obrigações da Companhia e que sejam denominadas na mesma moeda na qual os benefícios têm expectativa de serem pagos. O cálculo é realizado anualmente por um atuário qualificado através do método de crédito unitário projetado. Quando o cálculo resulta em um benefício, o ativo a ser reconhecido é limitado ao total de quaisquer custos de serviços passados não reconhecidos e o valor presente dos benefícios econômicos disponíveis na forma de reembolsos futuros do plano ou redução nas futuras contribuições aos planos. Para calcular o valor presente dos benefícios econômicos, consideração é dada para quaisquer exigências de custeio mínimas que se aplicam a qualquer plano. Um benefício econômico está disponível se ele for realizável durante a vida do plano, ou na liquidação dos passivos do plano. A Companhia patrocina, plano de assistência médica e hospitalar aos colaboradores que efetuam contribuição fixa para o plano, em atendimento a Lei 9.656/98 (que dispõe sobre os planos e seguros privados de assistência à saúde). Conforme previsão dos artigos 30º e 31º da Lei, será garantido o direito à extensão do plano de assistência médica no qual o participante tenha direito enquanto empregado ativo;  
Os ganhos e perdas atuariais são contabilizados diretamente em outros resultados abrangentes.
- u. **Demais ativos e passivos (circulante e não circulante)** - os demais ativos e passivos estão demonstrados pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes rendimentos/encargos incorridos até a data do balanço;
- v. **Demonstração do valor adicionado** - preparada com base em informações obtidas dos registros contábeis, de acordo com o CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Tem por finalidade evidenciar a riqueza criada pela Companhia e sua distribuição durante determinado período e é apresentada conforme requerido pela legislação societária brasileira, como parte suplementar às demonstrações financeiras.

#### 4 Informações por segmento

---

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

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



A Companhia atua somente no segmento de distribuição de energia elétrica em 139 municípios do Estado do Tocantins, e sua demonstração de resultado reflete essa atividade.

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

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

A carteira de aplicações financeiras é constituída por Certificados de Depósito Bancário (CDBs) e Operações Compromissadas. A rentabilidade média ponderada da carteira em 31 de dezembro de 2017 equivale a 99,08% do CDI (98,81% do CDI em 2016).

Descrição	2017	2016
Caixa e depósitos bancários à vista	2.574	2.902
Aplicações financeiras de liquidez imediata:	65.060	58.118
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	15.168	41.496
Compromissada	49.892	16.622
<b>Total de caixa e equivalentes de caixa - circulante</b>	<b>67.634</b>	<b>61.020</b>

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

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, CDBs, entre outros. A rentabilidade média ponderada da carteira em 31 de dezembro de 2017 equivale a 108,19% do CDI (105,49% do CDI em 2016).

Descrição	2017	2016
<b>Avaliadas ao valor justo por meio do resultado</b>	<b>162.670</b>	<b>78.060</b>
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	139	24.012
Compromissada <sup>(1)</sup>	1.814	-
Fundo de Investimento <sup>(2)</sup>	74.672	1.806
Fundo de Investimentos Exclusivos <sup>(3)</sup>	85.995	52.192
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	1.428	3.906
Cédula de Crédito Bancário (CCB)	530	403
Debêntures	15.283	7.936
Compromissadas	1.453	504
Títulos públicos	1.757	2.172
Fundo de Crédito	-	1.521
Fundo de Renda Fixa	21.934	10.455
Letra Financeira do Tesouro (LFT)	9.530	3.187
Letra Financeira (LF)	33.810	21.982
Letra Financeira Subordinada (LFS)	270	126
Outros instrumentos	50	50
<b>Total de aplicações no mercado aberto e recursos vinculados - circulante <sup>(4)</sup></b>	<b>162.670</b>	<b>78.060</b>

(1) Operações compromissadas em debêntures - São operações de venda de títulos com compromisso de recompra assumido pelo vendedor, concomitante de revenda assumido pelo comprador. São remuneradas pelo CDI e estão lastreadas em debêntures emitidas pelo Banco.

(2) Fundo de Investimentos - São classificados como renda fixa e Multimercado e são remunerados de 101,95% até 152,67% do CDI e média ponderada 114,18% do CDI.

(3) Fundo de investimentos exclusivos inclui aplicações em CDB, CCB, Debêntures, Compromissadas, Fundos de Renda Fixa, Fundos de Crédito, Títulos, LFT, LFS, LF, são remuneradas 102,47% do CDI Fundo FI Energisa e 104,94% do CDI Fundo Zona da Mata.

(4) Inclui R\$22.164 (R\$24.062 em 2016) referente a recursos vinculados a leilões de energia, bloqueios judiciais e conselho do consumidor.

## 6 Consumidores e concessionárias

Englobam, principalmente, o fornecimento de energia elétrica faturada e não faturada, esta última apurada por estimativa reconhecida pelo regime de competência, até o encerramento das demonstrações financeiras.

	Saldos a vencer		Saldos vencidos				Provisão para créditos de liquidação duvidosos <sup>(4)</sup>	Total	
	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 90 dias	91 a 180 dias	181 a 360 dias	há mais de 360 dias		2017	2016
<b>Valores correntes: <sup>(1)</sup></b>									
Residencial	22.072	-	32.813	3.251	555	645	(4.451)	54.885	48.656
Industrial	11.040	-	2.664	414	339	1.409	(1.409)	14.457	12.385
Comercial	17.732	-	7.110	940	1.142	925	(2.067)	25.782	22.860
Rural	7.028	-	5.852	731	80	186	(186)	13.691	10.367
Poder público:	8.939	-	6.243	144	91	610	(610)	15.417	13.273
Iluminação pública	2.695	-	995	67	76	2.319	(2.319)	3.833	5.315
Serviço público	2.882	-	227	1	1	48	(48)	3111	5.376
Fornecimento não	40.151	-	-	-	-	-	-	40.151	36.913
Arrecadação em Processo									
Classificação	9.101	-	-	-	-	-	-	9.101	5.640
<b>Valores renegociados:</b>									
Residencial	1.507	1.593	909	315	361	1.167	(2.170)	3.682	1.843
Industrial	770	1.153	545	162	88	627	(1.046)	2.299	743
Comercial	344	526	186	92	119	618	(905)	980	968
Rural	574	515	325	37	22	123	(264)	1.332	672
Poder público:	613	2.655	2.054	80	61	865	(1.706)	4.622	2.205
Iluminação pública	131	459	19	-	-	-	-	609	568
Serviço público	110	84	37	-	-	6	(6)	231	273
(-) Ajuste valor Presente <sup>(2)</sup>	(47)	(532)	-	-	-	-	-	(579)	(719)
<b>Subtotal -clientes</b>	<b>125.642</b>	<b>6.453</b>	<b>59.979</b>	<b>6.234</b>	<b>2.935</b>	<b>9.548</b>	<b>(17.187)</b>	<b>193.604</b>	<b>167.338</b>
Suprimento Energia - Moeda Nacional <sup>(3)</sup>	4.358	-	-	-	-	1.976	-	6.334	19.605
Outros <sup>(5)</sup>	722	-	5.735	7.869	34	32.670	(1.272)	45.758	6.236
<b>Total</b>	<b>130.722</b>	<b>6.453</b>	<b>65.714</b>	<b>14.103</b>	<b>2.969</b>	<b>44.194</b>	<b>(18.459)</b>	<b>245.696</b>	<b>193.179</b>
Circulante								195.249	183.810
Não Circulante								50.447	9.369

(1) Os vencimentos são programados para o 5º dia útil após a entrega das faturas, exceto os clientes do Poder Público que possuem 10 dias úteis para efetuar os pagamentos.

(2) Ajuste a Valor Presente: refere-se ao valor de ajuste a valor presente para os contratos renegociados sem a inclusão de juros e para aqueles renegociados com taxa de juros de IPCA ou IGPM. Para o desconto a valor presente foi utilizado a taxa do CDI 6,99% a.a. (13,63% a.a. em 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. Segue a demonstração do fluxo de caixa e sua temporalidade:

	2017
2018	337
2019	111
2020	54
2021	18
2022 em diante	59
<b>Total</b>	<b>579</b>

(3) Inclui energia vendida na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. O saldo de suprimento energia - moeda nacional - em 31 de dezembro 2017, refere-se ao registro dos valores da comercialização de energia no âmbito da CCEE no montante de R\$6.334 (R\$19.605 em 2016), deduzido das liquidações ocorridas até 31 de dezembro de 2017. Esses saldos foram apurados com base em cálculos preparados e divulgados pela CCEE.

A composição desses valores, incluindo os saldos registrados na rubrica "fornecedores" no passivo circulante de R\$20.510 referente a aquisição de energia elétrica e aos encargos de serviços do sistema de R\$809 (R\$7.268 em 2016), conforme demonstrados a seguir:

Composição dos créditos da CCEE	2017	2016
Créditos a vencer	4.358	6.373
Créditos vinculados a liminares	1.976	1.976
Créditos vencidos	-	11.256
<b>Sub-total créditos CCEE (*)</b>	<b>6.334</b>	<b>19.605</b>
(-) Aquisições de energia na CCEE	(20.510)	-
(-) Encargos de serviços do sistema	(809)	(7.268)
<b>Total créditos CCEE</b>	<b>(14.985)</b>	<b>12.337</b>

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

(\*) Os valores da energia de curto prazo que se encontram vinculados a liminares, podem estar sujeitos a modificação dependendo de decisão dos processos judiciais em andamento, movido por determinadas empresas do setor, relativos a interpretação das regras do mercado em vigor. Essas empresas, não incluídas na área do racionamento, obtiveram liminar que torna sem efeito o Despacho nº 288 da ANEEL, de 16 de maio de 2002, que objetivou o esclarecimento às empresas do setor sobre o tratamento e a forma de aplicação de determinadas regras de contabilização do MAE (atualmente CCEE), incluídas no Acordo Geral do Setor Elétrico. O pleito dessas empresas envolve a comercialização da cota-parte de Itaipu no submercado Sudeste/Centro-Oeste durante o período de racionamento de 2001 a 2002, quando havia discrepância significativa de preços na energia de curto prazo entre os submercados. A Companhia não constituiu provisão para créditos de liquidação duvidosa sobre os saldos vinculados às referidas liminares, por entender que os valores serão integralmente recebidos seja dos devedores que questionaram os créditos judicialmente ou de outras empresas que vierem a ser indicadas pela CCEE.

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

Instruções da Aneel

- Consumidores residenciais - Vencidos há mais de 90 dias;
- Consumidores comerciais - Vencidos há mais de 180 dias;
- Consumidores industriais, rurais, poderes públicos, iluminação pública, serviços públicos e outros - Vencidos há mais 360 dias;

Práticas da Companhia

- Contratos renegociados - (i) parcelas vencidas há mais de 90 dias - são provisionadas as parcelas (ii) mais de 3 parcelas vencidas - são provisionadas as parcelas vencidas e a vencer.

Segue movimentação das provisões:

	2017	2016
Saldo inicial - 2016 e 2015	19.815	13.837
Provisões constituídas no exercício	5.889	12.264
Baixa de contas de energia elétrica - incobráveis	(7.245)	(6.286)
<b>Saldo final - 2017 e 2016</b>	<b>18.459</b>	<b>19.815</b>
Consumidores e concessionárias	18.459	19.815

- (5) Inclui serviços taxados e outros valores a receber de consumidores. A Companhia possui R\$45.546 (R\$5.007 em 2016) 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.

## 7 Títulos de créditos a receber

	2017
Precatório de Prefeituras <sup>(1)</sup>	11.859
Outros títulos a receber <sup>(2)</sup>	3.349
(-) AVP - Precatórios	(751)
<b>Total</b>	<b>14.457</b>
Circulante	7.202
Não circulante	7.255

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

	2017
Títulos vencidos	1.643
2018	5.530
2019	3.076
2020	4.208
<b>Total</b>	<b>14.457</b>

- (1) Referem-se a títulos precatórios de Prefeituras, que após condenação judicial definitiva dos devedores, houve a expedição dos precatórios conforme ordem emanada do Poder Judiciário, e expedição de requisições de pagamentos, para cobrar dos municípios dívidas relacionadas a débitos de contas de energia elétrica. Todos os processos tiveram instrução processual finalizada, transitada em julgado, por consequência os precatórios foram formados conforme segue:

Prefeituras	2017
ARAGUAINA	1.427
ARAGUATINS	541
PALMEIRÓPOLIS	97
PARAÍSO	3.478
SILVANÓPOLIS	186
TAGUATINGA	6.130
<b>Total</b>	<b>11.859</b>

- (2) Créditos de contas de energia elétrica vencidas e não pagas, decorrentes de ação de cobrança ajuizada contra o devedor Itafós Mineração S/A, julgada procedente e transitada em julgado, sendo que os créditos da Energisa Tocantins foram integralmente habilitados nos autos do Processo de Recuperação Extrajudicial da devedora nº 0000459-40.2016.827.2709, homologado em 29 de agosto de 2016, e tramita perante a 1ª Vara Cível de Arraias - TO.

## 8 Tributos a recuperar

	2017	2016
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	33.750	33.355
Imposto de Renda de Pessoa Jurídica - IRPJ	31.847	41.520
Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido - CSLL	12.054	10.363
Contribuição ao PIS e a COFINS	19.311	19.040
Outros	8.706	968
<b>Total</b>	<b>105.668</b>	<b>105.246</b>
Circulante	58.266	54.624
Não circulante	47.402	50.622

Referem-se a créditos tributários de saldos negativos de Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro, ICMS sobre aquisição de bens para o ativo intangível/imobilizado e/ou recolhimentos de impostos e contribuições a maior, que serão recuperados ou compensados com apurações de tributos no futuro, de acordo com a forma prevista na legislação tributária vigente aplicável.

## 9 Reajuste, Revisão tarifária e outros assuntos regulatórios

### 9.1 Reajuste tarifário

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, por meio da Resolução Homologatória n.º 2.262 de 27 de junho de 2017, aprovou o reajuste tarifário da Companhia em vigor desde 04 de julho de 2017, cujo impacto tarifário médio percebido pelos consumidores foi de 6,02%.

## 9.2 Revisão tarifária

A revisão tarifária periódica ocorre a cada 4 anos, em 2016 a Companhia passou pelo 4º ciclo Revisão Tarifária Periódica - RTP sendo a próxima revisão em julho de 2020. 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.

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória n.º 2.105, de 28 de junho de 2016, aprovou o resultado provisório da quarta Revisão Tarifária Periódica - RTP da Companhia, homologando um Reposicionamento Tarifário com financeiros de 14,69%, sendo 16,77% referentes ao reposicionamento tarifário econômico e -2,08% relativos aos componentes financeiros. As tarifas foram reajustadas a partir de 04 de julho de 2016 e o impacto tarifário médio percebido pelos consumidores foi de 12,81%.

Conforme consta na Nota Técnica n.º 184/2017-SGT/ANEEL, o processo de validação da Base de Remuneração da Companhia foi finalizado em 2017, e a ANEEL homologou a Revisão Tarifária definitiva da Companhia na mesma data da deliberação do Reajuste Tarifário Anual. Assim, o Reajuste contemplou o ajuste econômico necessário para corrigir a base tarifária econômica, bem como o componente financeiro que decorre da diferença da receita anual originalmente calculada e a receita anual da homologação da Revisão Tarifária definitiva.

## 9.3 Bandeira tarifária

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

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

O sistema de Bandeiras Tarifárias é representado por:

Bandeira Tarifária Verde;

Bandeira Tarifária Amarela;

Bandeira Tarifária Vermelha, segregada em Patamar 1 e 2;

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

A Bandeira Tarifária Amarela indica condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$2,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumido no mês. A partir de novembro de 2017 o acréscimo da tarifa passou a ser de R\$1,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh).

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

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

Patamar 2: com aplicação de uma tarifa de R\$3,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumido no mês. A partir de novembro de 2017 o acréscimo da tarifa passou a ser de R\$5,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh).

A Resolução Homologatória n.º 2.203/2017, com vigência a partir de fevereiro/2017, homologou os valores de Bandeiras Tarifárias Amarela e Vermelha, mencionadas anteriormente. Após a finalização da Audiência Pública AP n.º 61/2017 a ANEEL aprovou a alteração dos valores da Bandeiras Tarifárias Amarela e Vermelha - Patamar 2.

Em 2017 e 2016 as bandeiras tarifárias vigoraram da seguinte forma:

	2017	2016
Janeiro	Verde	Vermelha Patamar 2
Fevereiro	Verde	Vermelha Patamar 1
Março	Amarela	Amarela
Abril	Vermelha Patamar 1	Verde
Maior	Vermelha Patamar 1	Verde
Junho	Verde	Verde
Julho	Amarela	Verde
Agosto	Vermelha Patamar 1	Verde
Setembro	Amarela	Verde
Outubro	Vermelha Patamar 2	Verde
Novembro	Vermelha Patamar 2	Amarela
Dezembro	Vermelha Patamar 1	Verde

#### 9.4 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).

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

O Poder Concedente, 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 de aquisição do montante mínimo obrigatório para futuros leilões, quando desnecessária. Quanto ao passado, foram mantidas as discussões e análise do tema junto aos agentes.

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

Por isso, o Grupo Energisa, recorreu a ANEEL para que essa sobrecontratação seja reconhecida como involuntária, afastando-se o prejuízo da Companhia. 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 nº 453/2011. Cabe destacar que os processos administrativos abertos pelas empresas do setor de energia elétrica não foram deliberados pela ANEEL.

Ao longo de 2016 e 2017, o grupo Energisa envidou seus melhores esforços e utilizou-se dos mecanismos disponíveis, tais como a participação nos Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit (MCSDs) Mensais e de Energia Nova e a realização de acordos bilaterais com geradores. Neste sentido, as distribuidoras do grupo Energisa em conjunto, estimam ter encerrado o ano de 2017 dentro do limite regulatório (entre 100% e 105%), enquanto que em 2016 o nível de contratação foi de 110,3%, sendo que apenas a parcela considerada como não involuntária e acima de 105% é considerada como exposição das distribuidoras.

