

## Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S/A | Resultados do 1º trimestre de 2018

João Pessoa, 10 de maio de 2018 - A Administração da Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S/A (“Energisa Paraíba”, “EPB” ou “Companhia”) apresenta os resultados do primeiro trimestre (1T18). As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicado o contrário, são apresentadas de acordo com os Padrões Internacionais de Demonstrações Financeiras (International Financial Reporting Standards - IFRS).

### 1. Considerações gerais

A Energisa Paraíba é uma distribuidora de energia elétrica que atende a 1.410,4 mil clientes e uma população de aproximadamente 3,3 milhões de habitantes em 216 municípios do Estado da Paraíba, em uma área de 54.595 Km<sup>2</sup>.

### 2. Desempenho econômico-financeiro

#### 2.1 Destaques

Resume-se a seguir o desempenho econômico-financeiro da Companhia no primeiro trimestre de 2018 e 2017:

Desempenho Econômico-Financeiro			
Resultados - R\$ milhões			
Descrição	1T18	1T17	Variação %
Receita Operacional Bruta	748,4	620,6	+ 20,6
Receita Operacional Bruta, sem receita de construção	722,6	591,9	+ 22,1
Receita Operacional Líquida	503,2	402,0	+ 25,2
Receita Operacional Líquida, sem receita de construção	477,4	373,3	+ 27,9
Resultado antes das Receitas e Despesas Financeiras (EBIT)	98,4	73,5	+ 33,9
EBITDA	115,6	91,1	+ 26,9
EBITDA Ajustado	125,2	99,0	+ 26,5
Resultado financeiro	(6,5)	(9,6)	- 32,3
Lucro Líquido	77,5	53,6	+ 44,6
Indicadores Operacionais			
Número de Consumidores Cativos (mil)	1.410,4	1.385,7	+ 1,8
Vendas de energia a consumidores cativos (GWh)	954,9	939,9	+ 1,6
Vendas de energia a consumidores cativos + livres (TUSD) - (GWh)	1.094,1	1.067,5	+ 2,5
Perdas de Energia (% últimos 12 meses)	12,59	13,30	- 0,71
Indicador Relativo			
EBITDA Ajustado/Receita Líquida (%)	24,9	24,6	+ 0,3 p.p
Endividamento líquido/EBITDA Ajustado 12 meses (vezes)	1,5	1,2	+ 0,3 p.p
Indicadores Financeiros - R\$ milhões			
	31/03/2018	31/12/2017	Variação %
Ativo Total	2.394,9	2.232,6	+ 7,3
Caixa/Equivalentes de Caixa/Aplicações Financeiras	357,3	277,1	+ 28,9
Patrimônio Líquido	802,1	832,0	- 3,6
Endividamento Líquido	570,6	509,3	+ 12,0

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

## 2.2 Receita operacional bruta e líquida

No 1T18, a Energisa Paraíba apresentou receita operacional bruta, sem a receita de construção que é atribuída margem zero, de R\$ 722,6 milhões, ante R\$ 591,9 milhões registrados no 1T17, aumento de 22,1% (R\$ 130,7 milhões). A receita operacional líquida, também deduzida da receita de construção, mostrou avanço de 27,9% (R\$ 104,1 milhões) no trimestre, para R\$ 477,4 milhões. A seguir, as receitas operacionais por classe de consumo:

Descrição	Trimestre		
	1T18	1T17	Variação %
(+) Receita de energia elétrica (mercado cativo)	573,0	513,3	+ 11,6
✓ Residencial	296,6	262,1	+ 13,2
✓ Industrial	42,4	42,4	-
✓ Comercial	120,9	110,6	+ 9,3
✓ Rural	27,8	23,9	+ 16,3
✓ Outras classes	85,3	74,3	+ 14,8
(+) Suprimento de energia elétrica	62,8	29,8	+ 110,7
(+) Fornecimento não faturado líquido	4,7	2,3	+ 104,3
(+) Disponibilidade do sistema elétrico	18,6	14,3	+ 30,1
(+) Receitas de construção	25,8	28,7	- 10,1
(+) Constituição e amortização - CVA	14,8	0,6	+ 2.366,7
(+) Subvenções vinculadas aos serviços concedidos	42,9	32,6	+ 31,6
(+) Ativo financeiro indenizável da concessão	3,2	(2,7)	-
(+) Outras receitas	2,6	1,7	+ 52,9
<b>(=) Receita bruta</b>	<b>748,4</b>	<b>620,6</b>	<b>+ 20,6</b>
(-) Impostos sobre vendas	206,6	181,6	+ 13,8
(-) Deduções Bandeiras Tarifárias	(0,3)	(2,9)	- 89,7
(-) Encargos setoriais	38,9	39,9	- 2,5
<b>(=) Receita líquida</b>	<b>503,2</b>	<b>402,0</b>	<b>+ 25,2</b>
(-) Receitas de construção	25,8	28,7	- 10,1
<b>(=) Receita líquida, sem receitas de construção</b>	<b>477,4</b>	<b>373,3</b>	<b>+ 27,9</b>

Dentre os fatores que impactaram as receitas no trimestre se destacam:

- Crescimento de 1,8% no número de consumidores cativos, bem como o acréscimo de 2,5% das vendas de energia elétrica no mercado cativo e livre no 1T18 (vide item 4.3 deste relatório);
- Aumento tarifário médio de 14,55% a partir de 28/08/2017;
- Aumento de R\$ 14,2 milhões na constituição (líquida da amortização) da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA) em relação ao 1T17; e
- Acréscimo de R\$ 33,0 milhões no suprimento de energia.

## 2.3 Ambiente regulatório - revisão tarifária

### 2.3.1 Bandeiras tarifárias

Em janeiro de 2015, entrou em prática nas contas de energia elétrica o “Sistema de Bandeiras Tarifárias”. As receitas auferidas pela Companhia provenientes das bandeiras tarifárias no 1T18 foram de R\$ 3,4 milhões, contra R\$ 6,7 milhões registrados no 1T16.

### 2.3.2 Reajuste tarifário

Em agosto de 2017, a Agência Nacional de Energia Elétrica (“Aneel”) aprovou a 4ª revisão tarifária periódica da controlada Energisa Paraíba, aplicada a partir de 28 de agosto de 2017. O efeito médio percebido pelos consumidores em relação à tarifa anteriormente praticada foi um aumento de 14,55%, sendo 16,38% para os consumidores atendidos em alta e média tensão e de 13,94% para os consumidores em baixa tensão.

No processo de Revisão Tarifária Periódica da Energisa Paraíba, que se dá a cada quatro anos, a Aneel recalcula (i) os custos regulatórios passíveis de gerenciamento pela distribuidora (Parcela B), (ii) os custos não gerenciáveis (Parcela A), que englobam a energia comprada, o transporte da energia e os encargos setoriais, e (iii) os ajustes financeiros da Parcela A que são atualizados com base na variação de preços verificada nos doze meses anteriores.

O valor da Parcela B atingiu R\$ 633,5 milhões, após a consideração do índice de produtividade e a melhoria da qualidade no fornecimento de energia observado entre 2015 e 2016, e da dedução de outras receitas. Os componentes de remuneração do capital e da quota de reintegração regulatória são oriundos da Base de Remuneração Regulatória, que ficou definida em: i) Bruta (R\$ 2.096,3 milhões); e ii) líquida (R\$ 1.318,4 milhões). A Aneel também estabeleceu as parcelas relativas ao Fator X da Energisa Paraíba em 1,26% (componente “Pd” - ganhos de produtividade) e 0,39% (componente “T” - trajetória de adequação de custos operacionais). A esses percentuais ainda deverá ser considerado o componente “Q” (incentivo à qualidade), de -0,85%. Em relação ao reconhecimento das perdas regulatórias, abaixo os percentuais definidos:

Perdas Regulatórias	Limite (%)
Perda Técnica/Energia Injetada	9,87
Perda Não Técnica/Energia Injetada	2,87
Perda Total/Energia Injetada <sup>1</sup>	12,74
Perdas Não Técnicas / Mercado de Baixa Tensão <sup>1</sup>	5,13

(<sup>1</sup>) Para esse valor, será aplicada trajetória até o final do ciclo.