Os valores incorridos até 31 de dezembro de 2016, não repassáveis para as tarifas dos consumidores, foram de R\$23.577 reconhecidos como perdas na demonstração do resultado daquele exercício.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2017 a Companhia revisou os níveis de contratação em função de atualização de parâmetros regulatórios e acordos bilaterais retroativos. Por esta razão foi aplicada redução de R\$20.456 na provisão não repassável para as tarifas, reconhecida na demonstração do resultado do exercício. Restou portanto, um montante final de R\$3.121, provisionado com o objetivo de expurgar os efeitos de sobrecontratação involuntária, que não será repassada aos consumidores.

Adicionalmente, a Companhia calculou os efeitos da sobrecontratação para o exercício de 2017 não identificando valores a serem contabilizados na demonstração do resultado do exercício.

## 10 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

Referem-se aos ativos e passivos decorrentes das diferenças temporárias entre os custos homologados pela Parcela A e outros componentes financeiros, que são incluídos nas tarifas no início do período tarifário e aqueles efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Os valores são realizados quando do início da vigência de outros períodos tarifários ou extinção de concessão com saldos apurados e não recuperados, os quais serão incluídos na base de indenização.

Os valores reconhecidos de ativos e passivos financeiros setoriais tiveram a contrapartida a receita de venda de bens e serviços.

Os aditivos contratuais emitidos pela Aneel, veem garantir que os valores de CVA e outros itens financeiros serão incorporados no cálculo da indenização, quando da extinção da concessão.

A Companhia contabilizou as variações destes custos como ativos e passivos financeiros setoriais, conforme demonstrado a seguir:

Ativos financeiros setoriais	Saldo em 2016	Receita Operacional		Resultado Financeiro	Transferência	Saldo em 2017	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
		Adição	Amortização	Remuneração						
<b>Itens da Parcela A (i)</b>										
Energia elétrica comprada para revenda	43.444	32.221	(21.213)	1.776	-	56.228	15.938	40.290	35.758	20.470
Programa Incentivo Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	1.509	(32)	(1.441)	-	(36)	-	-	-	-	-
Transporte de Energia Elétrica Rede Básica	2.589	2.352	(2.391)	87	-	2.637	741	1.896	1.674	963
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	4.228	-	(4.161)	-	(67)	-	-	-	-	-
<b>Componentes financeiros</b>										
Neutralidade da Parcela A (iv)	-	5.439	(985)	139	(3.497)	1.096	1.096	-	1.096	-
Sobrecontratação de energia (ii)	1.402	34.105	(1.381)	(188)	(10.413)	23.525	-	23.525	11.573	11.952
CUSD	-	2	(1)	-	-	1	1	-	1	-
Exposição de submercados	-	6.749	-	287	191	7.227	-	7.227	3.555	3.672
Garantias (v)	588	578	(583)	35	-	618	295	323	454	164
Saldo a Compensar	-	21	-	1	-	22	-	22	11	11
Outros itens financeiros (vii)	5.857	3.006	(5.449)	-	-	3.414	409	3.005	1.478	1.936
<b>Total Ativo</b>	<b>59.617</b>	<b>84.441</b>	<b>(37.605)</b>	<b>2.137</b>	<b>(13.822)</b>	<b>94.768</b>	<b>18.480</b>	<b>76.288</b>	<b>55.600</b>	<b>39.168</b>

Passivos financeiros setoriais	Saldo em 2016	Receita Operacional		Resultado Financeiro	Transferência	Saldo em 2017	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
		Adição	Amortização	Remuneração						
<b>Itens da Parcela A (i)</b>										
Programa Incentivo Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	-	168	(54)	5	(36)	83	80	3	81	2
Encargo de Serviços de Sistema ESS (iii)	32.391	39.155	(25.634)	342	-	46.254	10.862	35.392	28.273	17.981
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	1.833	4.540	(1.419)	131	(68)	5.017	1.535	3.482	3.248	1.769
<b>Componentes financeiros</b>										
Neutralidade da Parcela A (iv)	4.828	5.364	(4.674)	65	(3.497)	2.086	-	2.086	1.026	1.060
Sobrecontratação de energia (ii)	16.864	(4.951)	(1.840)	2.264	(10.414)	1.923	1.923	-	1.923	-
Devoluções Tarifárias (viii)	5.901	6.617	-	894	-	13.412	-	13.412	-	13.412
Exposição de submercados	8.812	(1.702)	(5.838)	189	193	1.654	1.654	-	1.654	-
Saldo a Compensar (vi)	4.963	2.453	(6.170)	-	-	1.246	1.246	-	1.246	-
Outros itens financeiros (vii)	1.533	216	(1.639)	-	-	110	110	-	110	-
<b>Total Passivo</b>	<b>77.125</b>	<b>51.860</b>	<b>(47.268)</b>	<b>3.890</b>	<b>(13.822)</b>	<b>71.785</b>	<b>17.410</b>	<b>54.375</b>	<b>37.561</b>	<b>34.224</b>
<b>Saldo Líquido</b>	<b>(17.508)</b>	<b>32.581</b>	<b>9.663</b>	<b>(1.753)</b>	<b>-</b>	<b>22.983</b>	<b>1.070</b>	<b>21.913</b>	<b>18.039</b>	<b>4.944</b>

(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**

A distribuidora deve garantir, por meio de contratos de energia regulados, o atendimento de 100% do seu mercado. Contratações superiores ou inferiores a este referencial implicam na apuração, pela ANEEL, com aplicação nos processos de reajustes e revisões tarifárias, dos custos de repasse de aquisição do montante de sobrecontratação, limitado aos 5% em relação à carga anual regulatória de fornecimento da distribuidora e do custo da energia referente à exposição ao mercado de curto prazo.

(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 do Sistema Interligado Nacional - SIN.

(iv) **Neutralidade da Parcela A**

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.

(viii) **Devoluções Tarifárias**

Referem-se as receitas de ultrapassagem de demanda e excedentes de reativos auferidas a partir do 4º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (4CRTP), iniciado a partir de fevereiro/2016, atualizadas mensalmente com aplicação da variação da SELIC e serão amortizadas a partir do início do 5º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (5CRTP).



## 11 Outros Créditos

	2017	2016
Subvenção Baixa Renda <sup>(1)</sup>	6.831	5.375
Subvenção CDE - Desconto Tarifário <sup>(2)</sup>	11.797	8.835
Ordens de serviço em curso - PEE e P&D	16.010	20.063
Ordens de serviço em curso - Outros	1.269	3.771
Ordens de desativação em curso	(2.872)	(1.798)
Ordens de dispêndio a reembolsar - ODR	66	31
Adiantamento empregados	543	859
Adiantamento fornecedores	2.834	1.085
Outros créditos a Receber - CELPA <sup>(3)</sup>	9.797	9.235
(-) Ajuste a Valor presente - CELPA <sup>(3)</sup>	(3.879)	(3.929)
Aquisição de crédito fiscais <sup>(4)</sup>	7.867	7.867
(-) Provisão na aquisição de crédito fiscais <sup>(4)</sup>	(7.867)	(7.867)
Despesas pagas antecipadas	2.593	1.895
Créditos de terceiros-alienação de bens e direitos	3.624	2.613
Pré-venda de energia <sup>(5)</sup>	-	1.519
(-) Provisão Pré-venda de energia <sup>(5)</sup>	-	(1.519)
Crédito Eletrobrás - LPT <sup>(6)</sup>	26.546	26.546
Outros	4.324	2.164
<b>Total</b>	<b>79.483</b>	<b>76.745</b>
Circulante	73.483	71.357
Não circulante	6.000	5.388

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

Segue a movimentação ocorrida no exercício:

	2017	2016
Saldo inicial - circulante - 2016 e 2015	5.375	4.342
Subvenção Baixa Renda	32.313	28.641
Ressarcimento Eletrobrás	(30.857)	(27.608)
<b>Saldo final - circulante - 2017 e 2016</b>	<b>6.831</b>	<b>5.375</b>

- (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 dezembro de 2017 o saldo corresponde às subvenções incorridas nos meses de novembro e dezembro de 2017, cujos ressarcimento a administração da empresa espera receber no primeiro trimestre de 2018. Segue a movimentação ocorrida no exercício:

	2017	2016
Saldo inicial - circulante - 2016 e 2015	8.835	22.731
Desconto Tarifário Subvenção Irrigante e Rural	55.095	45.566
Ressarcimento Eletrobrás	(52.133)	(59.462)
<b>Saldo final - circulante - 2017 e 2016</b>	<b>11.797</b>	<b>8.835</b>

- (3) Crédito a receber da Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA, oriundo de transações entre partes relacionadas, até a data de alienação para a Equatorial Energia S.A. realizada em 25/09/2012. Os créditos intra-grupo foram parcialmente assumidos pela Rede Power do Brasil S.A., até onde se compensavam, que quitou perante às Partes Relacionadas a parcela do crédito assumido. Do saldo total de R\$23.141 que a Companhia tem direito, cerca de 69% (R\$15.992) foram assumidas pela Rede Power do Brasil S.A. e o restante será pago em parcelas semestrais a partir do último dia do mês de setembro de 2019, atualizadas pela variação do IGPM, com conclusão em setembro de 2034. A Companhia mantém ajuste a valor presente a receber no valor de R\$3.879 (R\$3.929 em 2016).

- (4) Com a finalidade de compensação de impostos e contribuições administrados pela Secretária da Receita Federal, a Companhia adquiriu, em 2003, créditos de origem não tributária decorrentes da condenação da União Federal em ação indenizatória, reconhecidos por decisão judicial transitada em julgado. A Companhia ingressou na ação com pedido de assistência o que foi indeferido pelo Juiz. Contra a referida decisão, foi apresentado recurso, que aguarda apreciação pelo Tribunal Regional Federal da 1ª Região. Com a adesão ao Parcelamento Excepcional - PAEX, nos termos da Medida Provisória nº 303/2006, em 15/12/2006, a Companhia desistiu da compensação tributária de referidos créditos e manteve a discussão judicial visando à sua conclusão. A realização do crédito depende do sucesso da ação atualmente em fase de execução, sendo considerado provável o êxito da ação

pelos assessores jurídicos da Companhia. A Administração da Companhia reconheceu provisão para perda no valor recuperável desse ativo.

- (5) Referente ao contrato de compra e venda de energia elétrica nº 011/2003, registrado na ANEEL sob nº 149/2003, firmado entre Companhia e a CNBO - Produtora de Energia Elétrica Ltda que possui como objeto a entrega pela CNBO e o recebimento pela Companhia da energia a ser produzida pelas Usinas Areia e Água Limpa, no valor de R\$1.519. Diante da não entrega da energia, tampouco da devolução do numerário adiantado, a Companhia ajuizou ação judicial. Dessa forma, passou a ser tratada como um ativo contingente. Por este fato, a realização do ativo passou a depender tão somente da demanda judicial movida contra a CNBO e, a Administração decidiu por provisionar a perda deste valor enquanto aguarda o andamento do questionamento jurídico. Em 2017, após acordo firmado entre as partes e homologado judicialmente, o ativo foi reconhecido como perda e a provisão revertida.
- (6) Crédito a receber das Centrais Elétricas Brasileiras S/A - Eletrobrás, em função do Contrato Nº ECFS-343/2013, firmando em 19/12/2013. O montante diz respeito às liberações finais (4ª e 5ª Tranche) da subvenção econômica prevista no citado instrumento, cujos recursos são provenientes da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), e que se destinam a aplicação integral no âmbito do Programa Luz Para Todos, tendo como contrapartida a conta de Obrigações vinculadas à concessão e permissão do serviço público de energia elétrica.

## 12 Transações com partes relacionadas

A Companhia é controlada pela Rede Energia Participações S/A (76,67% do capital total), que por sua vez detém o controle acionário da Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S/A (EMS), Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A (EMT), Energisa Sul Sudeste - Distribuição de Energia S/A (ESS) (nova denominação social da Caiuá Distribuição de Energia S/A), que incorporou em 30 de junho de 2017 as empresas: (Companhia Força e Luz do Oeste (CFLO), Companhia Nacional de Energia Elétrica (CNEE), Empresa de Distribuição de Energia Elétrica do Vale Paranapanema S/A (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 Alcool S/A e QMRA Participações S/A e Rede Power do Brasil S/A (REDE POWER).

A Rede Energia Participações S/A é controlada pela Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema 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 S/A (99,97%) e possui participação direta na Rede Energia Participações (9,82%). A Energisa S/A possui participação direta na Rede Energia Participações (29,56%) e na EMT (8,94%).

Transações efetuadas durante o exercício pela Companhia:

	Serviços contratados (Despesas)	Receita Financeira	Créditos a Receber	Débitos com partes relacionadas	Despesas financeiras (mútuo)	Saldo a pagar (fornecedores)	Comissão aval e debentures (Despesas financeiras)	Saldo a pagar Comissão de Aval e debentures <sup>(6 e 7)</sup>
Energisa S/A <sup>(1)</sup>	12.749	-	-	-	-	5.949	18.912	211.209
Multi Energisa Serviços S/A <sup>(2)</sup>	5.248	-	-	-	-	430	-	-
Energisa Soluções S/A <sup>(3)</sup>	3.999	-	-	-	-	460	-	-
Energisa Soluções Construções <sup>(3)</sup>	9.519	-	-	-	-	244	-	-
Rede Energia Participações S/A <sup>(4)</sup>	-	-	-	55.191	2.675	-	-	-
Energisa Serviços Aéreos de Aeroinspeção (S/A) <sup>(5)</sup>	449	-	-	-	-	-	-	-
Estado do Tocantins <sup>(6)</sup>	-	1.121	75.696	-	-	-	-	-
2017	31.964	1.121	75.696	55.191	2.675	7.083	18.912	211.209
2016	14.106	13.227	109.682	-	-	722	-	-

### (1) Energisa S/A

Refere-se a serviços administrativos e de compartilhamento de recursos humanos para execução de parcela dos macroprocessos prestados às suas controladas. Os custos são referenciados ao modelo de empresa de referência utilizado pela área regulatória da ANEEL para fins tarifários. O contrato de compartilhamento foi aprovado pela ANEEL e firmado em 01 de março de 2017 com prazo de validade de 60 meses, podendo ser prorrogado mediante termo aditivo que deverá conter anuência da ANEEL.

**(2) Multi Energisa S/A**

Refere-se a serviços de Call Center e Suporte a TI 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 tarifários.

**(3) Energisa Soluções S/A e Energisa Soluções e Construções em Linhas Redes S/A**

As transações com as empresas ligadas referem-se a serviços de manutenção de linhas, subestações, engenharia e de projetos. Os contratos foram submetidos à aprovação da ANEEL e são referenciados ao modelo de empresa de referência utilizado pela área regulatória da ANEEL para fins tarifários.

**(4) Rede Energia Participações S/A**

Por meio do Despacho nº 1.637, de 09 de junho de 2017 a ANEEL anuiu a Companhia de contratar mútuo com sua controladora Rede Energia Participações S/A. O Instrumento Particular de mútuo foi firmado em 26 de julho de 2017 no montante de R\$52.030 e será pago ao final do 4º ano acrescido de juros equivalentes à CDI + 2,0% ao ano, referente a distribuição de dividendos com reserva de exercício anteriores. (vide nota explicativa nº 23.3)

**(5) Energisa Serviços Aéreos de Aeroinspeção S/A**

Referem-se a serviços realizados de aeroinspeção em linhas e redes.

**(6) Créditos a receber - Estado do Tocantins**

Refere-se a valores que a Companhia tem a receber do Governo do Estado do Tocantins, a saber:

	2017	2016
Saldo inicial - não circulante - 2016 e 2015	109.682	98.781
Amortização realizada no exercício	(35.107)	(2.326)
Atualização monetária - IGPM	1.121	13.227
<b>Saldo final - não circulante - 2017 e 2016</b>	<b>75.696</b>	<b>109.682</b>

- Programa Reluz Tocantins

O Programa Nacional de Iluminação Pública Eficiente - RELUZ, foi instituído em 2000 pela Eletrobrás, com o apoio do Ministério de Minas e Energia, e implementado pelas concessionárias de energia elétrica com a participação das prefeituras e governos estaduais. O Programa tem por objetivo o desenvolvimento de sistemas eficientes de iluminação pública e sinalização semaforica, bem como a valorização dos espaços públicos urbanos, melhorando a segurança da população. Estão habilitados ao programa os entes federativos (Municípios, Governos Estaduais e Distritos) por intermédio das concessionárias de energia elétrica. Os entes federativos interessados em incluir seus projetos no Programa RELUZ deverão dirigir-se diretamente às concessionárias de energia elétrica locais que negociarão e apresentarão a solicitação do financiamento à Eletrobrás, conforme orientações do Manual de Instruções do Programa. O financiamento da Eletrobrás é de até 75% do valor total do projeto. Os 25% restantes deverão constituir a contrapartida dos entes federativos e/ou das concessionárias de energia elétrica.

Buscando a melhoria e ampliação da iluminação pública dos municípios tocantinenses, o Governo do Estado do Tocantins implementou o Programa Reluz Tocantins, que teve como objetivo a execução de obras para efficientização energética do sistema de iluminação pública dos 139 municípios que compõem o Estado.

Em 24/6/2010, o Governo do Estado firmou contrato de financiamento com a Companhia, conforme autorizado pela Lei nº 2.305, de 24/3/2010. O referido contrato tem como objeto a contratação de financiamento de R\$82.423 do Governo do Estado junto à Companhia e a execução, por parte da Companhia, das obras e serviços necessários para à implantação do Programa Reluz Tocantins. A forma de pagamento está estabelecida no contrato da seguinte forma:

- Transferência de estruturas e redes de energia elétrica de titularidade do Governo do Estado;
- Transferência de ações ordinárias, correspondentes a 9% das ações de emissão da Companhia e de titularidade do Governo do Estado;
- Utilização da totalidade do montante de dividendos creditados;
- O saldo remanescente após realizados os itens anteriores, deverá ser pago em 24 parcelas mensais, iguais e sucessivas.

A Companhia executou todas as obras e serviços necessários do Programa Reluz e recebeu a aprovação da finalização do programa pela Eletrobrás, por meio da carta CTA-DF-5975/2013, de 11/9/2013.

A Companhia encaminhou ao Governo do Estado todas as notificações de evento de pagamento, conforme a conclusão dos eventos físicos previstos no cronograma do contrato e aprovação da Eletrobrás.

Em 09/07/2014, por meio de dação de pagamento, foi realizada a transferência de 9% das ações de emissão da Companhia, de titularidade do Estado do Tocantins, um total de 34.085.056 ações preferenciais, correspondendo ao valor de R\$33.063.

O saldo a receber relacionado ao Programa Reluz Tocantins foi atualizado conforme cláusulas contratuais que, de forma geral, resumem-se em 7,5% a.a de atualização financeira sobre o saldo principal e para os pagamentos em atraso, atualização monetária com base na variação mensal do IGPM/FGV, além de juros de 0,5% (meio por cento) ao mês e multa de 10% (dez por cento) sobre a totalidade do débito em atraso, isso perfaz um montante em 31 de dezembro de 2017 de R\$50.602 (R\$84.848 em 2016), considerando-se o abatimento do saldo devedor dos

dividendos creditados relativos aos exercícios de 2009, 2010, 2011, 2014, 2015, 2016 e 2017, bem como a dação em pagamento através da transferência de 9% das ações.

Conforme previsto no contrato do Programa Reluz Tocantins, a Companhia reteve os dividendos creditados ao acionista Estado do Tocantins, cumprindo o dispositivo contratual de que a Companhia, a qualquer tempo, poderia utilizar os dividendos creditados para pagamento das parcelas vencidas do valor da dívida do Programa. Em 29/09/2013, o acionista Estado do Tocantins entrou com uma ação judicial para recebimento dos valores creditados a título de dividendos e, em decisão liminar, os valores foram depositados em juízo, até o julgamento de mérito da demanda. Após a concessão de Suspensão de Segurança pelo presidente do STJ, os valores bloqueados foram devolvidos à Companhia nos dias 7 e 9 de abril de 2014. Caso a decisão final seja julgada em desfavor da Companhia, o saldo devedor será recalculado sem considerar o pagamento efetuado por meio da compensação dos dividendos.

- Convênio 028/2008 - convênio firmado para a implementação de 125 km de linhas de transmissão interligando Tocantinópolis a Xambioá. A prestação de contas da conclusão da obra foi apresentada ao Governo do Estado por meio da correspondência CE - 003/2012-DFC, de 29/2/2012. O valor a receber atualizado é de R\$25.094 (R\$24.834 em 2016). Até o encerramento destas demonstrações financeiras, o Estado do Tocantins não havia liberado os recursos financeiros em conformidade com o plano de trabalho definido no Convênio.

Em 01 de julho de 2016, o Governo do Estado do Tocantins, através do Ofício nº 909/2016/SEFAZ/GASEC, confirmou o saldo devedor de R\$103.185, na data base de 31 de março de 2016, referente ao convênio 028/2008 - linha de transmissão ligando Xambioá a Tocantinópolis e o Programa Reluz. Esse Ofício ainda confirma que as partes estão em tratativas para encontrar uma forma de parcelar e liquidar o referido saldo devedor, sendo que o valor final será objeto de confirmação quando da finalização dos trabalhos do Comitê de Análise dos Contratos Ativos firmados entre o acionista Estado do Tocantins e o Grupo Energisa, criado através do Decreto do Governador do Estado nº 5.436, de 25 de maio de 2016. Em 21 de novembro de 2016 o Governo do Estado publicou o Decreto nº 5.541 elegendo novamente o comitê sendo que em 6 de novembro de 2017 fez publicar o Decreto nº 5.734 reinstituindo o comitê com o objetivo de examinar os contratos ativos, apresentando relatórios conclusivos no prazo de 90 dias, podendo ser prorrogado pelo mesmo período, confirmado através do Ofício nº 115/2018/SEFAZ/GASEC, de 29 de janeiro de 2018. Diante desses novos fatos e da perspectiva de conclusão das negociações devido à criação do referido Comitê, a administração tem expectativa de realização dos créditos da Companhia com o acionista Estado do Tocantins ao longo do exercício de 2018.

## (7) Energisa S/A - Debêntures

Em 19 de Julho de 2017 a Companhia efetuou a 2ª emissão de Debêntures em moeda corrente, que foi na sua totalidade, adquiridas pela Energisa S/A com vencimento em 15/06/2022 e remuneração de IPCA mais 5,60% ao ano para a 1ª Série e com vencimento 15/06/2024 e remuneração de IPCA mais 5,6601% ao ano para a 2ª Série. Em 31 de dezembro de 2017 o valor atualizado é de R\$78.414.

Em 31 de outubro de 2017 a Companhia efetuou a 3ª emissão de Debêntures de 1ª série incentivada com vencimento em 15/10/2022 e remuneração de IPCA mais 4,4885% ao ano, 2ª série com vencimento em 15/10/2024 e remuneração de IPCA mais 4,7110% ao ano, 3ª série com vencimento em 15/10/2027 e remuneração de IPCA mais 5,1074% ao ano e 4ª série com vencimento em 15/10/2022 e remuneração de 107,75% CDI. Em 31 de dezembro de 2017 o valor atualizado é de R\$132.589.

## (8) Energisa S/A - Comissão de aval

Custo do contrato de comissão de aval, iniciado em janeiro de 2017, de garantias da controladora para contratos da Companhia de empréstimos e financiamentos, com taxa a razão de 1,5% a.a.

### Remuneração dos Administradores

	2017	2016
Remuneração Anual <sup>(a)</sup>	4.579	4.163
Remuneração dos membros do Conselho de Administração	283	212
Remuneração da Diretoria	1.542	2.938
Outros Benefícios <sup>(b)</sup>	1.245	511

(a) Limite global da remuneração anual dos administradores para o exercício de 2017, foi aprovado na AGOE de 28 de abril de 2017.

(b) Inclui encargos sociais, benefícios de previdência privada, seguro saúde e seguro de vida.

A maior e a menor remuneração atribuídas a dirigentes e conselheiros, relativas ao mês de dezembro, foram de R\$48 e R\$2 (R\$46 e R\$2 em 2016), respectivamente. A remuneração média no exercício de 2017 foi de R\$15 (R\$13 em 2016).

## 13 Créditos tributários, impostos diferidos e despesa de impostos de renda e contribuição social corrente

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

	2017	2016
<b>Ativo</b>		
Diferenças temporárias:		
Imposto de renda	35.691	42.496
Contribuição social sobre o lucro líquido	12.849	15.299
<b>Total</b>	<b>48.540</b>	<b>57.795</b>
<b>Passivo</b>		
Diferenças temporárias:		
Imposto de renda	(8.840)	(7.422)
Contribuição social	(3.183)	(2.672)
<b>Total</b>	<b>(12.023)</b>	<b>(10.094)</b>
<b>Total líquido - ativo não circulante</b>	<b>36.517</b>	<b>47.701</b>

A natureza dos créditos diferidos são como segue:

Natureza	2017		2016	
	base de cálculo	IRPJ + CSSL	base de cálculo	IRPJ + CSSL
<b>Ativo</b>				
Provisões para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais	68.576	23.316	59.894	20.364
Provisão para crédito de liquidação duvidosa - PCLD	18.459	6.276	19.815	6.737
Outras provisões	23.820	8.099	18.939	6.440
IRPJ e CSSL sobre a parcela do VNR do contas a receber da concessão e atualizações	16.258	5.528	38.215	12.993
Outras adições (exclusões) temporárias	14.182	4.822	10.735	3.650
Marcação a mercado - dívida	1.469	499	4.880	1.659
Ativos (passivos) financeiros setoriais	-	-	17.508	5.952
Marcação a mercado - derivativos	(19.291)	(6.559)	(3.154)	(1.072)
Encargos sobre reserva de reavaliação	(16.071)	(5.464)	(26.535)	(9.022)
<b>Totais - ativo não circulante</b>	<b>107.402</b>	<b>36.517</b>	<b>140.297</b>	<b>47.701</b>

A seguir, as realizações dos créditos fiscais:

Exercícios	Realização dos créditos fiscais (*)
2018	2.796
2019	3.382
2020	3.226
2021	39.136
<b>Total</b>	<b>48.540</b>

(\*) Não considera a realização dos encargos da reserva de reavaliação.

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

	2017	2016
Lucro antes dos impostos	155.788	42.152
Alíquota fiscal combinada	34%	34%
Imposto de renda e contribuição social calculado às alíquotas fiscais combinadas	(52.968)	(14.332)
Ajustes:		
Despesas indedutíveis	(1.336)	(628)
Doações	(2)	(141)
Outras	-	(26)
Créditos sobre incentivos fiscais - SUDAM. (**)	26.041	10.538
Créditos sobre incentivos fiscais - SUDAM - Efeito PERT. (***)	(10.118)	-
Créditos sobre outros incentivos fiscais (**)	1.577	885
Imposto de renda e contribuição social (***)	(11.109)	-
<b>Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro</b>	<b>(47.915)</b>	<b>(3.704)</b>
Alíquota efetiva	<b>(30,76%)</b>	<b>(8,79%)</b>

(\*) Em março de 2015 a Companhia obteve aprovação do Ministério da Integração Nacional do seu pedido de benefício fiscal 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 03 de 18 de março de 2015 - DRF/PAL/TO e Laudo Constitutivo SUDAM nº 113/2014, consiste na redução de até 75% do Imposto de renda calculados sobre o lucro de exploração. Os valores de redução do imposto de renda e adicionais - Incentivo SUDAM - auferidos nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016, foram registrados 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 e Medida Provisória nº 449/08.

(\*\*) 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 efetuou recálculos das bases tributáveis dos exercícios de 2014, 2015, 2016, em decorrência da alteração do critério de tributação do regime de caixa para competência sobre os valores de ativos e passivos financeiros setoriais (CVA), cujos os débitos originados dessas novas apurações foram incluídos no Programa Especial de Regularização Tributária denominado PERT, resultando em contabilização dos efeitos de imposto de renda e de contribuição social sobre o lucro registrados no exercício.

## 14 Contas a receber da concessão

A Lei nº 12.783/13 determinou a metodologia que deve ser adotada na indenização dos ativos de geração, transmissão e distribuição ao final da concessão, o VNR - Valor novo de reposição.

Desde 31 de dezembro de 2012 a Companhia passou a reconhecer o VNR, homologado 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.

A remuneração do contas a receber da concessão foi registrada em receitas operacionais como ativo financeiro indenizável da concessão no montante de R\$21.957 (R\$29.453 em 2016).

O valor registrado no exercício de 2016 inclui a parcela do processo do 4º ciclo tarifário aprovado provisoriamente pela Aneel através da Resolução Homologatória nº 2.105, de 28 de junho de 2016, Nota Técnica nº. 212/2016 - SGT/ANEEL. Em 2017, como consta na Nota Técnica nº 184/2017-SGT/ANEEL a Aneel finalizou o processo validação da Base de Remuneração da Companhia e aprovou a homologação definitiva da Revisão Tarifária da ETO na mesma data do Reajuste Tarifário Anual.

Esse direito está classificado como ativo financeiro disponível para venda no ativo não circulante. A Companhia registra as variações no fluxo de caixa estimado desse ativo financeiro no resultado operacional do exercício.

Segue as movimentações ocorridas no exercício:

	2017	2016
Ativo financeiro valor justo - 2016 e 2015	704.017	635.021
Adições no exercício (*)	197.786	61.476
Baixas no exercício	(26.217)	(21.933)
Receitas operacionais - ativo financeiro indenizável da concessão (**)	21.957	29.453
<b>Ativo financeiro valor justo - 2017 e 2016</b>	<b>897.543</b>	<b>704.017</b>

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

(\*\*) Os ativos são atualizados pela variação mensal do IPCA, índice de remuneração utilizado pelo regulador nos processos de reajuste tarifário. No exercício, além da aplicação da variação do IPCA sobre a base blindada, devidamente homologada pela ANEEL conforme Nota Técnica nº 212/2016-SGT/ANEEL e Nota Técnica nº 184/2017-SGT/ANEEL, que resultou no valor de R\$16.389 (R\$29.453 em 2016), também foi reconhecido R\$5.568 de atualização da base incremental. Possíveis variações decorrentes do critério de cálculo do VNR também são consideradas.

## 15 Intangível e Imobilizado

	2017	2016
Imobilizado	6.481	5.240
Intangível - contrato de concessão	252.260	327.388
<b>Total</b>	<b>258.741</b>	<b>332.628</b>

## Intangível - contrato de concessão

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

	Taxa média de amortização/depreciação	Saldo 2016	Adição	Transferências	Baixas (*)	Amortização/Depreciação (**)	Saldo 2017
<b>Intangível em Serviço</b>							
Custo	3,89%	1.016.674	-	66.651	(28.992)	-	1.054.333
Amortização Acumulada		(739.405)	-	(36.442)	24.652	(95.526)	(846.721)
Subtotal		277.269	-	30.209	(4.340)	(95.526)	207.612
Em Curso		182.458	243.472	(66.238)	(213.560)	-	146.132
<b>Total Intangível</b>		<b>459.727</b>	<b>243.472</b>	<b>(36.029)</b>	<b>(217.900)</b>	<b>(95.526)</b>	<b>353.744</b>
<b>(-) Obrigações vinculadas à concessão</b>							
<b>Em Serviço</b>							
Custo	3,75%	309.342	-	38.913	-	-	348.255
Amortização Acumulada		(207.047)	-	(36.029)	-	(33.559)	(276.635)
Subtotal		102.295	-	2.884	-	(33.559)	71.620
Em Curso		30.044	54.507	(38.913)	(15.774)	-	29.864
<b>Total das Obrigações vinculadas à concessão</b>		<b>132.339</b>	<b>54.507</b>	<b>(36.029)</b>	<b>(15.774)</b>	<b>(33.559)</b>	<b>101.484</b>
<b>Total Intangível</b>		<b>327.388</b>	<b>188.965</b>	<b>-</b>	<b>(202.126)</b>	<b>(61.967)</b>	<b>252.260</b>
<b>Imobilizado em Serviço</b>							
Custo:							
Máquinas e equipamentos	17,01%	12.028	-	2.249	(167)	-	14.110
Móveis e utensílios	6,25%	2.731	-	406	-	-	3.137
<b>Total do imobilizado em serviço</b>		<b>14.759</b>	<b>-</b>	<b>2.655</b>	<b>(167)</b>	<b>-</b>	<b>17.247</b>
Depreciação acumulada:							
Máquinas e equipamentos		(8.068)	(6)	-	149	(1.259)	(9.184)
Móveis e utensílios		(1.451)	-	-	-	(131)	(1.582)
<b>Total Depreciação acumulada</b>		<b>(9.519)</b>	<b>(6)</b>	<b>-</b>	<b>149</b>	<b>(1.390)</b>	<b>(10.766)</b>
Subtotal Imobilizado		5.240	(6)	2.655	(18)	(1.390)	6.481
Imobilizado em curso		-	2.655	(2.655)	-	-	-
<b>Total do Imobilizado</b>		<b>5.240</b>	<b>2.649</b>	<b>-</b>	<b>(18)</b>	<b>(1.390)</b>	<b>6.481</b>
<b>Total Ativo Intangível e Imobilizado</b>		<b>332.628</b>	<b>191.614</b>	<b>-</b>	<b>(202.144)</b>	<b>(63.357)</b>	<b>258.741</b>

(\*) Das baixas no montante de R\$202.144, R\$197.786, refere-se as transferências do ativo intangível líquido das obrigações especiais para o contas a receber da concessão e R\$4.358 referem-se às baixas realizadas no exercício, inicialmente contabilizadas 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.

"O montante transferido do ativo intangível, líquido das obrigações especiais, para o contas a receber da concessão de R\$197.786 (R\$ R\$61.476 em 2016), corresponde a parcela bifurcada do ativo intangível a ser indenizada no final da concessão pelo Poder Concedente, conforme prevê o contrato de concessão de distribuição de energia elétrica que está enquadrado nos critérios de aplicação da interpretação técnica do ICPC 01 (IFRIC 12)."

(\*\*) A Companhia registrou no exercício, crédito de PIS e COFINS sobre amortização/depreciação dos bens e equipamentos no montante de R\$10.782 (R\$8.006 em 2016).