### 2.3.3 Recursos da Conta de Desenvolvimento Energético

A Aneel também homologou recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), repassados a Energisa Paraíba 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\$ 42,9 milhões no 1T18. O valor foi registrado pela Companhia como receita operacional.

## 2.4 Despesas operacionais

As despesas operacionais, excluindo os custos de construção, totalizaram R\$ 379,1 milhões no 1T18, crescimento de 26,5% (R\$ 79,3 milhões), quando comparado com o mesmo trimestre de 2017. Desse total, as despesas não controláveis cresceram 34,3% ou R\$ 75,3 milhões, totalizando R\$ 294,9 milhões, em decorrência da elevação dos custos da energia elétrica comprada. Já as despesas controláveis, com PMSO, reduziram 9,9% ou R\$ 6,4 milhões, totalizando R\$ 58,4 milhões. A composição das despesas operacionais pode ser assim demonstrada:

Composição das despesas operacionais Valores em R\$ milhões	Trimestre		
	1T18	1T17	Var. %
<b>1 Custos e Despesas não controláveis</b>	<b>294,9</b>	<b>219,6</b>	<b>+ 34,3</b>
1.1 Energia comprada	259,7	203,9	+ 27,4
1.2 Transporte de potência elétrica	35,2	15,7	+ 124,2
<b>2 Custos e Despesas controláveis</b>	<b>66,7</b>	<b>68,2</b>	<b>- 2,2</b>
<b>2.1 PMSO</b>	<b>58,4</b>	<b>64,8</b>	<b>- 9,9</b>
2.1.1 Pessoal	20,9	25,0	- 16,4
2.1.2 Fundo de pensão	4,8	8,0	- 40,0
2.1.3 Material	4,1	4,4	- 6,8
2.1.4 Serviços de terceiros	24,2	22,4	+ 8,0
2.1.5 Outras	4,4	5,0	- 12,0
✓ Multas e compensações	1,4	1,5	- 6,7
✓ Contingências (liquidação de ações cíveis)	0,8	0,9	- 11,1
✓ Outros	2,2	2,6	- 15,4
<b>2.2 Provisões/Reversões</b>	<b>8,3</b>	<b>3,4</b>	<b>+ 144,1</b>
2.2.1 Contingências	(0,9)	(0,6)	+ 50,0
2.2.2 Devedores duvidosos	9,2	4,0	+ 130,0
<b>3 Demais receitas/despesas</b>	<b>17,5</b>	<b>12,0</b>	<b>+ 45,8</b>
3.1 Depreciação e amortização	17,2	17,6	- 2,3
3.2 Outras receitas/despesas	0,3	(5,6)	-
<b>Total Custos e Despesas Operacionais (1+2+3, s/ construção)</b>	<b>379,1</b>	<b>299,8</b>	<b>+ 26,5</b>
Custo de construção	25,8	28,7	- 10,1
<b>Total Custos e Despesas Operacionais (1+2+3, c/ construção)</b>	<b>404,9</b>	<b>328,5</b>	<b>+ 23,3</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.

## 2.5 Lucro líquido e geração de caixa

No 1T18, a Energisa Paraíba registrou lucro líquido de R\$ 77,5 milhões, contra R\$ 53,6 milhões no 1T17, crescimento de 44,6%. Por sua vez, a geração de caixa (EBITDA Ajustado) apurada no 1T18 foi de R\$ 125,2 milhões, contra R\$ 99,0 milhões registrados no 1T17, avanço de 26,5%. Esse desempenho decorre, principalmente, do aumento de 2,5% das vendas de energia no mercado cativo e livre, refletido nas receitas operacionais da Companhia.

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		
	1T18	1T17	Var. %
<b>(=) Lucro Líquido</b>	<b>77,5</b>	<b>53,6</b>	<b>+ 44,6</b>
(-) Contribuição social e imposto de renda	(14,4)	(10,3)	+ 39,8
(-) Resultado financeiro	(6,5)	(9,6)	- 32,3
(-) Depreciação e amortização	(17,2)	(17,6)	- 2,3
<b>(=) Geração de caixa (EBITDA)</b>	<b>115,6</b>	<b>91,1</b>	<b>+ 26,9</b>
(+) Receita de acréscimos moratórios	9,6	7,9	+ 21,5
<b>(=) Geração ajustada de caixa (EBITDA Ajustado)</b>	<b>125,2</b>	<b>99,0</b>	<b>+ 26,5</b>
Margem do EBITDA Ajustado (%)	24,9	24,6	+ 0,3 p.p

## 3 Investimentos

No 1T18, a Energisa Paraíba investiu R\$ 30,9 milhões, mantendo o foco em projetos no sistema de distribuição de energia que visam ao aprimoramento da qualidade dos serviços prestados e satisfação dos seus clientes. Os investimentos realizados no trimestre foram os seguintes:

Descrição Valores em R\$ milhões	1T18	1T17	Var. %
Ativos Elétricos	26,2	27,5	- 4,7
Obrigações Especiais (*)	3,3	4,5	- 26,7
Ativos Não Elétricos	1,4	1,0	+ 40,0
<b>Total dos Investimentos</b>	<b>30,9</b>	<b>33,0</b>	<b>- 6,4</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.

## 4 Desempenho operacional

A manutenção do foco na qualidade da energia fornecida e a excelência no atendimento têm permitido à Companhia apresentar melhorias constantes em seus índices operacionais, que evidenciam a posição privilegiada dos indicadores de satisfação em pesquisas com os consumidores. Esses índices colocaram a empresa como a melhor distribuidora de energia do Brasil no ranking de 2017 da Abradee.

### 4.1 Perdas de energia

As perdas de energia elétrica da Companhia situaram em 631,7 GWh, ou seja, 12,59% nos últimos 12 meses encerrados em março de 2018, contra 662,9 GWh ou 13,30% em março de 2017. Esse resultado é fruto de investimentos e ações de combate ao furto, intensificadas com o incremento de equipes de inspeção. O comportamento das perdas de energia da Companhia foi o seguinte:

Últimos 12 meses									Aneel
Perdas Técnicas (%)			Perdas Não-Técnicas (%)			Perdas Totais (%)			
mar/17	dez/17	mar/18	mar/17	dez/17	mar/18	mar/17	dez/17	mar/18	
10,50	10,23	9,87	2,79	2,57	2,72	13,30	12,80	12,59	13,21

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

Últimos 12 meses

Perdas Técnicas (GWh)			Perdas Não Técnicas (GWh)			Perdas Totais (GWh)			
mar/17	dez/17	mar/18	mar/17	dez/17	mar/18	mar/17	dez/17	mar/18	Var. (%) <sup>(2)</sup>
523,6	512,3	495,1	139,3	128,6	136,5	662,9	640,9	631,7	- 1,4

(1) Variação março de 2018/dezembro de 2017

## 4.2 Gestão da Inadimplência

### 4.2.1 Taxa de Inadimplência

A Energisa Paraíba utiliza a métrica para análise da inadimplência como a relação percentual entre a soma da provisão para créditos de liquidação duvidosa com incobráveis, e o fornecimento faturado, no período de 12 meses. Em março de 2018, essa relação foi de 0,80%, contra 0,75% em março de 2017.

### 4.2.2 Taxa de Arrecadação

A taxa de arrecadação da Companhia, representada pela arrecadação dos últimos 12 meses sobre ao faturamento bruto do mesmo período, em março de 2018 ficou em 97,26%, contra 97,77% em março de 2017.