	Taxa média de amortização/depreciação	Saldo 2015	Adição	Transferências	Baixas (*)	Amortização/Depreciação	Saldo 2016
<b>Intangível em Serviço</b>							
Custo	3,95%	1.005.559	-	36.598	(25.483)	-	1.016.674
Amortização Acumulada		(676.242)	-	-	21.404	(84.567)	(739.405)
Subtotal		329.317	-	36.598	(4.079)	(84.567)	277.269
Em Curso		127.732	308.031	(36.598)	(216.707)	-	182.458
<b>Total Intangível</b>		<b>457.049</b>	<b>308.031</b>	<b>-</b>	<b>(220.786)</b>	<b>(84.567)</b>	<b>459.727</b>
<b>(-) Obrigações vinculadas à concessão</b>							
<b>Em Serviço</b>							
Custo	3,91%	339.595	753	(31.006)	-	-	309.342
Amortização Acumulada		(176.966)	-	-	-	(30.081)	(207.047)
Subtotal		162.629	753	(31.006)	-	(30.081)	102.295
Em Curso		48.038	106.231	31.006	(155.231)	-	30.044
<b>Total das Obrigações vinculadas à concessão</b>		<b>210.667</b>	<b>106.984</b>	<b>-</b>	<b>(155.231)</b>	<b>(30.081)</b>	<b>132.339</b>
<b>Total Intangível</b>		<b>246.382</b>	<b>201.047</b>	<b>-</b>	<b>(65.555)</b>	<b>(54.486)</b>	<b>327.388</b>
<b>Imobilizado em Serviço</b>							
Custo:							
Máquinas e equipamentos	16,13%	-	10.804	1.224	-	-	12.028
Móveis e utensílios	6,25%	-	2.422	309	-	-	2.731
<b>Total do imobilizado em serviço</b>		<b>-</b>	<b>13.226</b>	<b>1.533</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>14.759</b>
Depreciação acumulada:							
Máquinas e equipamentos		-	(7.596)	-	-	(472)	(8.068)
Móveis e utensílios		-	(1.395)	-	-	(56)	(1.451)
<b>Total Depreciação acumulada</b>		<b>-</b>	<b>(8.991)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(528)</b>	<b>(9.519)</b>
<b>Subtotal Imobilizado</b>		<b>-</b>	<b>4.235</b>	<b>1.533</b>	<b>-</b>	<b>(528)</b>	<b>5.240</b>
<b>Imobilizado em curso</b>		<b>-</b>	<b>1.533</b>	<b>(1.533)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Total do Imobilizado</b>		<b>-</b>	<b>5.768</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(528)</b>	<b>5.240</b>
<b>Total Ativo Intangível e Imobilizado</b>		<b>246.382</b>	<b>206.815</b>	<b>-</b>	<b>(65.555)</b>	<b>(55.014)</b>	<b>332.628</b>

Das baixas no montante de R\$65.555, R\$61.476, refere-se as transferências do ativo intangível líquido das obrigações especiais para o contas a receber da concessão e R\$4.079 referem-se às baixas realizadas no exercício, inicialmente contabilizadas 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.

“O montante transferido do ativo intangível, líquido das obrigações especiais, para o contas a receber da concessão de R\$61.476 (R\$169.807 em 2015), corresponde a parcela bifurcada do ativo intangível a ser indenizada no final da concessão pelo Poder Concedente, conforme prevê o contrato de concessão de distribuição de energia elétrica que está enquadrado nos critérios de aplicação da interpretação técnica do ICPC 01 (IFRIC 12).”

A infraestrutura utilizada pela Companhia nas suas operações é vinculada ao serviço público de distribuição de energia, não podendo ser retirada, alienada, cedida ou dada em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução Normativa nº 691, de 08 de dezembro de 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 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 é de 3,89% (3,95% em 2016).



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

	2017	2016
Contribuições do consumidor <sup>(1)</sup>	483.735	301.098
Participação da União - recursos CDE <sup>(2)</sup>	250.738	525.130
Participação do Governo do Estado <sup>(2)</sup>	217.674	217.674
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	17.528	17.528
( - ) Amortização acumulada	(276.635)	(207.047)
<b>Total</b>	<b>693.040</b>	<b>854.383</b>
Alocação:		
Contas a receber da concessão	591.556	722.044
Infraestrutura - Intangível em serviço	71.620	102.295
Infraestrutura - Intangível em curso	29.864	30.044
<b>Total</b>	<b>693.040</b>	<b>854.383</b>

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

### Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente

A Companhia passou pelo 3º ciclo de revisão tarifária em julho de 2012 e, a partir dessa data, os faturamentos da ultrapassagem de demanda e da energia reativa excedente passaram a ser contabilizados na rubrica Obrigações Especiais.

Conforme Resolução Normativa nº 660 de 28 de abril de 2015 e Despacho ANEEL nº 245, de 28 de janeiro de 2016, a partir do 4º ciclo de revisão tarifária a Receita de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente passou a ser contabilizada na rubrica Passivos Financeiros Setoriais. A Companhia passou pelo 4CRTP em 2016.

## 16 Fornecedores

	2017	2016
Contratos Bilaterais <sup>(1)</sup>	45.494	55.009
CCEE <sup>(2)</sup>	20.510	-
Encargos de Serviço do Sistema	809	7.268
Uso da rede básica <sup>(1)</sup>	4.750	1.956
Energia livre	200	200
Materiais e serviços e outros <sup>(3)</sup>	28.666	20.384
<b>Total - circulante</b>	<b>100.429</b>	<b>84.817</b>

(1) Refere-se à aquisição de energia elétrica de geradores, uso da rede básica e uso do sistema de distribuição, cujo prazo médio de liquidação é de 25 dias.

(2) Incremento do custo de energia no Mercado de Curto Prazo-MCP, principalmente no segundo semestre de 2017, influenciado pelos baixos níveis dos reservatórios no Sistema Interligado Nacional-SIN, devido à diminuição do volume de chuvas. Em consequência, o PLD atingiu valores expressivos, com média de R\$308,14/MWh entre submercados em 2017, contra média de R\$115,71/MWh em 2016, o que corresponde a um aumento de 166% no exercício. Além disso, em 2017 as distribuidoras passaram a arcar com o Risco Hidrológico dos agentes de geração que firmaram o Termo de Repactuação, elevando os montantes a serem pagos à CCEE.

(3) Refere-se às aquisições de materiais, serviços e outros, necessários à execução, conservação e manutenção dos serviços de distribuição, com prazo médio de liquidação de 40 dias.

## 17 Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

O saldo dos empréstimos e financiamentos são demonstrados pelo valor líquido dos custos de transação incorridos e são subsequentemente mensurados ao custo amortizado usando o método da taxa efetiva de juros.

	2017	2016
Empréstimos e financiamentos - moeda nacional	413.332	396.113
Empréstimos e financiamentos - moeda estrangeira	236.869	211.939
Encargos de dívidas - moeda nacional	2.417	1.604
Encargos de dívidas - moeda estrangeira	684	1.927
(-) Custos a amortizar - moeda nacional	(1.661)	(2.037)
(-) Custos a amortizar - moeda estrangeira	(939)	-
(-) Marcação a mercado de dívidas	1.469	4.880
<b>Total</b>	<b>652.171</b>	<b>614.426</b>
Circulante	319.369	133.572
Não Circulante	332.802	480.854

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

Operação	Total		Encargos Financeiros Anuais	Vencimento	Periodicidade Amortização	Taxa efetiva de juros <sup>(5)</sup>	Garantias <sup>(*)</sup>
	2017	2016					
Luz para Todos I - Eletrobrás	18.324	23.622	6,0% a.a.	abr/22	Mensal	6,00%	B
Luz para Todos II - Eletrobrás	41.153	63.600	SELIC	out/19	Mensal	9,85%	B
CCB - Santander <sup>(4)</sup>	41.742	69.911	CDI + 2,28% a.a.	jun/19	Mensal	12,22%	B
Repasse BNDES - Bradesco <sup>(1)</sup>	65.697	54.851	TJLP + 3,96% a 4,26% a.a.	nov/21	Mensal	11,08% a 11,38%	A
Repasse BNDES - Itaú <sup>(1)</sup>	28.856	24.093	TJLP + 3,96% a 4,26% a.a.	nov/21	Mensal	11,08% a 11,38%	A
Repasse BNDES - Bradesco <sup>(1)</sup>	47.462	42.544	SELIC + 4,34%	nov/21	Mensal	14,19%	A
Repasse BNDES - Itaú <sup>(1)</sup>	20.848	18.688	SELIC + 4,34%	nov/21	Mensal	14,19%	A
Nota Promissória Itaú 1ª Emissão <sup>(4 e 6)</sup>	-	100.408	1,85% a 1,95% CDI	dez/19	Final	11,79% a 11,89%	A
Nota Promissória Itaú 2ª Emissão <sup>(4)</sup>	151.667	-	105,50% CDI	out/18	Final	10,49%	A
(-) Custo de captação incorrido na contratação	(1.661)	(2.037)	-	-	-	-	-
Total em Moeda Nacional	414.088	395.680					
Resolução 4131 - Itaú <sup>(2 e 4)</sup>	163.159	213.866	3,03% a.a. (Pré)	abr/20	Mensal	4,53%	B
Loan Citi - 4131 <sup>(2 e 4)</sup>	37.207	-	Libor + 1,70% a.a.	mai/22	Trimestral	4,50%	A
Loan Citi EDC - 4131 <sup>(2 e 4)</sup>	37.187	-	Libor + 1,80% a.a.	mai/22	Trimestral	4,60%	A
(-) Custo de captação incorrido na contratação	(939)	-	-	-	-	-	-
(-) Marcação à Mercado de Dívida <sup>(3)</sup>	1.469	4.880	-	-	-	-	-
Total em Moeda Estrangeira	238.083	218.746					
Total ETO	652.171	614.426					

\* A=Aval Energisa S/A, B=Receíveis

1. 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\$182.034, sujeito ao atendimento das condições estabelecidas entre os Agentes Repassadores e à confirmação, aprovação e disponibilidade de recursos por parte do BNDES.

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

Até 31 de dezembro de 2017, foram liberados R\$175.096, referente a 1ª tranche do programa do Acordo de Investimentos.

Esses recursos serão destinados a expansão e modernização do sistema de distribuição de energia elétrica na área de concessão da 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 30 - Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos). Em 31 de dezembro de 2017, os índices foram cumpridos.

- Os contratos em moeda estrangeira possuem proteção de swap cambial e instrumentos financeiros derivativos (vide nota explicativa nº 30).
- Estas operações estão sendo mensuradas ao valor justo por meio do resultado, de acordo com os métodos da contabilidade de "hedge" de valor justo e pela designação como "Fair Value Option" (nota explicativa nº 30).
- 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 Energisa S/A. O descumprimento desses níveis pode implicar em vencimento antecipado das dívidas (vide nota explicativa nº 30). Em 31 de dezembro de 2017, as exigências contratuais foram cumpridas.
- Para as dívidas em moeda estrangeira, inclui variação cambial.
- A Companhia efetuou a liquidação antecipada, em Novembro/2017, das Notas Promissórias 1ª Emissão junto ao Banco Itaú que venciam em Dez/18 e Dez/19.

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

Os principais indicadores utilizados para a atualização dos empréstimos e financiamentos tiveram as seguintes variações percentuais e taxas efetivas nos exercícios:

Moeda/indicadores	2017	2016
US\$ x R\$	1,50%	-16,54%
TJLP	7,12%	7,50%
SELIC	9,85%	14,02%
CDI	9,94%	14,00%
IPCA	2,95%	6,29%
LIBOR	1,30%	0,67%

Os financiamentos classificados no passivo não circulante têm seus vencimentos assim programados:

	2017
2019	148.241
2020	68.523
2021	77.875
Após 2022	38.163
<b>Total</b>	<b>332.802</b>

Seguem as movimentações ocorridas nos exercícios:

	2017	2016
Saldos em 2016 e 2015	614.426	626.462
Novos empréstimos e financiamentos obtidos	264.092	200.000
Encargos de dívidas - juros, variação monetária e cambial	61.554	(6.685)
Custos apropriados	(1.292)	-
Marcação a Mercado das Dívidas	(3.412)	4.840
Pagamento de principal	(235.073)	(175.099)
Pagamento de juros	(48.124)	(35.092)
<b>Saldos em 2017 e 2016</b>	<b>652.171</b>	<b>614.426</b>
Circulante	319.369	133.572
Não circulante	332.802	480.854

Os custos de captações dos financiamentos a serem amortizados nos exercícios subsequentes são:

Contratos	2018	2019	2020 em diante	Total
Banco Santander	115	18	-	133
Banco Itaú BBA - BNDES	341	336	644	1.321
Banco Citibank	191	191	463	845
Banco Citibank - EDC	21	21	51	93
Nota promissória 2ª Emissão	208	-	-	208
<b>Total</b>	<b>876</b>	<b>566</b>	<b>1.158</b>	<b>2.600</b>

## 18 Debêntures (não conversíveis em ações)

O saldo de debêntures e demais componentes a elas relacionados, são:

	2017
Debêntures - moeda nacional	211.003
(-) Custos de captação	(3.765)
<b>Total</b>	<b>207.238</b>
Circulante	2.655
Não Circulante	204.583

Operações	Total		Emissão	Nº de Títulos Emitidos / circulação	Rendimentos	Vencimento	Amortização	Taxa efetiva de juros
	2017	2016						
Debêntures 2ª Emissão 1ª Série	41.320	-	19/07/17	39.771 / 39.771	IPCA+5,60% a.a	jun / 22	Final	8,55%
Debêntures 2ª Emissão 2ª Série	37.095	-	19/07/17	35.696 / 35.696	IPCA+5,6601% a.a	jun / 24	Final	8,61%
Debentures 3ª Emissão 1ª Série	9.651	-	31/10/17	9.526 / 9.526	IPCA+4,4885% a.a	out / 22	Final	7,44%
Debentures 3ª Emissão 2ª Série	1.799	-	31/10/17	1.775 / 1.775	IPCA+4,7110% a.a	out / 24	Final	7,66%
Debentures 3ª Emissão 3ª Série	3.350	-	31/10/17	3.304 / 3.304	IPCA+5,1074% a.a	out / 27	Final	8,06%
Debentures 3ª Emissão 4ª Série	117.788	-	31/10/17	116.395 / 116.395	107,75% CDI	out / 22	Anual após out/20	10,71%
(-) Custos de captação incorrido na emissão	(3.765)	-						
<b>Total</b>	<b>207.238</b>	<b>-</b>						

Em 19 de julho de 2017 a Companhia efetuou a 2ª emissão de Debêntures em moeda corrente, com vencimento em 15/06/2022 e remuneração de IPCA mais 5,60% ao ano para a 1ª Série e com vencimento 15/06/2024 e remuneração de IPCA mais 5,6601% ao ano para a 2ª Série. Em 31 de dezembro de 2017 o valor atualizado é de R\$ 78.414.

Em 31 de outubro de 2017 a Companhia efetuou a 3ª emissão de Debêntures em moeda corrente, com vencimento em 15/10/2022 e remuneração de IPCA mais 4,4885% ao ano para a 1ª série, com vencimento em 15/10/2024 e remuneração de IPCA mais 4,7110% ao ano para a 2ª série, com vencimento em 15/10/2027 e remuneração de IPCA mais 5,1074% ao ano para a 3ª série e com vencimento em 15/10/2022 e remuneração de 107,75% CDI para a 4ª série. Em 31 de dezembro de 2017 o valor atualizado é de R\$ 132.589.

Os recursos capitados com as emissões foram destinados para os projetos de Investimentos em Infraestrutura de Distribuição de Energia Elétrica que compreende a expansão, renovação ou melhoria da infraestrutura de distribuição de energia elétrica.

A totalidade das debêntures emitidas referente a 2ª e 3ª emissão, foram adquiridas pela controladora Energisa S/A.

As debêntures 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 final Energisa S/A. O descumprimento desses níveis pode implicar em vencimento antecipado das dívidas (vide nota explicativa nº 30). Em 31 de dezembro de 2017, as exigências contratuais foram cumpridas.

As debêntures classificadas no passivo não circulantes têm seus vencimentos assim programados:

	2017
2020	37.340
2021	38.069
2022	88.174
Após 2022	41.000
<b>Total</b>	<b>204.583</b>

Segue a movimentação ocorrida no exercício:

Descrição	2017
Saldo em 2016	-
Novas emissões	206.468
Encargos de dívidas - juros e variação monetária	4.782
Custos apropriados	(4.012)
<b>Saldo em 2017</b>	<b>207.238</b>
Circulante	2.655
Não circulante	204.583

Os custos de captações das debêntures a serem amortizados nos exercícios subsequentes são:

Contratos	2018	2019	2020 em diante	Total
Debêntures 2ª Emissão - 1ª Série	303	303	757	1.363
Debêntures 2ª Emissão - 2ª Série	193	193	870	1.256
Debêntures 3ª Emissão - 1ª Série	17	17	49	83
Debêntures 3ª Emissão - 2ª Série	2	2	12	16
Debêntures 3ª Emissão - 3ª Série	3	3	23	29
Debêntures 3ª Emissão - 4ª Série	211	211	596	1.018
<b>Total</b>	<b>729</b>	<b>729</b>	<b>2.307</b>	<b>3.765</b>

## 19 Impostos e contribuições sociais

	2017	2016
Imposto s/ Circulação de Mercadorias e Serviços -ICMS (*)	68.630	36.534
Encargos sociais	2.603	2.698
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	1.442	-
Contribuição Social s/ Lucro Líquido - CSLL	1.240	-
Contribuição ao PIS e a COFINS	5.952	6.322
Outros	2.123	1.052
<b>Total</b>	<b>81.990</b>	<b>46.606</b>
Circulante	36.444	32.370
Não Circulante	45.546	14.236

(\*) A Companhia possui R\$45.546 (R\$5.007 em 2016), referente ao ICMS incidente sobre a TUSD suspenso por liminares (vide nota explicativa nº 6).

### Programa Especial de Regularização Tributária - PERT

A Companhia aderiu ao Programa Especial de Regularização Tributária - PERT, instituído pela Lei nº 13.496/2017 (MP 783/2017), para liquidar valores de INSS, com pagamentos em 5 parcelas iguais e sucessivas, correspondente a 5% do saldo devedor, corrigidos pela variação da Selic no montante de R\$17, obteve redução de juros e multas de R\$78 e optou por liquidar o saldo remanescente do débito no montante de R\$252 com a utilização de prejuízos fiscais e/ou base negativa de contribuição social. A redução de multas e juros de R\$78, foi registrado na rubrica de "Outras receitas financeiras" na demonstração do resultado do exercício.

A Companhia deve manter os pagamentos regular dos impostos, contribuições e demais obrigações para garantir as condições do programa. A consolidação dos débitos será realizada pela Receita Federal do Brasil em até cinco anos.

## 20 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	Regulatória	Fiscais	2017	2016
Saldos iniciais - não circulante - 2016 e 2015	19.994	31.838	-	8.062	59.894	52.376
Constituições de provisão	29.163	5.701	-	13	34.877	18.977
Reversões de provisões	(10.854)	(1.480)	-	-	(12.334)	(4.578)
Pagamentos efetuados	(11.471)	(4.681)	-	-	(16.152)	(11.412)
Atualização monetária	527	1.060	-	704	2.291	4.531
Transferência	-	(5.742)	5.742	-	-	-
Saldos finais - não circulante - 2017 e 2016	<u>27.359</u>	<u>26.696</u>	<u>5.742</u>	<u>8.779</u>	<u>68.576</u>	<u>59.894</u>
Depósitos e cauções vinculados (*)					(25.764)	(16.785)

(\*) A Companhia possui depósitos judiciais no ativo não circulante, no montante de R\$25.859 (R\$16.785 em 2016). Deste total, R\$95, não possuem provisões para riscos em face do prognóstico ser possível ou remoto.

### Perdas prováveis:

#### Trabalhistas

Referem-se a reclamações trabalhistas de pedido de horas extras e reflexos, indenizações decorrentes de acidente de trabalho e doença ocupacional, sobreaviso e verbas contratuais/legais e ações envolvendo discussão sob responsabilidade subsidiária/solidária por acidente de trabalho e verbas rescisórias/contratuais.

No exercício, foram adicionados R\$29.163 de novas ações trabalhistas e revisões de cálculos de ações existentes ante a realização de sentenças e acórdão, como também foram liquidados no exercício cerca de R\$11.471, e por consequência reverteram provisões de R\$10.854.

#### Cíveis

Nos processos cíveis discutem-se principalmente indenizações por danos morais/materiais e reclamações de consumidores, envolvendo os serviços prestados pela distribuidora como suspensão do fornecimento, inscrição indevida no SPC/Serasa, reclamação de consumo devido variação/revisão de fatura; cobrança por irregularidade de consumo; ressarcimento de danos elétricos, entre outros.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2017, foram registradas cerca de R\$5.701, como também reversões de provisões anteriormente constituídas de R\$1.480, referente a revisões dos cálculos de liquidação ante a realização de provas periciais, sentenças e acórdãos. No exercício foram liquidados cerca de R\$4.681, referente ações cíveis.

#### Fiscais

Refere-se basicamente a autos de infração de tributos federais e Estaduais (ICMS), com destaque para autos de infração lavrados pelo fisco estadual questionando o integral aproveitamento de crédito de bens do ativo imobilizado.

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

#### Principais processos:

. Processo nº 5003614-42.2012.827.2729 - Cobrança de débito tributário apurado por meio do auto de infração relativo a ICMS incidente sobre operações de compra de bens destinados ao ativo imobilizado da empresa, no montante envolvido de R\$4.940 (R\$4.544 em 2016).

. Processo nº 2010.002.0904-8 alterado para nº 5008221-35.2011.827.2729- Cobrança de débito tributário apurado por meio do auto de infração relativo a glosa de créditos de ICMS baseado na aquisição de bens destinados ao ativo imobilizado, no montante envolvido de R\$3.675 (R\$3.380 em 2016).

### Regulatório

No exercício, foram efetuadas reclassificações no montante de R\$5.742 para o regulatório de processos antes classificados como cíveis, referentes a discussões sobre apuração de indicadores DEC/FEC.

### Perdas possíveis:

A Companhia possui processos de naturezas trabalhistas, cíveis e fiscais em andamento em um montante de R\$409.761 (R\$442.861 em 2016), cuja probabilidade de perda foi estimada pelos consultores jurídicos como possível, não requerendo a constituição de provisão.

A redução de R\$33.100 registrada no exercício, está relacionada as movimentações ocorridas no contencioso trabalhista e fiscal, conforme detalhado a seguir.

### Trabalhistas

As ações judiciais de natureza trabalhistas com probabilidade de perda possível, no montante de R\$17.155 (R\$18.197 em 2016) referem-se, em sua maioria, a discussões de verbas rescisórias de ações de ex-empregados de prestadores de serviços contratados pela Companhia reclamando responsabilidade subsidiária por verbas rescisórias; a variação do saldo no exercício é resultado principalmente da entrada novos processos, acrescido de atualização monetária.

A variação de R\$1.042 registrada no valor envolvido do contencioso trabalhista está relacionada a movimentação de novos processos entrantes, alterações de reduções, atualização monetária da base de ativos e encerramentos realizado no exercício.

### Principais processos

- . Processo 0001392-04.2016.5.10.0812 no montante de R\$3.428 (R\$3.363 em 2016) onde se discute questões envolvendo indenização por acidente de trabalho.
- . Processo 0023044-62.2013.5.02.0030 no montante de R\$2.292 (R\$2.240 em 2016) onde se discute questões envolvendo verbas contratuais.
- . Processo 0000772-26.2015.5.10.0812 no montante de R\$1.125 (R\$1.099 em 2016) onde se discute questões envolvendo verbas rescisórias.

### Cíveis

As ações judiciais de natureza cível no montante de R\$83.536 (R\$87.725 em 2016), referem-se, em sua grande maioria, a discussões sobre o valor de contas de energia elétrica, em que o consumidor requer a revisão ou o cancelamento da fatura; cobrança de danos materiais e morais pelo consumidor, decorrentes da suspensão do fornecimento de energia elétrica por falta de pagamento; e por supostas irregularidades nos aparelhos de medição ou decorrentes de variações de tensão elétrica ou de falta momentânea de energia; a variação do saldo no exercício é resultado da entrada de ações que envolvem os objetos já citado e atualização monetária realizada no exercício, associado ao arquivamento de processos como também a exclusão.

A variação de R\$9.467 apresentada no exercício é resultado da entrada de ações que envolvem os objetos já citado, atualização monetária realizada no exercício, alteração de provisão, associado ao arquivamento de processos como também a exclusão.

### Principais processos

- . Processo 2008.34.00.007382-8 com valor envolvido de R\$32.182 (R\$31.458 em 2016 ) onde se discute questões contratuais relacionadas a desapropriação.
- . Processo 5032063-73.2013.827.2729 com valor envolvido de R\$23.472 (R\$22.944 em 2016) onde se discute questões contratuais relacionadas a nulidade contratual.
- . Processo 5000750-04.2012.827.2738 com valor envolvido de R\$4.291 (R\$4.195 em 2016) onde se discute questões relacionadas a indenização por danos morais e materiais.

## Fiscais

As ações de natureza fiscal e tributária, no montante R\$295.414 (R\$336.939 em 2016), referem-se basicamente a discussão sobre: (i) cobrança ICMS em decorrência de saída isenta de energia elétrica recebida ao abrigo do deferimento, (ii) a questões como o aproveitamento e/ou compensação de impostos federais e imposto de renda e contribuição social sobre o lucro, entre outros. Apesar do montante envolvido, nossos advogados e consultores entendem serem os mesmos passíveis de êxito, razão pela qual não foram provisionados e manteve o prognóstico dado a elas. A variação do saldo no exercício, está relacionada à adequação ao risco financeiro em processos administrativos onde se discute “contribuição previdenciária (INSS)”, tendo havido movimentação/aumento de provisão e atualização monetária no exercício.

A variação de R\$41.525 apresentada no exercício é resultado principalmente do encerramento dos seguintes processos: nº 2014/003243 com valor envolvido de R\$18.266 e processo nº 10746.001075/2004-80 com valor envolvido de R\$27.168.

### Principais processos

- . Auto de Infração 2014/003353 com valor envolvido de R\$39.434 (R\$36.269 em 2016) relacionado a discussões sobre registro de notas fiscais de entrada de energia e transmissão no período 2010 a 2014.
- . Auto de Infração 10746.720279/2014-95 com valor envolvido de R\$5.318 (R\$4.891 em 2016) relacionado a discussões sobre recolhimento da estimativa do CSLL apurado em outubro de 2011.
- . Processo nº 5003614-42.2012.827.2729 - cobrança de débito tributário apurado por meio do auto de infração relativo a ICMS incidente sobre operações de compra de bens destinados ao ativo imobilizado da empresa, no montante envolvido de R\$163.081 (R\$145.446 em 2016).
- . Processo nº 5008221-35.2011.827.2729 - cobrança de débito tributário apurado por meio do auto de infração relativo a glosa de créditos de ICMS baseado na aquisição de bens destinados ao ativo imobilizado, no montante envolvido de R\$77.611 (R\$68.002 em 2016).

### Regulatório

- . Processo Regulatório nº 48500.000184/2015-98 com valor envolvido de R\$13.656 (R\$12.560 em 2016) proposto pela ANEEL relacionada a questões do Refis, de aquisições de prejuízos fiscais de empresas do mesmo grupo econômico.

## 21 Encargos setoriais e incorporação de redes

### 21.1 Taxas Regulamentares

	2017	2016
Quota Reserva Global de Reversão - RGR	8.474	13.473
Quota - Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	9.440	12.453
<b>Total (*)</b>	<b>17.914</b>	<b>25.926</b>
Circulante	13.125	13.954
Não circulante	4.789	11.972

(\*) Em 2017 inclui R\$5.733 (R\$6.562 em 2016) da parcela corrente do mês de dezembro da quota CDE.

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 amortizados apenas os juros remuneratórios incidentes sobre o principal e nas 36 parcelas finais será amortizado o principal.



Segue a movimentação nos exercícios:

	2017	2016
Saldo inicial - 2016 e 2015	19.364	21.778
Juros	1.605	2.790
Amortização	(8.788)	(5.204)
Saldo final - 2017 e 2016	12.181	19.364
Quota corrente - CDE	5.733	6.562
Saldos finais - 2017 e 2016	17.914	25.926

## 21.2 Obrigação do Programa de Eficiência Energética e Pesquisa e Desenvolvimento

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 ao Programa de Eficiência Energética (PEE), Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT), ao Ministério de Minas e Energia (MME) e ao Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL). A participação de cada um dos programas está definida pelas Leis nº 10.848 de 15 de março de 2004, nº 11.465 de 28 de março de 2007, nº 2.212 de 21 de janeiro de 2010 e nº 13.280 de 3 de maio de 2016.

	2017	2016
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	393	304
Ministério de Minas e Energia - MME	197	150
Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL	750	-
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	15.709	13.486
Programa de Eficiência Energética - PEE	27.645	33.516
<b>Total</b>	<b>44.694</b>	<b>47.456</b>
Circulante	17.588	14.411
Não Circulante	27.106	33.045

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 Resolução Normativa nº 504 de 14 de agosto de 2012, e a Resolução Normativa nº 556 de 18 de junho de 2013, a ANEEL estabeleceu novos critérios para cálculo, aplicação e recolhimento dos recursos do P&D e PEE, respectivamente. 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, enquanto a realização das obrigações por aquisição de ativo intangível tem como contrapartida Obrigações Especiais.

Total dos Encargos setoriais (Taxas Regulamentares e Obrigação do Programa de Eficiência Energética e Pesquisa e Desenvolvimento)	2017	2016
Taxas Regulamentares	17.914	25.926
Obrigação do Programa de Eficiência Energética e Pesquisa e Desenvolvimento	44.694	47.456
<b>Total</b>	<b>62.608</b>	<b>73.382</b>
Circulante	30.713	28.365
Não Circulante	31.895	45.017

## 21.3 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. Os valores a serem ressarcidos incluem os recursos aportados pelos consumidores no âmbito do PERTINS - Programa de Eletrificação Rural do Tocantins.

O prazo de universalização de energia elétrica em áreas rurais no Tocantins foi prorrogado para 2018. A revisão do cronograma foi aprovada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por meio da Resolução Homologatória nº 1994, publicada no Diário Oficial da União (DOU) do dia 15 de dezembro de 2014.

	2017	2016
Saldo inicial - 2016 e 2015	9.884	13.894
Adições	2.710	6.729
Atualização monetária e juros	1.766	4.863
Baixas - pagamentos	(5.827)	(15.602)
<b>Saldo final - 2017 e 2016</b>	<b>8.533</b>	<b>9.884</b>

## 22 Outros passivos

	2017	2016
Adiantamento de Consumidores	4.804	3.919
Convênios de arrecadação	177	173
Encargos tarifários	96	96
Benefícios pós-emprego	516	59
Contrato de Compartilhamento	1.883	-
Retenção de Caução Contratual	1.570	102
Parcelamentos de multas regulatórias	978	3.290
Folha de Pagamento	6.137	4.463
Outros	4.448	3.811
<b>Total</b>	<b>20.609</b>	<b>15.913</b>
Circulante	15.999	12.010
Não circulante	4.610	3.903

## 23 Patrimônio líquido

### 23.1 Capital Social

O capital social subscrito e integralizado é de R\$516.267 (R\$505.729 em 2016) e está representado por 386.504(386.504 em 2016) ações ordinárias e 265.111(265.111 em 2016) ações preferenciais, todas nominativas sem valor nominal.

Em Assembleias Gerais Ordinária e Extraordinária, realizada em 28 de abril de 2017 foi deliberado o aumento de capital social da Companhia no montante de R\$10.538, sem emissão de novas ações, mediante a capitalização do saldo de reserva de lucro - redução do imposto de renda.

Cada ação ordinária dá direito a um voto nas deliberações das Assembleias Gerais.

As ações preferencias serão inconversíveis em ordinárias e não terão direitos a voto nas Assembleias Gerais. Cada ação preferencial fará jus: a) prioridade no recebimento de um dividendo mínimo, não cumulativo, de 3%(três por cento) sobre o respectivo valor nominal; b) dividendo igual ao atribuído às ações ordinárias, quando este for superior ao mínimo garantido às ações preferenciais; e c) prioridade no reembolso do capital, sem prêmio, no caso de liquidação da sociedade.

### 23.2 Reserva de lucros - reserva legal

Constituída com 5% do lucro líquido do exercício antes de qualquer outra destinação e limitada a 20% do capital social, de acordo com o artigo 193 da Lei nº 6.404/76.

### 23.3 Reserva de lucros - retenção de lucros

Em 2016, do lucro líquido do exercício, o montante de R\$24.104 foi destinado para a reserva de retenção de lucros com base em orçamento de capital aprovado pelo Conselho de Administração. Em 2017 não houve retenção de lucros.

Em Assembleias Gerais Ordinária e Extraordinária realizada em 28/04/2017, foram aprovados a distribuição de dividendos: (i) R\$24.104 (R\$36,99 por ação), pagos em 28 de junho de 2017, que nas Demonstrações Financeiras de 2016 da Companhia constaram como sendo destinado para reserva de retenção de lucro e, (ii) R\$67.861 (R\$104,14 por ação) distribuição de reserva de lucros de exercício anteriores. O pagamento deste dividendos (R\$67.861) foi aprovado pela ANEEL através do Despacho nº1.637, de 09 de junho de 2017. Do montante dos dividendos, cerca de R\$52.030, foi firmado contrato de mútuo com a controladora Rede Energia Participações S/A em 26 de julho de 2017, que será pago ao final do 4º ano acrescido de juros equivalentes à CDI + 2,0% ao ano e a diferença R\$15.831 foi compensada com o saldo de contas a receber do acionista Estado do Tocantins na mesma data.

### 23.4 Reserva de lucros - redução de incentivo fiscal (imposto de renda)

A Companhia, por atuar no setor de infraestrutura na região Norte, obteve a redução 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 através do Laudo Constitutivo da SUDAM nº 113/2014 - Despacho Decisório nº325/2015 - DRF/PAL/TO de 18/03/2015, que impõe 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, com aprovação em AGO/AGE; e
- (iii) O valor deve ser aplicado em atividades diretamente relacionadas com a produção na região incentivada.

A partir da edição da Lei nº 11.638/07 e Lei nº 11.941/09 os incentivos fiscais passaram a ser contabilizados no resultado do exercício com posterior transferência para reservas de lucros - reserva de de incentivo fiscal (imposto de renda), que no exercício findo em 31 de dezembro de 2017 foi apurado R\$15.923 (R\$10.538 em 2016) de redução de imposto de renda e adicionais.

### 23.5 Dividendos

O estatuto social determina a distribuição de um dividendo mínimo obrigatório de 25% do lucro líquido do exercício, ajustado na forma do artigo 202 da Lei nº 6.404/76, e permite a distribuição de dividendos apurados com base em resultados intermediários.

A ANEEL por meio da Resolução Autorizativa nº 4.463/2013 aprovou o Plano de Recuperação da Companhia, tendo, dentre outros, estabelecido a limitação de distribuição de dividendos em 25%, enquanto perdurar o regime excepcional de sanções e regulatório, cujo prazo finalizou em dezembro/2016.

Abaixo estão demonstradas as movimentações relativas aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016:

	2017	2016
Saldo inicial - 2016 e 2015	8.035	8.138
Dividendos conf. Ata de 28/04/2017 ref. a Demonstração Financeira de 2016 - R\$36,99 por ação (*)	24.104	-
Dividendos conf. Ata de 28/04/2017 com realização de reservas de lucros - R\$10,41 por ação (*)	67.861	-
Dividendos do exercício - R\$12,33 por ação	-	8.035
Dividendos intercalares aprovados conf. Atas de 31 de agosto e 20 de dezembro de 2017	50.489	-
Dividendos liquidados	(150.489)	(8.138)
<b>Saldos final - 2017 e 2016</b>	<b>-</b>	<b>8.035</b>

(\*) Em AGOE de 28/04/2017 foi aprovado a distribuição de dividendos no montante de R\$24.104, que constou na Demonstração Financeira de 2016 como reserva de retenção de lucros e R\$67.861 com realização de reservas de lucros de exercícios anteriores.