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

A constante preocupação na qualidade dos serviços prestados tem permitido à Companhia alcançar indicadores consistentes de fornecimento de energia, expressos por frequência e duração das interrupções de energia (FEC e DEC). O indicador DEC apresentou queda de 6,8%, passando de 15,50 horas, nos últimos 12 meses encerrados em março de 2017, para 14,44 horas em março de 2018. O FEC, por sua vez, apresentou redução de 17,7%, passando de 7,13 vezes, em março de 2017, para 5,87 vezes em março de 2018, bem inferior ao limite estabelecido pela Aneel.

## 4.3 Mercado de energia

No primeiro trimestre de 2018, as vendas de energia elétrica a consumidores finais (mercado cativo), localizados na área de concessão da Energisa Paraíba, somadas à energia associada aos consumidores livres (TUSD), totalizaram 1.094,1 GWh (1.067,5 GWh no 1T17), aumento de 2,5% em relação ao igual período do ano anterior.

A composição do mercado de energia no primeiro trimestre de 2018 foi a seguinte:

Descrição	Trimestres		
	1T18	1T17	Var. %
✓ Residencial	443,0	433,5	+ 2,2
✓ Industrial	194,2	195,6	- 0,7
• Cativo	79,4	85,5	- 7,1
• Livre	114,8	110,1	+ 4,3
✓ Comercial	202,9	199,3	+ 1,8
• Cativo	178,5	181,8	- 1,8
• Livre	24,4	17,5	+ 39,4
✓ Rural	70,1	66,4	+ 5,6
✓ Outras Classes	183,9	172,7	+ 6,5
<b>1 Vendas de energia no mercado cativo</b>	<b>954,9</b>	<b>939,9</b>	<b>+ 1,6</b>
2 Energia associada aos consumidores livres (TUSD)	139,2	127,6	+ 9,1
<b>3 Mercado cativo + TUSD (1+2)</b>	<b>1.094,1</b>	<b>1.067,5</b>	<b>+ 2,5</b>
4 Fornecimento Não faturado	(2,0)	3,0	-
<b>5 Mercado cativo + TUSD + Não faturado (3+4)</b>	<b>1.092,1</b>	<b>1.070,5</b>	<b>+ 2,0</b>

A Energisa Paraíba encerrou o primeiro trimestre de 2018 com 1.410.388 unidades consumidoras cativas, quantidade 1,8% superior à registrada no fim de março de 2017. Já o número de consumidores livres totalizou 48 no fim de março de 2018.

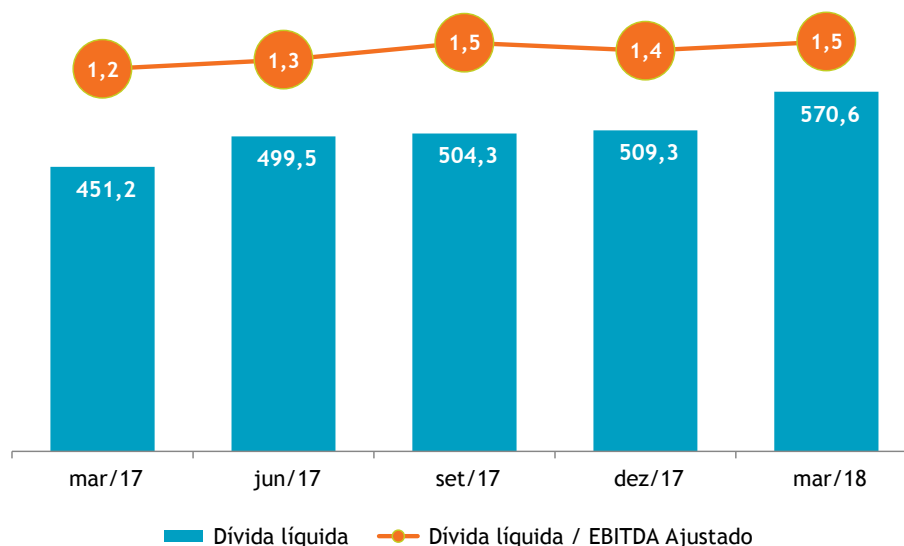
## 5 Estrutura de capital

Em 31 de março de 2018, o saldo de caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras da Companhia totalizou R\$ 372,0 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 incluem empréstimos, financiamentos, arrendamentos, encargos financeiros, parcelamento de impostos, fundo de pensão, créditos setoriais e instrumentos financeiros derivativos líquidos, passou de R\$ 509,3 milhões em 31 de dezembro de 2017 para R\$ 570,6 milhões em 31 de dezembro de 2017. Consequentemente, a relação entre a dívida líquida, com os créditos setoriais, e o EBITDA Ajustado nos últimos 12 meses encerrados em março de 2018 foi de 1,5 vezes. A seguir, as dívidas de curto e longo prazo da Companhia em 31 de março de 2017 e 2018:

Descrição Valores em R\$ milhões	31/03/2018	31/12/2017	31/03/2017
<b>Circulante</b>	<b>174,7</b>	<b>172,1</b>	<b>248,0</b>
Empréstimos e financiamentos	183,0	185,3	248,4
Debêntures	6,0	2,1	
Encargos de dívidas	10,5	7,1	5,3
Parcelamento de impostos e benefícios a empregados	9,6	9,7	19,9
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	(34,4)	(32,1)	(25,6)
<b>Não Circulante</b>	<b>862,4</b>	<b>709,2</b>	<b>485,5</b>
Empréstimos e financiamentos	405,0	438,2	458,9
Debêntures	368,0	187,4	
Parcelamento de impostos e benefícios a empregados	100,5	98,0	71,6
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	(11,1)	(14,4)	(45,0)
<b>Total das dívidas</b>	<b>1.037,1</b>	<b>881,3</b>	<b>733,5</b>
(-) Disponibilidades financeiras	357,3	277,1	218,3
<b>Total das dívidas líquidas</b>	<b>679,8</b>	<b>604,2</b>	<b>515,2</b>
(-) Créditos CDE (subvenção tarifária e baixa renda)	29,0	30,1	22,3
(-) Créditos CVA	80,2	64,8	41,7
<b>Total das dívidas líquidas deduzidas de créditos setoriais</b>	<b>570,6</b>	<b>509,3</b>	<b>451,2</b>
	<b>Indicador Relativo</b>		
Dívida líquida/EBITDA Ajustado 12 meses <sup>(1)</sup>	1,5	1,4	1,2

<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) -



A Energisa Paraíba concluiu, em 7 de março de 2018, a colocação de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, com garantia adicional fidejussória, em série única, no montante de R\$ 180,0 milhões, as quais foram objeto de distribuição pública, com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução CVM nº 476/2009. As debêntures, com data de emissão em 15/02/2018 e vencimento em 15/02/2021, farão jus a juros remuneratórios semestrais equivalentes ao CDI mais 1,0% ao ano. Os recursos captados nessa emissão destinaram à gestão dos negócios da Companhia.

## 6 Serviços prestados pelo auditor independente

---

A remuneração total da Ernst & Young Auditores Independentes pela revisão contábil das demonstrações financeiras no primeiro trimestre de 2018 foi de R\$ 55 mil.

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 PARAÍBA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A**  
**BALANÇO PATRIMONIAL**  
**EM 31 DE MARÇO DE 2018 E 31 DE DEZEMBRO DE 2017**  
 (Em milhares de reais)

	31/03/2018	31/12/2017
<b>Ativo</b>		
<b>Circulante</b>		
Caixa e equivalente de caixa	206.009	141.488
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	145.104	129.675
Clientes, consumidores e concessionárias	339.338	282.778
Estoques	4.484	4.391
Tributos a recuperar	53.407	57.277
Instrumentos financeiros derivativos	42.568	39.949
Ativos financeiros setoriais	108.866	74.996
Outros créditos	55.477	57.338
<b>Total do circulante</b>	<b>955.253</b>	<b>787.892</b>
<b>Não circulante</b>		
<b>Realizável a longo prazo</b>		
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	6.225	5.935
Clientes, consumidores e concessionárias	43.007	42.995
Ativos financeiros setoriais	59.629	76.443
Tributos a recuperar	10.776	11.033
Créditos tributários	86.926	85.583
Depósitos e cauções vinculados	22.648	21.247
Instrumentos financeiros derivativos	11.403	14.443
Contas a receber da concessão	475.477	464.587
Outros créditos	2.415	2.525
	<b>718.506</b>	<b>724.791</b>
Investimentos	85	95
Imobilizado	9.553	10.054
Intangível	711.536	709.812
<b>Total do não circulante</b>	<b>1.439.680</b>	<b>1.444.752</b>
<b>Total do ativo</b>	<b>2.394.933</b>	<b>2.232.644</b>



## 2. Balanço Patrimonial Passivo

**ENERGISA PARAÍBA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A**  
**BALANÇO PATRIMONIAL**  
**EM 31 DE MARÇO DE 2018 E 31 DE DEZEMBRO DE 2017**  
 (Em milhares de reais)

	31/03/2018	31/12/2017
<b>Passivo</b>		
<b>Circulante</b>		
Fornecedores	207.038	166.836
Encargos de dívidas	10.472	7.092
Empréstimos e financiamentos	182.953	185.347
Debêntures	5.996	2.073
Impostos e contribuições sociais	67.728	66.874
Obrigações estimadas	9.280	8.867
Taxa de iluminação pública	9.478	9.205
Benefícios pós-emprego	9.680	9.680
Encargos setoriais	20.975	24.591
Passivos financeiros setoriais	52.645	42.209
Instrumentos financeiros derivativos	8.174	7.852
Outras passivos	27.685	31.921
<b>Total do circulante</b>	<b>612.104</b>	<b>562.547</b>
<b>Não circulante</b>		
Fornecedores	2.646	2.646
Empréstimos e financiamentos	405.020	438.165
Debêntures	368.028	187.385
Instrumentos financeiros derivativos	349	54
Impostos e contribuições sociais	14.126	13.754
Provisão para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais	36.010	36.705
Benefícios pós-emprego	100.494	98.074
Passivos financeiros setoriais	35.624	44.419
Encargos setoriais	16.514	15.002
Outras contas a pagar	1.911	1.864
<b>Total do não circulante</b>	<b>980.722</b>	<b>838.068</b>
<b>Patrimônio líquido</b>		
Capital social	526.992	526.992
Reserva de capital	97.002	97.002
Reserva de lucros	215.507	138.046
Dividendos adicionais propostos	-	107.383
Outros resultados abrangentes	(37.394)	(37.394)
Lucros (Prejuízos) acumulados	-	-
<b>Total do Patrimônio Líquido</b>	<b>802.107</b>	<b>832.029</b>
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>	<b>2.394.933</b>	<b>2.232.644</b>

## 3. Demonstrações de Resultados

**ENERGISA PARAÍBA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A**  
**DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO**  
**TRÊS MESES FINDOS EM 31 DE MARÇO DE 2018 E 2017**  
 (Em milhares de reais)

	31/03/2018	31/03/2017
<b>Receita operacional bruta</b>		
Fornecimento de energia elétrica	577.618	515.624
Suprimento de energia elétrica	62.820	29.821
Disponibilidade do Sistema Elétrico	18.639	14.273
Receita de construção	25.788	28.664
Outras receitas	63.558	32.226
	<b>748.423</b>	<b>620.608</b>
<b>Deduções à receita operacional</b>		
ICMS faturado	142.863	127.592
PIS, Cofins e ISS	63.744	54.024
Encargos setoriais - Bandeiras tarifárias	(258)	(2.869)
Outras (CCC, CDE, P&D e PEE)	38.846	39.882
	<b>245.195</b>	<b>218.629</b>
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>503.228</b>	<b>401.979</b>
<b>Despesas operacionais</b>		
Energia elétrica comprada	259.738	203.937
Encargos de uso do sistema	35.189	15.683
Pessoal	20.923	24.980
Entidade de previdência privada	4.793	7.996
Material	4.061	4.365
Serviços de terceiros	24.225	22.375
Depreciação e amortização	17.227	17.626
Provisão para crédito de liquidação duvidosa / contingência	8.278	3.466
Custo de construção	25.788	28.664
Outras despesas	4.364	4.974
Outras Receitas/Despesas operacionais	252	(5.586)
	<b>404.838</b>	<b>328.480</b>
<b>Resultado antes das receitas e despesas financeiras</b>	<b>98.390</b>	<b>73.499</b>
<b>Resultado financeiro</b>		
Receita de aplicações financeira	5.125	5.053
Variação monetária e acréscimo moratório	9.574	7.881
Outras receitas financeiras	(1.112)	1.689
Encargos de dívidas - juros	(13.552)	(9.741)
Encargos dívidas - variação monetária e cambial	(5.192)	11.246
Marcação mercado de dívidas e derivativos	1.141	831
(-)Transferência p/Imob curso	153	166
Outras despesas financeiras	(2.674)	(26.702)
	<b>(6.537)</b>	<b>(9.577)</b>
<b>Resultado antes dos tributos</b>	<b>91.853</b>	<b>63.922</b>
Contribuição social e imposto de renda	(14.392)	(10.279)
<b>Lucro líquido do período</b>	<b>77.461</b>	<b>53.643</b>

**Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S/A**  
**Notas explicativas às demonstrações trimestrais para o**  
**período findo em 31 de março de 2018**  
(Em milhares de reais, exceto quando indicado ao contrário).

## 1 Contexto operacional

---

A Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S/A (“Companhia ou Energisa PB”), empresa integrante do Grupo Energisa - é uma concessionária distribuidora de energia elétrica, que atua em 216 municípios no Estado da Paraíba, atendendo a 1.410.436 consumidores (informação fora do escopo dos auditores independentes). A Companhia possui sede na cidade de João Pessoa, Estado da Paraíba e obteve registro de Companhia aberta na CVM em 29 de janeiro de 2010.

### Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Em 15 de janeiro de 2001, foi outorgada à Energisa PB a distribuição de energia elétrica em 216 municípios no Estado de da Paraíba, pelo prazo de 30 anos, com vencimento em 14 de janeiro de 2031. O contrato de concessão 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 e 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 posições acionárias que impliquem em mudanças de controle. Na hipótese de transferência de ações representativas do controle acionário, o novo controlador deverá assinar termo de anuência e submissão às cláusulas do contrato de concessão e às normas legais e regulamentares da concessão;

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

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 estão apresentados nas notas explicativas nº 8, 9, 13 e 14 e 22, respectivamente.

## 2 Apresentação das informações financeiras intermediárias (informações trimestrais)

---

### 2.1 Declaração de conformidade

As informações financeiras intermediárias (informações trimestrais) da Companhia, aprovadas em 10 de maio de 2018 pelo Conselho de Administração, compreendem:

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

As demais informações referentes às bases de elaboração, apresentação das informações financeiras intermediárias e resumo das principais práticas contábeis não sofreram alterações em relação àquelas divulgadas na Nota Explicativa nº 3.2 às Demonstrações Financeiras Anuais referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017 (doravante denominadas de “Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2017”), publicadas na imprensa oficial em 21 de março de 2018.

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

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

## 3 Adoção dos padrões internacionais de contabilidade

---

### 3.1. Novos pronunciamentos contábeis emitidos pelo CPC- Comitê de Pronunciamentos Contábeis e pelo IASB - International Accounting Standards Board

As informações referentes aos novos pronunciamentos contábeis emitidos pelo IASB não trouxeram alterações significativas em relação àquelas divulgadas na nota explicativa 3.1 das Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2017.