A Administração está propondo a seguinte distribuição de dividendos:

	2017	2016
Lucro líquido do exercício	107.873	38.448
Reserva legal (5%)	(5.394)	(1.922)
Realização da reserva de reavaliação líquida de tributos	6.900	6.151
Reserva de lucros - reserva de incentivo fiscal (imposto de renda)	(15.923)	(10.538)
<b>Lucro líquido ajustado</b>	<b>93.456</b>	<b>32.139</b>
Dividendos obrigatórios (25%) - R\$35,86 (R\$12,33 em 2016)	23.364	8.035
Dividendos antecipados pagos (*)		
. Pagos em 31 de agosto de 2017 - R\$43,45 por ação	28.310	-
. Pagos em 28 de dezembro de 2017 - R\$36,35 por ação	22.179	-
	<b>50.489</b>	-
Dividendos adicionais propostos R\$65,94 por ação preferencial e ordinária (**)	42.967	-
<b>Total dos dividendos</b>	<b>93.456</b>	<b>8.035</b>
% sobre o lucro líquido ajustado	100%	25%

(\*) Os dividendos antecipados aprovados pelas RCAs de 09 de agosto e 20 de dezembro de 2017 foram calculados sobre o resultado apurado com base no balanço patrimonial de 31 de julho e 30 de setembro de 2017.

(\*\*) Os dividendos adicionais propostos foram registrados na rubrica específica de dividendos a pagar dentro do próprio Patrimônio Líquido, de acordo com as normas do ICPC-08 e serão pagos em data a ser definida em RCA.

### 23.6 Outros resultados abrangentes

Refere-se a contabilização do plano de benefício a empregados líquidos de impostos. Os referidos saldos estão contabilizados como Outros resultados abrangentes em atendimento ao CPC 26 - Apresentação das demonstrações contábeis.

Segue movimentação nos exercícios:

	2017	2016
Saldo inicial - 2016 e 2015	(1.534)	(626)
Ganho e perda atuarial - benefícios a empregados	(6.823)	(1.375)
Tributos sobre ganho e perda atuarial - benefícios a empregados	2.320	467
<b>Saldo final - 2017 e 2016</b>	<b>(6.037)</b>	<b>(1.534)</b>

### 23.7 Ajuste de avaliação patrimonial

Refere-se reavaliação espontânea realizada em 2005 que abrangeu as linhas e redes de transmissão, linhas e redes de distribuição, subestações e equipamentos em geral.

Em 31 de dezembro de 2017, o saldo da reavaliação é de R10.648 (R\$17.548 em 2016), líquido dos efeitos tributários.

## 24 Receita operacional

	2017			2016		
	Fora do escopo dos auditores independentes		R\$	Fora do escopo dos auditores independentes		R\$
	Nº de consumidores	MWh		Nº de consumidores	MWh	
Residencial	470.747	949.321	700.869	459.594	918.193	604.021
Industrial	1.750	173.133	101.945	1.890	253.073	114.663
Comercial	34.014	402.561	312.289	35.940	410.762	286.503
Rural	58.395	221.318	114.038	59.914	204.747	92.020
Poder público	7.205	161.752	115.719	7.107	158.614	101.972
Iluminação pública	757	121.341	40.320	743	114.727	34.107
Serviço público	753	59.823	33.941	721	59.297	28.691
Consumo próprio	234	3.801	-	215	3.716	-
<b>Subtotal</b>	<b>573.855</b>	<b>2.093.050</b>	<b>1.419.121</b>	<b>566.124</b>	<b>2.123.129</b>	<b>1.261.977</b>
Suprimento	-	130.328	16.193	-	487.687	65.071
Fornecimento não faturado líquido	-	(1.047)	3.238	-	(3.867)	(826)
Disponibilidade do sistema de transmissão e de distribuição	21	-	29.282	15	-	17.316
Receita de construção da infraestrutura <sup>(1)</sup>	-	-	190.622	-	-	229.751
Outras receitas operacionais	-	-	11.299	-	-	9.582
Valor justo ativo indenizável	-	-	21.957	-	-	29.453
(-) Ultrapassagem demanda <sup>(2)</sup>	-	-	(3.086)	-	-	(2.597)
(-) Excedente de reativos <sup>(2)</sup>	-	-	(3.531)	-	-	(3.283)
Constituição e amortização - CVA ativa e passiva <sup>(3)</sup>	-	-	48.861	-	-	(7.339)
Subvenções vinculadas ao serviço concedido	-	-	87.407	-	-	74.207
<b>Total - receita operacional bruta</b>	<b>573.876</b>	<b>2.222.331</b>	<b>1.821.363</b>	<b>566.139</b>	<b>2.606.949</b>	<b>1.673.312</b>
<b>Deduções da receita operacional</b>						
ICMS	-	-	307.968	-	-	265.566
PIS	-	-	26.918	-	-	23.657
COFINS	-	-	123.987	-	-	108.965
ISS	-	-	103	-	-	114
Deduções bandeiras tarifárias - CCRBT <sup>(4)</sup>	-	-	(19.362)	-	-	(1.889)
Programa de Eficiência Energética - PEE	-	-	5.408	-	-	4.668
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	70.866	-	-	77.554
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	-	-	5.434	-	-	4.646
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	-	-	1.846	-	-	1.583
<b>Total - deduções receita operacional</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>523.168</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>484.864</b>
<b>Total - receita operacional líquida</b>	<b>573.876</b>	<b>2.222.331</b>	<b>1.298.195</b>	<b>566.139</b>	<b>2.606.949</b>	<b>1.188.448</b>

- (1) A receita de construção da infraestrutura está representada pelo mesmo montante em custo de construção da infraestrutura. Tais valores são de reconhecimento obrigatório pela ICPC 01 - Contratos de Concessão e correspondem a custo de construção das obras de ativos da concessão de distribuição de energia elétrica.
- (2) A Companhia passou em 2016 pelo processo do 4º ciclo de revisão tarifária, por essa razão os valores decorrentes da Receita de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente foram apropriados em passivos financeiros setoriais - devoluções tarifárias conforme determina o Despacho da ANEEL nº 245 de 28 de janeiro de 2016 (vide nota explicativa nº 10).
- (3) Refere-se a montante de ativos e passivos financeiros setoriais reconhecidos no resultado dos exercícios de 2017 e 2016, de acordo com o OCPC 08.
- (4) A partir de janeiro de 2015, as contas de energia tiveram a aplicação do Sistema de Bandeiras Tarifárias. O acionamento da bandeira tarifária será sinalizado mensalmente pela ANEEL, de acordo com as informações prestadas pelo Operador Nacional do Sistema - ONS, conforme a capacidade de geração de energia elétrica no país.

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

As receitas auferidas pela Companhia referentes as Bandeiras Tarifárias no exercício findo em 31 de dezembro de 2017, foram de R\$ 43.216 (R\$19.834 em 2016) tendo recebido da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT o montante de R\$19.362 (R\$1.889 em 2016). Dessa forma, o efeito líquido das bandeiras tarifárias no resultado da Companhia no exercício findo em 31 de dezembro de 2017 foi de R\$62.578 (R\$21.723 em 2016).

Para os meses de janeiro a novembro de 2017 e exercício de 2016 a ANEEL já homologou os valores conforme abaixo:

Meses	Despacho	2017	2016
Janeiro	Nº 592 de 02 de março de 2017 (Nº 265 de 01 de fevereiro de 2016)	(24)	2
Fevereiro	Nº 899 de 30 de março de 2017(Nº 797 de 30 de março de 2016)	(23)	4
Março	Nº 1.237 de 05 de maio de 2017 (Nº 1.061 de 02 de maio de 2016)	(5.013)	-
Abril	Nº 1.492 de 30 de maio de 2017 (Nº 1.431 de 31 de maio de 2016)	(7.144)	-
Maio	Nº 1.944 de 04 de julho de 2017 (Nº 1.734 de 29 de julho de 2016)	(4.758)	35
Junho	Nº 2.330 de 01 de agosto de 2017 (Nº 2.045 de 29 de julho de 2016)	2.121	(288)
Julho	Nº 2.742 de 30 de agosto de 2017 (Nº 2.298 de 29 de agosto de 2016)	2.030	(24)
Agosto	Nº 3.365 de 02 de outubro de 2017 (Nº 2.626 de 30 de setembro de 2016)	676	(18)
Setembro	Nº 3.711 de 01 de novembro de 2017(Nº 2.882 de 01 de novembro de 2016)	(1.484)	(12)
Outubro	Nº 4.068 de 04 de dezembro de 2017 (Nº 3.147 de 01 de dezembro de 2016)	(1.820)	(7)
Novembro	Nº 2 de 02 de janeiro de 2018 (Nº 3.415 de 29 de dezembro de 2016)	(2.545)	(1.074)
Dezembro	Valores de dezembro 2017 foram estimados, enquanto aqueles de dezembro de 2016 foram homologados pelo Despacho Nº 290 de 31 de janeiro de 2017.	(1.378)	(507)
<b>Total</b>		<b>(19.362)</b>	<b>(1.889)</b>

## 25 Custos e despesas operacionais

Os custos e despesas operacionais especificados na Demonstração do Resultado do Exercício possuem a seguinte composição por natureza de gastos:

Natureza do gasto	Custo do serviço			Despesas operacionais	Total	
	Com energia elétrica	De operação	Prestado a terceiros	Gerais e Administrativas	2017	2016
Energia elétrica comprada para revenda	574.009	-	-	-	574.009	525.998
Encargo de uso - sistema de transmissão e distribuição	24.812	-	-	-	24.812	39.798
Pessoal e administradores	-	78.844	14	17.419	96.277	95.204
Entidade de previdência privada/plano de saúde	-	1.368	-	2.378	3.746	1.904
Material	-	14.928	59	2.226	17.213	13.099
Serviço de terceiros	-	62.701	-	44.066	106.767	87.706
Depreciação e amortização	-	47.532	-	5.043	52.575	43.343
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	5.888	-	-	5.888	12.264
Provisões para riscos trabalhista, cíveis e fiscais	-	-	-	6.391	6.391	2.987
Custo de construção da infraestrutura	-	-	190.622	-	190.622	229.751
Outros	-	4.178	-	22.062	26.240	24.070
<b>Total</b>	<b>598.821</b>	<b>215.439</b>	<b>190.695</b>	<b>99.585</b>	<b>1.104.540</b>	<b>1.076.124</b>

### Energia elétrica comprada para revenda

	MWh (**)		R\$	
	2017	2016	2017	2016
Energia de leilão	1.361.423	1.786.817	212.026	353.681
Energia bilateral	423.620	452.951	209.238	103.716
Cotas de Angra - Resolução Normativa nº 530/2012	67.703	67.889	14.889	13.787
Energia de curto prazo - CCEE (*)	81.055	-	93.367	43.582
Cotas Garantia Física - Resolução Homologatória nº 1.410/2013	613.628	670.452	87.873	41.909
Programa Incentivo Fontes Alternativas Energia - PROINFA	53.344	49.857	15.805	16.183
(-) Parcela a compensar crédito PIS/COFINS não cumulativo	-	-	(59.189)	(46.860)
<b>Total</b>	<b>2.600.773</b>	<b>3.027.966</b>	<b>574.009</b>	<b>525.998</b>

(\*) Inclui nesta linha demais custos na CCEE tais como, efeitos dos CCEARs, liminares/ajuste de energia leilão, efeito de cotas de garantia física, efeito cotas de energia nuclear e exposição de cota Itaipu.

(\*\*) Informações fora do escopo dos auditores independentes

## 26 Outros resultados

	2017	2016
Outras receitas:		
Ganhos na desativação/alienação de bens e direitos	7.387	8.467
Outras	1.166	1.260
	<u>8.553</u>	<u>9.727</u>
Outros despesas:		
Perdas na desativação/alienação de bens e direitos	(25.984)	(30.386)
Outras	(523)	(127)
	<u>(26.507)</u>	<u>(30.513)</u>
<b>Total</b>	<b><u>(17.954)</u></b>	<b><u>(20.786)</u></b>

## 27 Receitas e despesas financeiras

	2017	2016
Receitas financeiras:		
Receita de aplicação financeira	17.721	20.544
Variação monetária e acréscimos moratórios de energia vendida	35.690	19.599
Mútuo com partes relacionadas	1.121	13.227
Juros ativos	4.153	3.996
Tributos sobre receita financeira - Pis e Cofins	(2.308)	1.326
Juros ativos financeiros setoriais	2.137	8.170
Reduções de multas e juros Selic - PERT	4.904	-
Outras receitas financeiras	11.411	6.492
<b>Total das receitas financeiras</b>	<b><u>74.829</u></b>	<b><u>73.354</u></b>
Despesas financeiras:		
Encargos de dívidas	(51.894)	(43.007)
Variações monetárias	(14.442)	48.981
Juros/multas	(1.786)	(5.397)
Juros s/ Taxas Regulamentares	(1.605)	(2.790)
Marcação a mercado de derivativos	7.998	9.206
Marcação a mercado da dívida	3.412	(4.840)
Instrumentos financeiros	(12.126)	(85.958)
Ajuste a valor presente	(612)	(414)
Atualização projetos PEE - P&D	(2.517)	(3.459)
Juros/multas pela incorporação de redes	(1.766)	(4.863)
Juros passivos financeiros setoriais	(3.890)	(12.318)
Atualização monetária de provisão para risco	(2.291)	(4.531)
Atualização mútuo	(2.675)	-
(-) Transferência para ordens em curso	943	5.630
Outras despesas financeiras	(11.491)	(18.980)
<b>Total das despesas financeiras</b>	<b><u>(94.742)</u></b>	<b><u>(122.740)</u></b>
<b>Resultado financeiro</b>	<b><u>(19.913)</u></b>	<b><u>(49.386)</u></b>

## 28 Lucro por ação

Cálculo de lucro por ação (em milhares de reais, exceto valor por ação):

	Exercícios findos em:	
	2017	2016
<b>Lucro líquido básico e diluído por ação:</b>		
<b>Numerador</b>		
Lucro líquido do exercício		
Lucro disponível aos acionistas preferenciais	43.888	12.461
Lucro disponível aos acionistas ordinárias	63.985	25.987
	<b>107.873</b>	<b>38.448</b>
<b>Denominador (em milhares de ações)</b>		
Média ponderada de número de ações preferenciais	265.111	185.322
Média ponderada de número de ações ordinárias	386.504	386.504
	<b>651.615</b>	<b>571.826</b>
<b>Lucro líquido básico e diluído por ação (*)</b>		
Ação preferencial	0,1655	0,06724
Ação ordinária	0,1655	0,06724

(\*) A Companhia não possui instrumento diluidor

## 29 Cobertura de seguros

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

As principais coberturas são:

Ramos	Data de Vencimento	Importância Segurada	Prêmio Anual	
			2017	2016
Riscos Operacionais	07/11/2018	63.000	343	306
Responsabilidade Civil Geral	23/11/2018	50.600	207	205
Frota-Danos Materiais, Corporais e Morais a Terceiros	23/10/2018	Até 360 p/veículos	100	126
Vida em Grupo e Acidentes Pessoais (*)	31/12/2018	66.779	181	176
Transporte Nacional	30/01/2018	Até 2.000 p/veículos	49	55
Responsabilidade Civil Administradores e Diretores (D&O)	26/11/2018	50.000	25	33
			<b>905</b>	<b>901</b>

(\*) Importância Segurada relativa ao mês de DEZ/2017 e prêmio anualizado.

## 30 Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos

### Hierarquia de valor justo

Os diferentes níveis foram assim definidos:

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

Em função da Companhia ter classificado os respectivos contas a receber da concessão e ativos e passivos financeiros setoriais como disponíveis para venda, os fatores relevantes para avaliação ao valor justo não são publicamente observáveis. Por isso, a classificação da hierarquia de valor justo é de nível 3. A movimentação e



respectivos ganhos no resultado do exercício de R\$20.204 (R\$25.306 em 2016), assim como as principais premissas utilizadas, estão divulgadas nas notas explicativas nº10 e 14.

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

ATIVO	Nível	2017		2016	
		Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Caixa e equivalente de caixa	2	67.634	67.634	61.020	61.020
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	2	162.670	162.670	78.060	78.060
Títulos de créditos	2	14.457	14.457	-	-
Consumidores e concessionárias	2	245.696	245.696	193.179	193.179
Ativo financeiros setoriais	3	94.768	94.768	59.617	59.617
Contas a receber da concessão	3	897.543	897.543	704.017	704.017
Instrumentos financeiros derivativos	2	23.392	23.392	17.861	17.861

PASSIVO	Nível	2017		2016	
		Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Fornecedores	2	100.429	100.429	84.817	84.817
Empréstimos, financiamentos, debêntures, encargos de dívidas	2	859.409	860.501	614.426	614.245
Obrigações intra-setoriais	2	62.608	62.608	73.382	73.382
Passivo financeiros setoriais	3	71.785	71.785	77.125	77.125
Instrumentos financeiros derivativos	2	4.101	4.101	14.707	14.707

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

#### Não derivativos - classificação e mensuração

##### a) Empréstimos e recebíveis

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

##### b) Aplicações financeiras avaliadas ao valor justos por meio resultado e ao custo amortizado

Os saldos das aplicações financeiras em Certificados de Depósitos Bancários - CDB 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.

##### c) Ativos financeiros disponíveis para venda

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

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

##### d) Passivos financeiros pelo custo amortizado

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

Empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas e debêntures - Os instrumentos financeiros estão classificados como passivos financeiros ao custo amortizado. Os valores contábeis dos empréstimos e financiamentos vinculados aos investimentos, obtidos em moeda nacional, junto a Eletrobrás, BNDES, e empréstimos com bancos comerciais, se aproximam de seus respectivos valores justos, já que operações similares não estão disponíveis no mercado financeiro, com vencimentos e taxas de juros comparáveis.

### 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 dezembro 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\$3.693 (R\$4.840 em 2016) e reconhecido no resultado financeiro no mesmo momento em que o valor justo de "swap" de taxa de juros era reconhecido no resultado.

Em jul/2017, a Companhia realizou a captação de R\$ 75,5 milhões através da emissão de debêntures e efetuou a designação formal de parte de suas operações de proteção do tipo "swap" (instrumento de hedge) para troca de variação de juros pré-fixado para pós-fixados em CDI.

Em out/2017, a Companhia realizou a captação de R\$ 131 milhões através da emissão de debêntures e efetuou a designação formal de parte de suas operações de proteção do tipo "swap" (instrumento de "hedge") para troca de variação de juros pré-fixado para pós-fixados em CDI.

### Fair Value Option

A Companhia optou pela designação formal de novas operações de dívidas contratadas em 2017, para as quais possui instrumentos financeiros derivativos de proteção do tipo "swap" para troca de variação cambial e juros, como mensuradas ao valor justo. A opção pelo valor justo ("Fair Value Option") tem o intuito de eliminar ou reduzir uma inconsistência de mensuração ou reconhecimento de determinados passivos, no qual de outra forma, surgiria. Assim, tanto os "swaps" quanto as respectivas dívidas passam a ser mensuradas ao valor justo e tal opção é irrevogável, bem como deve ser efetuada apenas no registro contábil inicial da operação. Em 31 de dezembro de 2017, tais dívidas e derivativos, assim como os demais ativos e passivos mensurados ao valor justo por meio do resultado tem quaisquer ganhos ou perdas resultantes de sua re-mensuração reconhecidos no resultado da Companhia.

Durante o exercício, o valor contábil das dívidas designadas como "Fair Value Option" foi impactado em R\$281 e reconhecido como resultado financeiro no mesmo momento em que o valor justo de "swap" de taxa de juros era reconhecido no resultado.

A Companhia não possui avaliação de risco de crédito ou instrumento derivativo contratado para esta exposição. Na avaliação da Companhia, a alteração do risco de crédito não tem impacto significativo.

### Incertezas

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

### Administração financeira de risco

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

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

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

### Gestão de Risco de Capital

O índice de endividamento no final dos exercícios são:

	2017	2016
Dívida <sup>(1)</sup>	859.409	614.426
Caixa e equivalentes de caixa	(67.634)	(61.020)
<b>Dívida Líquida</b>	<b>791.775</b>	<b>553.406</b>
Patrimônio líquido <sup>(2)</sup>	753.262	792.346
<b>Índice de endividamento líquido</b>	<b>1,05</b>	<b>0,70</b>

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

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

#### a) Risco de liquidez

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

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

	Taxa média de juros efetiva ponderada (%) meses	Até 6 meses	De 6 a 12 meses	De 1 a 3 anos	De 3 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	6,89%	100.429	-	-	-	-	100.429
Empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas e debêntures	8,45%	95.843	252.537	307.921	288.110	59.313	1.003.724
Parcelamento de Taxas Regulamentares	7,10%	4.070	3.847	5.129	-	-	13.046
Instrumentos Financeiros Derivativos		(2.817)	(155)	(628)	16.061	6.829	19.290
<b>Total</b>		<b>197.525</b>	<b>256.229</b>	<b>312.422</b>	<b>304.171</b>	<b>66.142</b>	<b>1.136.489</b>

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. Constituído no primeiro trimestre de 2010, o Comitê de Auditoria do Conselho de Administração tem a função de supervisionar se a administração do Grupo vem seguindo as regras e princípios estabelecidos na política

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

#### Exposição a riscos de crédito

O valor contábil dos ativos financeiros representa a exposição máxima do crédito, conforme apresentado abaixo:

	Nota	2017	2016
Caixa e equivalentes de caixa	5.1	67.634	61.020
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	5.2	162.670	78.060
Consumidores e concessionárias	6	245.696	183.179
Títulos de créditos a receber	7	14.457	-
Ativos financeiros setoriais	10	94.768	59.617
Contas a receber da concessão	14	897.543	704.017
Instrumentos financeiros derivativos	30	23.392	17.861

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

Parte dos empréstimos e financiamentos, em moeda nacional, apresentados na nota explicativa nº 17, é composta de financiamentos obtidos junto a diversos agentes de fomento nacional (Eletrobrás) e 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 suscetível a variações dos passivos atrelados a moedas estrangeiras, principalmente ao dólar norte-americano. A taxa de câmbio do dólar norte-americano encerrou o exercício findo em 31 de dezembro de 2017 com alta de 1,50% sobre 31 de dezembro de 2016, cotado a R\$3,3080/USD. A

volatilidade do dólar norte-americano em 31 de dezembro de 2017 era de 11,95%, enquanto em 31 de dezembro de 2016 era de 14,40%.

Do montante das dívidas bancárias e de emissões da Companhia em 31 de dezembro de 2017, de R\$865.774 (R\$616.463 em 2016), R\$239.022 (R\$218.746 em 2016) estão representados em dólares conforme nota explicativa nº 17. As operações que possuem proteção cambial e os respectivos instrumentos financeiros utilizados estão detalhadas abaixo.

Os empréstimos em dólares têm custo de até variação cambial + 4,04% ao ano e possuem vencimentos de longo prazo, sendo o último vencimento em maio de 2022.

O balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2017 apresenta R\$1.130 no ativo circulante, R\$22.262 (R\$17.861 em 2016) no ativo não circulante e R\$4.101 (R\$14.707 em 2016) no passivo circulante a título de marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos atrelados ao câmbio e aos juros, originados da combinação de fatores usualmente adotados para precificação a mercado de instrumentos dessa natureza, como volatilidade, cupom cambial, taxa de juros e cotação do dólar. Não se tratam de valores materializados, pois refletem os valores da reversão dos derivativos na data de apuração, o que não corresponde ao objetivo de proteção das operações de hedge e não representa expectativa da Administração. À medida que os limitadores estabelecidos para as operações vigentes não forem ultrapassados, conforme abaixo descrito, deverá ocorrer a reversão dos lançamentos de marcação a mercado ora refletidos nas demonstrações financeiras. Por outro lado, uma maior deterioração da volatilidade, do cupom cambial e da cotação do dólar, poderá implicar no aumento dos valores ora contabilizados.

A Companhia possui proteção contra variação cambial adversa de 100% dos financiamentos atrelados ao dólar, protegendo o valor principal e dos juros até o vencimento. As proteções acima estão divididas nos instrumentos descritos a seguir:

Operação	Notional (USD)	Custo Financeiro (% a.a.)		Vencimento	Designação
		Ponta Ativa	Ponta Passiva		
Resolução 4131 - Itaú BBA	65.030	VC + 4,04%	CDI + 2,72%	13/04/2020	Fair Value Hedge
Resolução 4131 - Citibank	11.196	VC + (Libor + 1,70%) x 117,65%	CDI + 1,56%	16/05/2022	Fair Value Option
Resolução 4131 - Citibank	11.196	VC + (Libor + 1,80%)	CDI + 1,56%	16/05/2022	Fair Value Option

A Adicionalmente, a Companhia possui operações de swap de taxa de juros (taxas pré-fixadas, CDI) associada ao "Notional" de seu endividamento em moeda local (Reais). As operações de swap de juros estão relacionadas a seguir:

Operação	Notional (BRL)	Custo Financeiro (% a.a.)		Vencimento	Designação
		Ponta Ativa	Ponta Passiva		
Itaú BBA X ETO	39.771	IPCA + 5,60%	101,75% CDI	15/06/2022	Fair Value Hedge
Itaú BBA X ETO	35.696	IPCA + 5,66%	102,65% CDI	14/06/2024	Fair Value Hedge
JP Morgan X ETO	9.526	IPCA + 4,49%	100,90% CDI	17/10/2022	Fair Value Hedge
JP Morgan X ETO	1.775	IPCA + 4,71%	101,60% CDI	15/10/2024	Fair Value Hedge
JP Morgan X ETO	3.304	IPCA + 5,11%	103,50% CDI	15/10/2027	Fair Value Hedge

De acordo com o CPC 40, apresentam-se abaixo os valores dos instrumentos financeiros derivativos da Companhia, cujos valores não foram contabilizados como “fair value Option”, vigentes em 31 de dezembro de 2017:

Fair Value Option	Valor de referência		Descrição	Valor justo	
	2017			2017	
Dívida designada para “Fair Value Option”	70.000		Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	(74.675)	
Swap Cambial (Derivativo)	70.000		Posição Ativa		
			Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	74.675	
			Posição Passiva		
			Taxa de Juros CDI	(70.707)	
			Posição Líquida Swap	3.968	
			Posição Líquida Dívida + Swap	(70.707)	

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

Fair Value Hedge	Valor de Referência		Descrição	Valor Justo	
	2017	2016		2017	2016
Dívida (Objeto de Hedge)*	151.351	200.000	Moeda Estrangeira - USD e Libor	(164.346)	(218.746)
Swap Cambial (Instrumento de Hedge)	151.351	200.000	Posição Ativa		
			Moeda Estrangeira - USD e Libor	164.346	218.746
			Posição Passiva		
			Taxa de Juros CDI	(152.083)	(215.592)
			Posição Total	12.263	3.154
			Posição Líquida Dívida + Swap	(152.083)	(215.592)

Fair Value Hedge	Valor de referência		Descrição	Valor justo	
	2017			2017	
Dívida (Objeto de Hedge)	90.072		Taxa Pré-Fixada	(96.118)	
Swap de Juros (Instrumento de Hedge)	90.072		Posição Ativa		
			Taxa Pré-Fixada	96.124	
			Posição Passiva		
			Taxa de Juros CDI	(93.064)	
			Posição Líquida Swap	3.060	
			Posição Líquida Dívida + Swap	(93.058)	

(\*) 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 pela Companhia em 2017 e 2016 foi apurado com base nas cotações de mercado para contratos com condições similares. Suas variações estão diretamente associadas às variações dos saldos das dívidas relacionadas na nota explicativa nº 17 e 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 dezembro de 2017, com a simulação dos efeitos nas demonstrações financeiras futuras, por tipo de instrumento financeiro e para três cenários distintos, seriam obtidos os seguintes resultados (ajustados a valor presente para a data base):

Operação	Exposição	Risco	Cenário I (Provável) (*)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Dívida Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	(81.351)		(63.718)	(119.065)	(174.412)
Variação Dívida	-		17.633	(37.714)	(93.061)
<b>Swap Cambial</b>					
<b>Posição Ativa</b>					
Instrumentos Financeiros Derivativos - USD e LIBOR	239.022		221.389	276.736	332.083
Variação - USD e LIBOR	-	Alta US\$	(17.633)	37.714	93.061
<b>Posição Passiva</b>					
Instrumentos Financeiros Derivativos - Taxa de Juros CDI	(222.790)		(222.790)	(222.790)	(222.790)
Variação - Taxa de Juros CDI	-		-	-	-
<b>Subtotal</b>	<b>16.232</b>		<b>(1.401)</b>	<b>53.946</b>	<b>109.293</b>
<b>Total Líquido</b>	<b>(65.119)</b>		<b>(65.119)</b>	<b>(65.119)</b>	<b>(65.119)</b>

(\*) 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 pré-fixada brasileira em reais para 31 de dezembro de 2017, atingem seu objetivo, o que é refletido no valor presente negativo de R\$65.120, 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%, e em função da Companhia não possuir atualmente limitadores, levaria a valor presente negativo de R\$65.120 em ambos os casos.

### b) Variação das taxas de juros

Considerando a manutenção da exposição às taxas de juros de 31 de dezembro de 2017, com a simulação dos efeitos nas demonstrações financeiras futuras, por tipo de instrumento financeiro e para três cenários distintos, seriam obtidos os seguintes resultados (ajustados a valor presente para a data base das demonstrações financeiras):

Operação	Exposição	Risco	Cenário I (Provável) (*)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Dívida Moeda Local - Taxa de Juros	(90.072)		(90.072)	(90.072)	(90.072)
Variação Dívida	-		-	-	-
<b>Swap de Juros</b>					
<b>Posição Ativa</b>					
Instrumentos Financeiros Derivativos - Pré	96.124		96.124	96.124	96.124
Variação - Taxa de Juros	-	Alta CDI	-	-	-
<b>Posição Passiva</b>					
Instrumentos Financeiros Derivativos - CDI	(93.064)		(93.064)	(102.388)	(111.710)
Variação - CDI + TJLP	-		-	(9.324)	(18.646)
<b>Subtotal</b>	<b>3.060</b>		<b>3.060</b>	<b>(6.264)</b>	<b>(15.586)</b>
<b>Total Líquido</b>	<b>(87.012)</b>		<b>(87.012)</b>	<b>(96.336)</b>	<b>(105.658)</b>

Considerando que o cenário de exposição dos instrumentos financeiros indexados às taxas de juros de 31 de dezembro de 2017 seja mantido e que os respectivos indexadores anuais acumulados sejam (CDI = 9,94%, TJLP = 7,12% 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	227.730	Alta CDI	15.372	19.215	23.058
Instrumentos financeiros passivos:					
Swap	(222.790)	Alta CDI	(15.038)	(18.798)	(22.557)
Empréstimos, financiamentos e debêntures.	(311.196)	Alta CDI	(21.006)	(26.258)	(31.509)
	(94.554)	Alta TJLP	(6.619)	(8.274)	(9.929)
	(93.216)	Alta IPCA	(2.750)	(3.438)	(4.125)
	(68.311)	Alta SELIC	(4.611)	(5.764)	(6.917)
<b>Subtotal (**)</b>					
<b>Total (Perdas)</b>	<u>(790.067)</u>		<u>(50.024)</u>	<u>(62.532)</u>	<u>(75.037)</u>
	<u>(562.337)</u>		<u>(34.652)</u>	<u>(43.317)</u>	<u>(51.979)</u>

(\*) Considera o CDI de 31 de dezembro de 2018 (6,75% ao ano), cotação das estimativas apresentadas pela recente Pesquisa do BACEN, datada de 31 de dezembro de 2017, TJLP 7,00% ao ano e Selic 6,75% s IPCA 2,95%.

(\*\*) Não inclui as operações pré-fixadas no valor de R\$75.707

### Gerenciamento de risco de liquidez

O risco de liquidez representa o risco da Companhia enfrenar 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.

## 31 Benefícios pós-emprego

### Plano de suplementação 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.

A Companhia patrocina, em conjunto com seus empregados em atividade, ex-empregados e respectivos beneficiários, planos de benefícios de aposentadoria e pensão, com o objetivo de complementar e suplementar os benefícios pagos pelo sistema oficial da previdência social, cuja administração é feita por meio da Energisaprev - Fundação Energisa de Previdência, entidade fechada de previdência complementar, multipatrocinada, constituída como fundação, sem fins lucrativos, com autonomia administrativa e financeira, com funcionamento autorizado pela Portaria nº 47, de 24/10/2003, do Ministério da Previdência Social - Secretaria de Previdência Complementar. É resultado do processo de fusão das seguintes fundações: a) FUNREDE - Fundação Rede de Segurança; b) FUNGRAPA - Fundação Grão Pará de Previdência e c) PREVIMAT - Fundação de Previdência e Assistência Social dos Empregados da EMT.

Os planos de benefício instituídos pela Companhia junto à Energisaprev são:

#### a. Plano de Benefícios Elétricas BD-I:

Instituído em 1/8/1986, encontra-se em extinção desde 31/12/1998, quando foi bloqueada a adesão de novos participantes. Assegura benefícios suplementares à aposentadoria por tempo de serviço/velhice, aposentadoria por invalidez, auxílio-doença, pensão por morte e pecúlio por morte.

O plano está estruturado na forma de Benefício Definido e é custeado pelos Participantes, pelos Assistidos e pelas Patrocinadoras.



#### b. Plano de Benefícios Elétricas-R:

Obteve autorização e aprovação para a aplicação do seu regulamento por meio da Portaria nº 880, de 12/1/2007, emitida pelo Departamento de Análise Técnica da Secretaria de Previdência Complementar do MPS. Assegura os seguintes benefícios: Suplementação da aposentadoria por invalidez, suplementação do auxílio-doença, suplementação da pensão por morte e pecúlio por morte.

O plano está estruturado na forma de Benefício Definido. Os benefícios são custeados exclusivamente pelas empresas patrocinadoras do plano elétricas OP, e de forma solidária com as demais Patrocinadoras, Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A - EMT e a EnergisaPrev - Fundação Energisa de Previdência

Antes da fusão, os planos eram contabilizados em separado, e a partir de então as contas são prestadas de forma comum, em um único balancete, por conta da legislação que regulamenta as entidades de previdência complementar. Todavia, especificamente para efeitos desta Avaliação e para o cumprimento da Deliberação CVM 695/2012, impõe-se a aferição compartimentada dos compromissos atuariais das despesas com contribuições, dos custos e do ativo do Plano de Benefícios-R, por empresa patrocinadora.

#### c. Plano de Benefícios Elétricas-OP:

Instituído em 1/1/1999 e assegura o benefício de Renda Mensal Vitalícia, após o prazo de diferimento.

Durante o prazo de diferimento do benefício, este plano está estruturado na modalidade de Contribuição Variável e o valor da Renda Mensal Vitalícia está sempre vinculado ao montante financeiro das contribuições acumuladas a favor do participante.

A Renda Mensal Vitalícia, uma vez iniciada, é atualizada monetariamente uma vez por ano, sendo nessa fase considerada Benefício Definido.

#### 1.1. Situação financeira dos planos de benefícios - avaliação atuarial - data base 31 de dezembro de 2017

Com base na avaliação atuarial elaborada por atuários independentes da Companhia em 31 de dezembro de 2017, os planos de benefícios definidos, seguindo os critérios requeridos pelo CPC 33 (R1) (IAS 19) - Benefício a empregados, apresentam a seguinte situação:

##### a. Informações dos participantes:

	Planos de Benefícios		
	BD-I	OP	R
Número Participantes	2	-	1.187
Número Assistidos	7	4	4
Número Beneficiários Pensionistas (famílias)	24	-	5
	<b>33</b>	<b>4</b>	<b>1.196</b>

## b. Premissas utilizadas nesta avaliação atuarial:

Taxas ao ano	Avaliação atuarial 2017	Avaliação atuarial 2016
01 Taxa de desconto real para cálculo do valor presente	5,14% planos BD-I e OP; 5,28% plano R	6,10% - todos os planos
02 Taxa de rendimento esperada sobre os ativos dos planos	9,35% planos BD-I e OP; 9,49% plano R	11,94% - todos os planos
03 Taxa de crescimento salarial futura real	7,38% e N/A p/Elétricas OP	8,67% e N/A p/Elétricas OP
04 Taxa de crescimento real dos benefícios		
Da Previdência Social	0	0
Do Plano	0	0
05 Taxa de inflação	4,00% a.a.	5,50% a.a.
06 Fator de capacidade		
Dos Salários	1	1
Dos Benefícios	1	1
07 Tábua de mortalidade Geral	BR-EMS 2015 por sexo	AT 2000 Suav. 10%
08 Tábua de mortalidade de inválidos	Light média e N/A p/Elétricas OP	Light média e N/A p/Elétricas OP
09 Tábua de entrada em invalidez	MI85 e N/A p/ Elétricas OP	MI85 e N/A p/ Elétricas OP
10 Tábua de rotatividade	0% a.a.	0% a.a.