## 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 intermediárias.

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 216 municípios do Estado da Paraíba, e sua demonstração de resultado reflete essa atividade.

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

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

A carteira de aplicações financeiras é constituída, por Certificados de Depósito Bancário (CDB's) e Operações Compromissadas. A rentabilidade média ponderada da carteira em 31 de março de 2018 equivale a 96,05% do CDI (95,07% do CDI em 31 de dezembro de 2017).

	31/03/2018	31/12/2017
Caixa e depósitos bancários à vista	37.801	40.522
Aplicações financeiras de liquidez imediata:	168.208	100.966
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	19.138	18.836
Compromissada	149.070	82.130
<b>Total de caixa e equivalentes de caixa - circulante</b>	<b>206.009</b>	<b>141.488</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, CDB's, entre outros. A rentabilidade média ponderada da carteira em 31 de março de 2018 equivale a 100,2% do CDI (109,16% do CDI em 31 de dezembro de 2017).

	31/03/2018	31/12/2017
<b>Avaliadas ao valor justo por meio do resultado</b>	<b>145.104</b>	<b>129.675</b>
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	1.305	1.336
Compromissada <sup>(1)</sup>	3.598	115
Fundo de Investimento <sup>(2)</sup>	103.186	70.290
Fundos de Investimentos Exclusivos <sup>(3)</sup>	<b>36.870</b>	<b>57.789</b>
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	442	400
Cédula de Crédito Bancário (CCB)	160	149
Debêntures	4.744	4.282
Compromissadas	284	407
Títulos públicos	2.105	3.148
Fundo de Crédito	2.647	-
Fundo de Renda Fixa	4.373	6.145
Letra Financeira do Tesouro (LFT)	16.075	6.774
Letra Financeira (LF)	84	36.408
Letra Financeira Subordinada(LFS)	5.956	76
Outros instrumentos	145	145
<b>Mantidas até o vencimento</b>	<b>6.225</b>	<b>5.935</b>
Fundo de investimento em direitos creditórios-FIDC <sup>(4)</sup>	6.225	5.935
<b>Total de aplicações no mercado aberto e recursos vinculados <sup>(5)</sup></b>	<b>151.329</b>	<b>135.610</b>
Circulante	145.104	129.675
Não Circulante	6.225	5.935

(1) Operações compromissadas - São operações de venda de títulos com compromisso de recompra assumido pelo vendedor, concomitante de revenda assumido pelo comprador. São remuneradas de 70% a 95% e média ponderada 86,08% do CDI estão lastreadas em debêntures.

(2) Fundos de Investimentos - São classificados como renda fixa e Multimercado e são remunerados de 56,80% a 152,67% e média ponderada 115,26% 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 de 98,2% do CDI Fundo FI Energia e 108,7% do CDI Zona da Mata.

(4) Fundo de investimentos em direitos creditórios - FIDC Energisa 2008 com vencimento em 29/12/2020.

(5) Inclui R\$11.740 (R\$7.996 em 31 de dezembro de 2017) referente a recursos vinculados a empréstimos, leilões de energia e bloqueios judiciais.

## 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 intermediárias.

	Saldos a vencer		Saldos vencidos				Provisão p/ créditos de liquidação duvidosa <sup>(5)</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		31/03/2018	31/12/2017
<b>Valores correntes:</b> <sup>(1)</sup>									
Residencial	38.344	-	52.002	7.622	471	46	(8.139)	90.346	86.895
Industrial	18.064	-	1.961	229	317	5.876	(5.876)	20.571	21.586
Comercial	29.672	-	9.453	1.057	387	1.803	(2.190)	40.182	40.802
Rural	4.034	-	4.686	1.087	188	53	(53)	9.995	11.382
Poder público	13.556	-	3.712	145	17	50	(50)	17.430	14.247
Iluminação pública	8.486	-	5.593	783	198	6	(6)	15.060	11.141
Serviço público	6.062	-	214	79	30	7	(7)	6.385	6.835
Fornecimento não faturado	60.511	-	-	-	-	-	-	60.511	55.851
<b>Valores renegociados:</b>									
Residencial	3.241	10.320	2.290	811	1.158	6.994	(12.720)	12.094	12.330
Industrial	1.170	3.751	395	1.258	383	3.657	(5.777)	4.837	7.078
Comercial	1.701	6.744	644	184	276	3.058	(4.380)	8.227	8.766
Rural	379	940	241	81	150	1.072	(1.524)	1.339	1.313
Poder público	2.246	33.107	773	216	156	631	(2.757)	34.372	39.115
Iluminação pública	704	3.478	112	-	-	15	(15)	4.294	4.749
Serviço público	109	867	35	-	-	113	(113)	1.011	1.094
(-) Ajuste valor Presente <sup>(2)</sup>	(105)	(8.727)	-	-	-	-	-	(8.832)	(10.245)
<b>Subtotal -clientes</b>	<b>188.174</b>	<b>50.480</b>	<b>82.111</b>	<b>13.552</b>	<b>3.731</b>	<b>23.381</b>	<b>(43.607)</b>	<b>317.822</b>	<b>312.939</b>
Suprimento Energia - Moeda Nacional <sup>(3)</sup>	8.710	-	45.234	-	-	-	-	53.944	2.626
Outros <sup>(4)</sup>	35	-	688	40	725	9.381	(290)	10.579	10.208
<b>Total</b>	<b>196.919</b>	<b>50.480</b>	<b>128.033</b>	<b>13.592</b>	<b>4.456</b>	<b>32.762</b>	<b>(43.897)</b>	<b>382.345</b>	<b>325.773</b>
Circulante								339.338	282.778
Não Circulante								43.007	42.995

(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 média anual de 6,60% a.a. (6,99%a.a. em 31 de dezembro de 2017). 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.

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

O saldo de suprimento de energia - moeda nacional em 31 de março de 2018, refere-se aos valores da comercialização de energia no âmbito da CCEE no montante de R\$53.944 (R\$2.626 em 31 de dezembro de 2017), deduzido das liquidações parciais ocorridas até 31 de março de 2018. 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\$74.683 (R\$48.061 em 31 de dezembro de 2017), referente à aquisição de energia elétrica e aos encargos de serviços do sistema de R\$2.528 (R\$1.131 em 31 de dezembro de 2017), conforme demonstrados a seguir:

Composição dos créditos da CCEE	31/03/2018	31/12/2017
Créditos a vencer	8.710	2.626
Créditos vencidos <sup>(a)</sup>	45.234	-
<b>Sub-total créditos CCEE (*)</b>	<b>53.944</b>	<b>2.626</b>
(-) Aquisições de energia na CCEE	(74.683)	(48.061)
(-) Encargos de serviços do sistema	(2.528)	(1.131)
<b>Total créditos CCEE</b>	<b>(23.267)</b>	<b>(46.566)</b>

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

(a) Créditos vencidos - CCEE - R\$45.234 em 31 de março de 2018 a Companhia, possui valores a receber junto a CCEE referente ao período de janeiro de 2018 a março de 2018, devidamente atualizados monetariamente, cujo repasse ainda não foi realizado pela CCEE. A expectativa de recebimento é no segundo trimestre de 2018.

- (4) Inclui serviços taxados e outros valores a receber de consumidores. A Companhia possui R\$10.539 (R\$10.197 em 31 de dezembro de 2017) referente ao ICMS incidente sobre a disponibilização da rede de distribuição e transmissão aos consumidores livres, suspenso por liminares em contrapartida tem o mesmo valor contabilizado na rubrica de ICMS em tributos e contribuições sociais no passivo não circulante.
- (5) 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:

#### 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:

	31/03/2018	31/12/2017
<b>Saldo inicial - circulante - 31/12/2017 e 31/12/2016</b>	<b>37.708</b>	<b>34.895</b>
Provisões (reversões) constituídas no período	9.225	12.485
Baixa de contas de energia elétrica - incobráveis	(3.028)	(9.672)
<b>Saldo final - circulante - 31/03/2018 e 31/12/2017</b>	<b>43.905</b>	<b>37.708</b>
<b>Alocação:</b>		
Consumidores e concessionárias	43.897	37.700
Outros créditos	8	8

## 7 Tributos a recuperar

	31/03/2018	31/12/2017
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	20.674	18.769
Imposto de Renda Pessoa Jurídica - IRPJ	29.063	31.433
Contribuição Social Sobre o Lucro - CSSL	6.504	7.141
Contribuição do PIS e COFINS	7.748	9.494
Imposto de Renda Retido na Fonte - IRRF	-	1.289
Outros	194	184
<b>Total</b>	<b>64.183</b>	<b>68.310</b>
Circulante	53.407	57.277
Não circulante	10.776	11.033

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.



## 8 Reajuste, Revisões Tarifárias e outros assuntos regulatórios

### 8.1 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.

Em agosto de 2017 a companhia passou pela sua quarta revisão tarifária (vide nota explicativa nº 8.2)

### 8.2 Revisão tarifária:

A revisão tarifária periódica ocorre a cada 4 anos e, neste processo, a ANEEL procede ao recálculo das tarifas, considerando as alterações na estrutura de custos e mercado da concessionária, estimulando a eficiência e a modicidade das tarifas. Os reajustes e as revisões são mecanismos de atualização tarifária, ambos previstos no contrato de concessão. A Concessionária também pode solicitar uma revisão extraordinária sempre que algum evento provoque significativo desequilíbrio econômico-financeiro da concessão.

A ANEEL através da Resolução Homologatória nº 2.291 de 22 de agosto de 2017, aprovou o resultado da quarta revisão tarifária da Companhia em vigor desde 28 de agosto de 2017, cujo impacto tarifário médio percebido pelos consumidores foi um aumento de 14,55%.

### 8.3 Bandeiras tarifárias:

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

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

O sistema de Bandeiras Tarifárias é representado por:

Bandeira Tarifária Verde;

Bandeira Tarifária Amarela;

Bandeira Tarifária Vermelha, segregada em Patamar 1 e 2.

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

A Bandeira Tarifária Amarela indica condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$2,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumido no mês. A 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 nº 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 nº 61/2017 a ANEEL aprovou a alteração dos valores das Bandeiras Tarifárias Amarela e Vermelha - Patamar 2.

Em 2018 e 2017 as bandeiras tarifárias vigoraram da seguinte forma:

	2018	2017
Janeiro	Verde	Verde
Fevereiro	Verde	Verde
Março	Verde	Amarela

#### 8.4 Outros assuntos regulatórios - sobrecontratação

A sobrecontratação das distribuidoras do grupo Energisa 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 atividade 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.

Nos últimos exercícios, 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 primeiro trimestre de 2018 dentro do limite regulatório (entre 100% e 105%), assim como ocorreu no exercício de 2017.

No período findo em 31 de março de 2018 a Companhia calculou os efeitos da sobrecontratação e não apurou valores, mantendo o saldo de provisão de perda de R\$5.785 que não será repassado aos consumidores.

## 9 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.

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

Ativos e passivos financeiros setoriais	Saldo em 31/12/2017	Receita Operacional		Resultado Financeiro	Saldo em 31/03/2018
		Adição	Amortização		
<b>Itens da Parcela A (i)</b>					
Energia elétrica comprada para revenda	107.058	40.694	(7.737)	1.397	141.412
Programa Incentivo Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	(1.418)	514	541	8	(355)
Transporte de Energia Elétrica Rede Básica	10.715	4.991	(645)	148	15.209
Encargo de serviços de sistema ESS (iii)	(61.807)	(2.085)	5.663	(730)	(58.959)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(9.482)	1.031	1.016	(94)	(7.529)
<b>Componentes financeiros</b>					
Neutralidade da Parcela A (iv)	(552)	(582)	61	(3)	(1.076)
Sobrecontratação de energia (ii)	17.871	(28.872)	933	68	(10.000)
CUSD	806	174	(247)	4	737
Exposição de submercados	8.687	5.938	(4.540)	(50)	10.035
Garantias Financeiras (v)	585	120	(130)	5	580
Saldo a Compensar da CVA do ciclo anterior (vi)	(593)	(152)	243	(1)	(503)
Outros itens financeiros (vii)	(277)	-	105	-	(172)
Devoluções Tarifárias (viii)	(6.782)	(2.240)	-	(131)	(9.153)
<b>Total Ativo e Passivo</b>	<b>64.811</b>	<b>19.531</b>	<b>(4.737)</b>	<b>621</b>	<b>80.226</b>
Ativo Circulante	74.996				108.866
Ativo Não Circulante	76.443				59.629
Passivo Circulante	(42.209)				(52.645)
Passivo Não Circulante	(44.419)				(35.624)

**(i) Valores tarifários não gerenciáveis a compensar da Parcela A - CVA -**

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

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

**(ii) Repasse de sobrecontratação/exposição involuntária de energia**

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

Contratações superiores ou inferiores a este referencial implicam na apuração, pela ANEEL, com aplicação nos processos de reajustes e revisões tarifárias, dos custos de repasse de aquisição do montante de sobrecontratação, limitado aos 5% em relação à carga anual regulatória de fornecimento da distribuidora e do custo da energia referente à exposição ao mercado de curto prazo. Conforme mencionado na nota 8.4, valores superiores ao limite de 105% estão em discussão e, portanto, ainda não foram reconhecidos.

**(iii) Encargo de Serviço do Sistema - ESS**

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

**(iv) Neutralidade 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/2017, atualizadas mensalmente com aplicação da variação da SELIC e serão amortizadas a partir do início do 5º ciclo de Revisão Tarifária (5CRTP).

**10 Outros créditos**

	31/03/2018	31/12/2017
Subvenção Baixa Renda <sup>(1)</sup>	9.092	10.964
Ordens de serviço em curso - PEE e P&D	10.292	12.435
Ordens de serviço em curso - outros	2.279	2.279
Subvenção CDE -Desconto Tarifário <sup>(2)</sup>	19.907	19.155
Créditos com terceiros - Alienação de bens e direitos	5.655	5.020
Adiantamentos	724	1.942
Outros <sup>(3)</sup>	6.434	4.365
<b>Total</b>	<b>54.383</b>	<b>56.160</b>
<b>Circulante</b>	<b>51.968</b>	<b>53.635</b>
<b>Não circulante</b>	<b>2.415</b>	<b>2.525</b>

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

Segue a movimentação ocorrida no período:

	31/03/2018	31/12/2017
<b>Saldo inicial - circulante - 31/12/2017 e 31/12/2016</b>	<b>10.964</b>	<b>7.401</b>
Subvenção baixa renda	21.981	77.300
Ressarcimento e compensações pela CCEE/Eletrobrás	(23.853)	(73.737)
<b>Saldo final - circulante - 31/03/2018 e 31/12/2017</b>	<b>9.092</b>	<b>10.964</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. Os saldos correspondes às subvenções incorridas nos meses de fevereiro e março de 2018, serão compensados /ressarcidos no segundo trimestre de 2018.

	31/03/2018	31/12/2017
<b>Saldo inicial - circulante - 31/12/2017 e 31/12/2016</b>	<b>19.155</b>	<b>15.082</b>
Desconto Tarifário Subvenção Irrigante e Rural	20.893	63.012
Ressarcimento e compensações pela CCEE/Eletrobrás	(20.141)	(58.939)
<b>Saldo final - circulante - 31/03/2018 e 31/12/2017</b>	<b>19.907</b>	<b>19.155</b>

- (3) **Outros** - Inclui R\$8 (R\$8 em 31 de dezembro de 2017) de provisão para crédito de liquidação duvidosa e R\$3.302 (R\$4.195 em 31 de dezembro de 2017) referente a compartilhamento, conforme contrato aprovado pela ANEEL.