As premissas atuariais adotadas são imparciais e mutuamente compatíveis. A taxa de desconto é baseada no rendimento do título público NTN-B, indexado ao IPCA. O título foi utilizado pois apresenta características condizentes com as características dos benefícios. A taxa de rendimento esperado sobre os ativos do plano reflete as expectativas de mercado relativas a rendimentos dos ativos do plano. A taxa de crescimento salarial real é baseada na experiência histórica da Companhia.

Para a apuração do valor presente das obrigações de benefício definido é empregado o método do crédito unitário projetado. Esse método é obrigatório segundo CPC 33 (R1) (IAS 19).

Eventuais diferenças atuariais são reconhecidas como "remensurações" em outros resultados abrangentes. Quando o saldo da obrigação se mostrar superior ao valor justo dos ativos do plano, o déficit deve ser reconhecido no passivo da patrocinadora.

## c. Conciliação da posição dos fundos de benefício definido

	BD-I		OP		R		Total	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
<b>Valor presente da obrigação de benefício definido</b>								
Saldo no início do exercício	7.762	6.552	1.982	1.415	4.655	3.765	14.399	11.732
Custo do serviço corrente	5	6	-	-	246	256	251	262
Custo dos juros	881	846	227	183	546	499	1.654	1.528
Benefícios pagos	(576)	(553)	(146)	(158)	(186)	(173)	(908)	(884)
Ganhos/Perdas atuariais	848	911	126	542	184	308	1.158	1.761
<b>Saldo no final do exercício (a)</b>	<b>8.920</b>	<b>7.762</b>	<b>2.189</b>	<b>1.982</b>	<b>5.445</b>	<b>4.655</b>	<b>16.554</b>	<b>14.399</b>
<b>Valor justo dos ativos do plano</b>								
Saldo no início do exercício	7.603	7.140	2.240	1.523	3.610	3.035	13.453	11.698
Retorno esperado	876	924	283	228	489	417	1.648	1.569
Contribuições efetuadas (participantes e empresa)	14	-	-	424	728	1.166	742	1.590
Benefícios pagos	(576)	(553)	(146)	(158)	(186)	(173)	(908)	(884)
Ganhos/Perdas atuariais	114	92	197	223	(181)	(835)	130	(520)
<b>Saldo no final do exercício (b)</b>	<b>8.031</b>	<b>7.603</b>	<b>2.574</b>	<b>2.240</b>	<b>4.460</b>	<b>3.610</b>	<b>15.065</b>	<b>13.453</b>
<b>Posição líquida (a) (b)</b>	<b>(889)</b>	<b>(159)</b>	<b>385</b>	<b>258</b>	<b>(985)</b>	<b>(1.045)</b>	<b>(1.489)</b>	<b>(946)</b>
<b>Limite do Ativo (Resolução CGPC nº 26/2008)</b>								
Déficit/Superávit passível de reconhecimento	(889)	(159)	385	258	(985)	(1.045)	(1.489)	(946)
Não reconhecida - Limite do Ativo	-	-	385	258	-	-	385	258
Reconhecida	(889)	(159)	-	-	(985)	(1.045)	(1.874)	(1.204)

## d. Composição dos ativos dos planos

	BD-I		OP		R	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Investimentos:						
Títulos públicos	62,06%	69,02%	55,52%	53,96%	71,92%	70,21%
Créditos privados e depósitos	10,75%	12,75%	11,25%	22,45%	10,86%	10,06%
Ações	0,00%	0,97%	0,00%	0,91%	0,00%	0,84%
Fundos de investimento	18,36%	8,21%	18,96%	8,52%	16,14%	17,86%
Investimentos Imobiliários	8,49%	8,69%	7,93%	8,15%	0,00%	0,00%
Empréstimos e financiamentos	0,30%	0,31%	6,29%	5,96%	1,05%	0,98%
Outros	0,04%	0,05%	0,05%	0,06%	0,03%	0,05%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Reconciliação	2017	2016
Posição líquida em 2016 e 2015	(1.204)	(730)
Efeito em Outros Resultados Financeiros	(1.098)	(1.375)
Contribuição do empregador	743	1.166
Efeito no Resultado do Exercício	(315)	(265)
<b>Posição líquida em 2017 e 2016</b>	<b>(1.874)</b>	<b>(1.204)</b>
Circulante	(390)	(315)
Não Circulante	(1.484)	(889)

Uso de estimativa: Os compromissos atuariais com os planos de suplementação de aposentadoria e pensões são provisionados com base em cálculo atuarial elaborado anualmente por atuário independente, de acordo com o método da unidade de crédito projetada, líquido dos ativos garantidores do plano, quando aplicável, sendo os custos correspondentes reconhecidos durante o período aquisitivo dos empregados, em conformidade com a Deliberação CVM 695 de 13 de dezembro de 2012 e as regras contábeis estabelecidas no Pronunciamento Técnico CPC nº 33 R1 (IAS 19) do Comitê de Pronunciamentos Contábeis. Os superávits com planos de benefícios a empregados não são contabilizados.

O método da unidade de crédito projetada considera cada período de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, que são acumuladas para o cômputo da obrigação final. Adicionalmente são utilizadas outras premissas atuariais, tais como hipóteses biométricas e econômicas e, também, dados históricos de gastos incorridos e de contribuição dos empregados.

Os ganhos e perdas atuariais gerados por ajustes e alterações nas premissas atuariais dos planos de benefícios de pensão e aposentadoria e os compromissos atuariais relacionados ao plano de assistência médico são reconhecidos integralmente em outros resultados abrangentes no patrimônio líquido.

#### Plano de saúde

A Companhia mantém benefício pós emprego e Assistência Médico-Hospitalar para os empregados ativos, aposentados e pensionistas e seus dependentes legais. As contribuições mensais da Companhia correspondem aos prêmios médios calculados pela Seguradora, multiplicado pelo número de vidas seguradas. Esses prêmios são reajustados anualmente, em função da sinistralidade, pela variação dos custos médicos e hospitalares, dos custos de comercialização e de outras despesas incidentes sobre a operação do seguro, com o objetivo de manter o equilíbrio técnico-atuarial da apólice. As contribuições arrecadadas dos aposentados, pensionistas e ex-funcionários são reajustadas pela inflação (INPC).

No exercício de 2017 a Companhia procedeu o cálculo atuarial do plano de benefício pós emprego (Despesas de Assistência Médico-Hospitalar) tendo apurado o montante de R\$7.702, dos quais R\$1.774 foi registrado na rubrica entidade de previdência privada - despesa de pessoal, R\$203 em outras despesas financeiras na demonstração de resultado exercício. Além de, R\$5.725 referente aos ganhos e perdas atuarias contabilizados em outros resultados abrangentes, líquidos de impostos no patrimônio líquido.

A Companhia participa do custeio de planos de saúde a seus empregados, administrados por operadoras reguladas pela ANS. No caso de rescisão e/ou aposentadoria, os empregados podem permanecer no plano desde que assumam a totalidade do custeio. No exercício findo em 31 de dezembro de 2017 as despesas com o plano de saúde foram de R\$8.406 (R\$7.060 em 2016).

Abaixo são apresentados a conciliação dos saldos reconhecidos no balanço, um demonstrativo da movimentação do passivo (ativo) atuarial líquido, no exercício, e o total da despesa reconhecida na demonstração do resultado consolidado.

	2017
Valor presente das obrigações no início do ano	(1.700)
Custo do serviço corrente bruto (com juros)	(74)
Juros sobre obrigação atuarial	(203)
Perdas (ganhos) atuarial sobre a obrigação atuarial	(5.725)
Valor das obrigações calculadas no final do ano	(7.702)
Circulante	(1.060)
Não Circulante	(6.642)

Demonstração das despesas para os exercícios de 2018, segundo critérios do CPC33 (IAS 19):

	2018
Custo do serviço corrente (com juros)	(329)
Juros sobre as obrigações atuariais	(731)
Valor das obrigações calculadas no final do ano	(1.060)

## 32 Compromissos

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

Vigência	Contrato de compra de energia (*)				
	2018	2019	2020	2021	Após 2021
2018 a 2048	443.318	470.435	356.162	363.097	6.635.017

(\*) Não estão incluídos os valores referentes à Quota do Proinfa.

Os valores relativos aos contratos de compra de energia, com vigência de 8 a 30 anos, representam o volume contratado pelo preço médio corrente findo do exercício de 2017 e foram homologados pela ANEEL.

## 33 Meio Ambiente (\*)

A Energisa Tocantins trata os impactos sociais e ambientais de seus produtos, processos e instalações, através de programas e práticas que evidenciam a sua preocupação e responsabilidade para com o meio ambiente, dentre as quais merecem destaque:

1. Redes isoladas: são usados cabos isolados nas redes onde a arborização poderia ser mais afetada pelo contato com a baixa tensão energizada, e os vãos são dimensionados dentro do possível para preservar o equilíbrio ecológico. Da mesma forma, são usados cabos protegidos nas redes de média tensão que têm proximidades com arborização, de forma a evitar podas indesejáveis;
2. Proativamente desde os primórdios do lançamento da Lei de Recursos Hídricos no país, a empresa está engajada em movimentos de formação de consórcios de bacias hidrográficas. A Energisa Participa do Conselho Estadual de Recursos Hídricos de Tocantins CERH-TO. Temos também, atuação no Conselho Municipal de Meio Ambiente na cidade de Palmas e na Comissão Interinstitucional de Educação Ambiental - CIEA do Estado do Tocantins.
3. Disposição e tratamento de resíduos: além de ter conhecimento da natureza e das quantidades de resíduos gerados durante seu processo de produção, possui procedimentos para manuseio, transporte e destinação final de produtos, todos em conformidade a legislação.
4. A ETO possui controle dos resíduos perigosos, sendo encaminhados para a disposição final por meio de empresa licenciada e apta a emitir Certificado de Destinação Final. A empresa tem consciência de sua

responsabilidade ambiental, procedendo desta forma à regeneração de óleo isolante utilizados em seus equipamentos, garantindo a reutilização deste material e evitando a contaminação do meio ambiente. Dentro deste princípio temos procedimento para descarte controlado de lâmpadas de vapor de sódio, vapor de mercúrio e fluorescente existentes nas instalações e disponibiliza papa-pilha e bateria, para os colaboradores depositarem os resíduos, com destinação de forma adequada através de empresa devidamente licenciadas.

5. Desde o ano 1997, o setor possui sistema de controle de velocidade (microcomputador de bordo), que além auxiliar no controle e eficiência do consumo de combustível, contribui para a diminuição da emissão de CO<sub>2</sub>eq. Outro impacto positivo que o equipamento proporciona é o resultado da diminuição das ocorrências de acidentes de trânsito e caindo drasticamente a gravidade dos acidentes. A ENERGISA Tocantins mantém os veículos da frota revisados e inspecionados periodicamente de acordo com a norma do fabricante e procedimentos internos.
6. Contratação de fornecedores que, comprovadamente, tenham boa conduta ambiental. E informa aos parceiros e clientes sobre as boas práticas adotadas pela empresa na preservação e defesa do meio ambiente que visam em suma preservar a vida.
7. Estímulo à educação ambiental, no intuito de aumentar a conscientização dos colaboradores para utilizar os recursos naturais de forma racional e sustentável, além da otimização de sua qualidade de vida, refletindo em suas famílias e em toda a sociedade. Neste sentido desenvolveu ações junto a comunidade direcionando para a economia de energia elétrica e a campanha contra a queimada de vegetação e o impacto nas redes de energia elétrica.

No exercício de 2017, os montantes gastos nos projetos acima descritos totalizaram R\$3.701 mil (R\$125 mil em 2016). Neste ano incluiu os investimentos com redes isoladas.

(\*) Informações fora do escopo dos auditores independentes.

### 34 Informações adicionais aos fluxos de caixa

Em 2017 e 2016, as movimentações patrimoniais que não afetaram o fluxo de caixa da Companhia são:

	2017	2016
<b>Atividades operacionais</b>		
Contas a receber da concessão - Bifurcação de Ativos	197.786	61.476
Contas a receber da concessão - Valor justo ativo indenizável	21.957	29.453
Pagamento de Fornecedores a prazo	10.951	6.817
<b>Atividades de investimentos</b>		
Partes relacionadas - Dividendos compensados	87.137	2.326
Intangível - incorporação de redes	2.710	6.729
Aquisição de intangível com pagamento a prazo	10.951	6.817
<b>Atividades de financiamentos</b>		
Incorporação de redes	2.710	6.729
Dividendos compensados com parte relacionadas	87.137	2.326
Capitalização de Reserva	10.538	10.165

### 35 Eventos subsequentes

- Bandeiras tarifárias:

A ANEEL definiu a aplicação da Bandeira Verde para os meses de janeiro a março de 2018, resultado de análises do cenário hidrológico do país.

- Empréstimos Contratados

Em 31 de Janeiro de 2018 a Companhia captou junto ao Bank Of América N.A., R\$100.000 em moeda estrangeira com vencimento em 29/01/2021, indexado pela taxa Libor com spread de 1,20% a.a. A Companhia realizou swap para a taxa de CDI + 1,47% a.a., retirando-se o risco cambial da operação.

## Conselho de Administração

---

**Ivan Müller Botelho**  
Presidente

**Ricardo Perez Botelho**  
Vice-Presidente

**Antonio José de Almeida Carneiro**  
Conselheiro

**André La Saigne de Botton**  
Conselheiro

**Alankardek Ferreira Moreira**  
Conselheiro

## Diretoria Executiva

---

**Márcio Mario Zidan**  
Diretor Presidente

**Mauricio Perez Botelho**  
Diretor Financeiro

**Alexandre Nogueira Ferreira**  
Diretor de Assuntos Regulatórios e Estratégia

**Alankardek Ferreira Moreira**  
Diretor de Relações Institucionais

**Alessandro Brum**  
Diretor Técnico e Comercial

**Daniele Araújo Salomão Castelo**  
Diretora Administrativa e de Controles

**Roberto Carlos Pereira Currais**  
Diretor sem designação específica

**Vicente Cortes de Carvalho**  
Diretor Contábil, Tributário e Patrimonial  
CRC-MG 042523/O-7 "S" TO

**Alane Fernandes Maciel**  
Contadora  
CRC TO-003103/O-3

## Relatório do Auditor Independente sobre as Demonstrações Financeiras

---

Aos  
Acionistas, Conselheiros e Administradores da  
Energisa Tocantins - Distribuidora de Energia S.A.  
Palmas - TO

### Opinião com ressalva

Examinamos as demonstrações financeiras da Energisa Tocantins - Distribuidora de Energia S.A. ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2017 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis.

Em nossa opinião, exceto pelos possíveis efeitos do assunto descrito na seção "Base para opinião com ressalva", se houver, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Energisa Tocantins - Distribuidora de Energia S.A. em 31 de dezembro de 2017, o desempenho de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB)*.

### Base para opinião com ressalva

Conforme mencionado na nota explicativa<sup>12</sup> às demonstrações financeiras, a Energisa Tocantins - Distribuidora de Energia S.A. possui créditos a receber do Governo do Estado de Tocantins nos montantes de R\$50.602 mil e R\$25.094 mil (R\$84.848 mil e R\$24.834 mil, em 2016), referentes ao programa Reluz Tocantins e ao convênio firmado para a implementação de linhas de transmissão interligando Tocantinópolis a Xambioá, respectivamente. Em 31 de dezembro de 2017, devido à ausência de análises e documentação suporte que demonstrem as condições de realização do ativo, não foi possível nos satisfazerem quanto à adequação dos referidos créditos.

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada "Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras". Somos independentes em relação à Companhia de acordo com os princípios éticos relevantes previstos pelo Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com nossas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

### Outros assuntos

#### *Auditoria dos valores correspondentes*

As demonstrações financeiras da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2016 foram examinadas por outro auditor independente que emitiu relatório em 23 de março de 2017 com opinião com ressalva relativa ao assunto mencionado na seção "base para opinião com ressalva" sobre essas demonstrações financeiras.

#### *Demonstração do valor adicionado*

A demonstração do valor adicionado (DVA), referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017, elaborada sob a responsabilidade da Administração da Companhia, e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foi submetida a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e são consistentes em

relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

#### **Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras e o relatório do auditor**

A Administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração e o Balanço Social.

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras não abrange o Relatório da Administração e o Balanço Social e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esses relatórios.

Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e o Balanço Social e, ao fazê-lo, considerar se esses relatórios estão, de forma relevante, inconsistentes com as demonstrações financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparentam estar distorcidos de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no relatório da Administração e/ou no Balanço Social, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

#### **Responsabilidade da Administração e da governança pelas demonstrações financeiras**

A Administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB)*, e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras, a Administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações financeiras, a não ser que a Administração pretenda liquidar a Companhia ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

#### **Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras**

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras tomadas em conjunto estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas, não, uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações financeiras.

Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais;
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia;
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela Administração;



- Concluimos sobre a adequação do uso, pela Administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.

Rio de Janeiro, 14 de março de 2018.

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

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