**11 Transações com partes relacionadas**

A Companhia é controlada pela ENERGISA S/A, (100% do capital total), que por sua vez detém o controle acionário da Energisa Borborema - Distribuidora de Energia S/A (EBO), Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S/A (ESE), Energisa Minas - Distribuidora de Energia S/A (EMG), Energisa Nova Friburgo - Distribuidora de Energia S/A (ENF), Energisa Serviços Aéreos S/A, Energisa Planejamento e Corretagem de Seguros Ltda, Energisa Soluções S/A (ESO), Energisa Soluções e Construções em Linhas e Redes S/A, Energisa Geração Usina Maurício e Parque Eólico Sobradinho, Energisa Comercializadora de Energia S/A, Energisa Pará Transmissora de Energia I S/A, Energisa Goiás Transmissora de Energia I S/A, Energisa Empreendimentos de Energia I S/A, Energisa

Empreendimentos de Energia II S/A além das participações nas sociedades Denerge Desenvolvimento Energético S/A e Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S/A que conferiram à Energisa S/A o controle indireto da Rede Energia S/A e, por consequência, das sociedades: Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S/A (EMS), Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A (EMT), Energisa Tocantins - Distribuidora de Energia S/A (ETO), Energisa Sul Sudeste - Distribuição de Energia S/A (nova denominação social da Caiuá Distribuição de Energia S/A (ESS), que incorporou em 30 de junho de 2017 as empresas: (Companhia Força e Luz do Oeste (CFLO), Companhia Nacional de Energia Elétrica (CNEE), Empresa de Distribuição de Energia Elétrica do Vale do Paranapanema S/A (EDEV) Empresa Elétrica Bragantina S/A (EEB)), Multi Energisa Serviços S/A, Rede Power do Brasil S/A (REDE POWER), Companhia Técnica e Comercialização de Energia S/A (CTCE), Vale do Vacaria Açúcar e Álcool S/A e QMRA Participações S/A.

Transações efetuadas durante o período pela Companhia:

	Serviços contratados (Despesas)	Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição (Custo) <sup>(4)</sup>	Comissão aval e debêntures - outras despesas financeiras <sup>(5)</sup>	Saldo a pagar (fornecedores)	Saldo a pagar aval e debêntures - outras contas a pagar <sup>(5)</sup>
Energisa S/A (1)	6.286	-	8.577	22.587	195.546
Multi Energisa Serviços S/A (2)	961	-	-	649	-
Energisa Borborema - Distribuidora de Energia S/A	-	2.313	-	-	-
Energisa Soluções S/A (3)	110	-	-	5	-
<b>31/03/2018</b>	<b>7.357</b>	<b>2.313</b>	<b>8.577</b>	<b>23.241</b>	<b>195.546</b>
<b>31/12/2017</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>18.461</b>	<b>192.068</b>
<b>31/03/2017</b>	<b>5.176</b>	<b>2.346</b>	<b>2.235</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

- (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. Os contratos de compartilhamento foram aprovados pela Aneel e firmados em 01 de março de 2017 com prazo de validade de 60 meses, podendo ser prorrogado mediante termo aditivo que devesse conter anuência da ANEEL.
- (2) **Muti Energisa Serviços 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** - 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) Os valores de custo e uso de conexão estão suportados por contratos que foram submetidos à aprovação da ANEEL e foram efetuados em condições usuais de mercado.
- (5) A companhia efetuou a 2ª e 3ª emissão de debêntures em moeda corrente, que foram na sua totalidade, adquiridas pela Energisa S/A com vencimentos e condições conforme nota explicativa nº 17. Em 31 de março de 2018 o valor atualizado é de R\$195.444 (R\$191.856 em 31 de dezembro de 2017).

Custo do contrato de comissão de aval, iniciado em fevereiro de 2013, de garantias da controladora para contratos da Companhia de empréstimos e financiamentos, com taxa a razão de 1,5% a.a. O saldo a pagar em 31 de março de 2018 monta em R\$102 (R\$555 em 31 de dezembro de 2017).

## Remuneração dos Administradores

	31/03/2018	31/03/2017
Remuneração Anual (a)	6.571	10.575
Remuneração dos membros do Conselho de Administração	142	435
Remuneração da Diretoria	278	265
Outros Benefícios (b)	235	283

- (a) Limite global da remuneração anual dos administradores para o exercício de 2018 foi aprovado na AGO de 27 de abril de 2018.
- (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 março, foram de R\$24 e R\$4 (R\$75 e R\$6 em 31 de março de 2017), respectivamente. A remuneração média no período de 2018 foi de R\$11 (R\$19 em 31 de março de 2017).

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

	31/03/2018	31/12/2017
<b>Ativo</b>		
Imposto de renda s/prejuízos fiscais	3.063	3.063
Contribuição social s/base negativa	1.317	1.317
<b>Subtotal</b>	<b>4.380</b>	<b>4.380</b>
<b>Ativo - Diferenças temporárias</b>		
Imposto de renda	94.938	93.196
Contribuição social s/o lucro	34.177	33.552
<b>Total - não circulante</b>	<b>133.495</b>	<b>131.128</b>
<b>Passivo - Diferenças Temporárias</b>		
Imposto de renda	34.242	33.489
Contribuição social	12.327	12.056
<b>Total - não circulante</b>	<b>46.569</b>	<b>45.545</b>
<b>Total líquido - ativo não circulante</b>	<b>86.926</b>	<b>85.583</b>

As diferenças temporárias são como segue:

	31/03/2018		31/12/2017	
	Base de cálculo	IRPJ + CSLL	Base de cálculo	IRPJ + CSLL
<b>Ativo</b>				
Prejuízos fiscais	12.252	3.063	12.252	3.063
Base negativa da CSLL	14.632	1.317	14.632	1.317
Créditos fiscais - ágio <sup>(1)</sup>	140.922	47.914	143.789	48.888
Provisão ajuste atuarial	110.174	37.459	107.754	36.636
Provisões para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais.	36.010	12.243	36.705	12.480
Provisão para crédito de liquidação duvidosa - PCLD	43.905	14.928	37.708	12.820
Outras provisões (PEE, P&D, honorários e outras).	39.783	13.526	30.724	10.446
Ajuste a valor presente	8.832	3.003	10.245	3.484
Marcação a mercado da dívida	(1.120)	(381)	3.519	1.196
Outras adições temporárias	122	42	2.343	798
Marcação a mercado - derivativo	(45.447)	(15.452)	(46.486)	(15.806)
IRPJ e CSLL sobre a parcela do VNR das contas a receber da concessão e atualizações	(90.400)	(30.736)	(87.468)	(29.739)
<b>Total - ativo não circulante</b>	<b>269.665</b>	<b>86.926</b>	<b>265.717</b>	<b>85.583</b>

(1) Benefício fiscal do ágio está sendo amortizado pelo período remanescente de exploração da concessão, pelo método linear.

A seguir, as realizações dos créditos fiscais:

Exercícios	Realização dos créditos fiscais
2018	9.943
2019	10.334
2020	11.352
2021	11.815
2022	11.383
2023 a 2025	78.668
<b>Total</b>	<b>133.495</b>

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



	31/03/2018	31/03/2017
Resultado antes dos tributos sobre o lucro	91.853	63.922
Alíquota fiscal combinada	34%	34%
Imposto de renda e contribuição social, calculados às alíquotas fiscais combinadas	(31.230)	(21.733)
Ajustes:		
Redução do imposto de renda e adicionais - SUDENE (*)	16.284	10.995
Créditos sobre outros incentivos fiscais (**)	554	-
Outras adições/exclusões permanentes	-	459
<b>Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro</b>	<b>(14.392)</b>	<b>(10.279)</b>
<b>Alíquota efetiva</b>	<b>15,67%</b>	<b>16,08%</b>

(\*) Em dezembro de 2012, a Companhia obteve através do Laudo Constitutivo nº 197/2012, aprovação do Ministério da Integração Social do novo pedido de benefício fiscal para o período de 01 de janeiro de 2012 a 31 de dezembro de 2021 e o deferimento de seu pedido junto à Receita Federal - Despacho Decisório nº 128 DRF/JPA de 23 de maio de 2013 e Ato Declaratório nº 11 DRF/JPA de 09 de outubro de 2017, consiste na redução de até 75% do Imposto de Renda calculado sobre o lucro de exploração. Os valores de redução do imposto de renda e adicionais - Incentivo SUDENE- auferidos no exercício findo em 31 de dezembro de 2017, 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 nº 8.313/91 e Projetos Desportivos, Lei nº 11.438/2006.

### 13 Contas a receber da concessão

A Lei nº 12.783/13 vem determinar 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.

No Período findo em 31 de março de 2018, a remuneração do contas a receber da concessão VNR foi registrada em receitas operacionais como ativo financeiro indenizável da concessão no montante de R\$3.247 (R\$2.659 em 31 de março de 2017).

O valor registrado no exercício findo em 31 de dezembro de 2017, inclui a parcela do processo do 4º ciclo tarifário aprovado pela Aneel através da Resolução Homologatória nº 2.291, de 22 de agosto de 2017, Nota Técnica nº. 248/2017 - SGT/ANEEL.

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 período.

Segue as movimentações ocorridas no período:

	31/03/2018	31/12/2017
Ativo financeiro valor justo - 31/12/2017 e 31/12/2016	464.587	425.000
Adições no período (*)	8.228	24.935
Baixas no período	(585)	(5.299)
Receitas operacionais - ativo financeiro indenizável da concessão (**)	3.247	19.951
<b>Ativo financeiro valor justo - 31/03/2018 e 31/12/2017</b>	<b>475.477</b>	<b>464.587</b>

(\*) Transferência do intangível para o grupo de 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.

### 14 Intangível e Imobilizado



	31/03/2018	31/12/2017
Intangível - Contrato de concessão	711.536	709.812
Imobilizado	9.553	10.054
<b>Total</b>	<b>721.089</b>	<b>719.866</b>

### Intangível - Contrato de concessão

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

	Taxa média de depreciação (%)	Saldo 31/12/2017	Adição	Transferências	Baixas (*)	Amortização/Depreciação (**)	Saldo 31/03/2018
<b>Intangível em Serviço</b>							
Custo	4,34%	1.486.472	-	11.483	(2.045)	-	1.495.910
Amortização Acumulada		(684.846)	-	-	1.325	(19.258)	(702.779)
Subtotal		801.626	-	11.483	(720)	(19.258)	793.131
Em Curso		63.434	30.756	(11.483)	(8.677)	-	74.030
<b>Total</b>		<b>865.060</b>	<b>30.756</b>	<b>-</b>	<b>(9.397)</b>	<b>(19.258)</b>	<b>867.161</b>
<b>Obrigações Vinculadas a concessão</b>							
<b>Em Serviço</b>							
Custo	3,94%	198.045	-	460	-	-	198.505
Amortização Acumulada		(67.594)	-	-	-	(2.504)	(70.098)
Subtotal		130.451	-	460	-	(2.504)	128.407
Em Curso		24.797	3.330	(460)	(449)	-	27.218
<b>Total das Obrigações Vinculadas a concessão</b>		<b>155.248</b>	<b>3.330</b>	<b>-</b>	<b>(449)</b>	<b>(2.504)</b>	<b>155.625</b>
<b>Total Intangível</b>		<b>709.812</b>	<b>27.426</b>	<b>-</b>	<b>(8.948)</b>	<b>(16.754)</b>	<b>711.536</b>
<b>Imobilizado em Serviço</b>							
<b>Custo:</b>							
Edificações e benfeitorias	3,33%	327	-	-	-	-	327
Máquinas e equipamentos	16,17%	20.845	-	131	-	-	20.976
Veículos	14,29%	64	-	-	-	-	64
Móveis e utensílios	6,25%	12.573	-	-	-	-	12.573
<b>Total do imobilizado em serviço</b>		<b>33.809</b>	<b>-</b>	<b>131</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>33.940</b>
<b>Depreciação acumulada:</b>							
Edificações e benfeitorias		(135)	-	-	-	(3)	(138)
Máquinas e equipamentos		(14.223)	-	-	-	(510)	(14.733)
Veículos		(64)	-	-	-	-	(64)
Móveis e utensílios		(9.333)	-	-	-	(119)	(9.452)
<b>Total Depreciação acumulada</b>		<b>(23.755)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(632)</b>	<b>(24.387)</b>
<b>Subtotal Imobilizado</b>		<b>10.054</b>	<b>-</b>	<b>131</b>	<b>-</b>	<b>(632)</b>	<b>9.553</b>
<b>Imobilizado em curso</b>		<b>-</b>	<b>131</b>	<b>(131)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Total do Imobilizado</b>		<b>10.054</b>	<b>131</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(632)</b>	<b>9.553</b>
<b>Total Intangível e Imobilizado</b>		<b>719.866</b>	<b>27.557</b>	<b>-</b>	<b>(8.948)</b>	<b>(17.386)</b>	<b>721.089</b>

(\*) Das baixas no montante de R\$8.948, R\$8.228 refere-se as transferências do ativo intangível líquido das obrigações especiais para o contas a receber da concessão e R\$720 referem-se às baixas realizadas no período, inicialmente contabilizadas nas Ordens de desativação - ODD e ao final do processo os valores são transferidos para a demonstração do resultado do período na rubrica de outras receitas (despesas) operacionais.

O montante transferido do ativo intangível, líquido das obrigações especiais, para o contas a receber da concessão de R\$8.228 (R\$24.935 em 31 de dezembro de 2017), 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 período, crédito de PIS/COFINS sobre amortização dos bens e equipamentos no montante de R\$159 (R\$569 em 31 de dezembro de 2017).

	Taxa média de depreciação (%)	Saldo 31/12/2016	Adição	Transferências	Baixas (*)	Amortização / Depreciação (**)	Saldo 31/12/2017
<b>Intangível em Serviço</b>							
Custo	4,40%	1.417.441	7.696	75.089	(13.754)	-	1.486.472
Amortização Acumulada		(616.389)	(678)	-	6.897	(74.676)	(684.846)
Subtotal		801.052	7.018	75.089	(6.857)	(74.676)	801.626
Em Curso		62.473	139.105	(75.089)	(63.055)	-	63.434
<b>Total</b>		<b>863.525</b>	<b>146.123</b>	<b>-</b>	<b>(69.912)</b>	<b>(74.676)</b>	<b>865.060</b>
<b>Obrigações Vinculadas a concessão</b>							
<b>Em Serviço</b>							
Custo		205.646	-	(7.601)	-	-	198.045
Amortização Acumulada	3,93%	(66.346)	-	-	-	(1.248)	(67.594)
Subtotal		139.300	-	(7.601)	-	(1.248)	130.451
Em Curso		34.161	21.155	7.601	(38.120)	-	24.797
<b>Total das Obrigações Vinculadas a concessão</b>		<b>173.461</b>	<b>21.155</b>	<b>-</b>	<b>(38.120)</b>	<b>(1.248)</b>	<b>155.248</b>
<b>Total Intangível</b>		<b>690.064</b>	<b>124.968</b>	<b>-</b>	<b>(31.792)</b>	<b>(73.428)</b>	<b>709.812</b>
<b>Imobilizado em Serviço</b>							
<b>Custo:</b>							
Edificações e benfeitorias	3,33%	327	-	-	-	-	327
Máquinas e equipamentos	16,46%	19.677	-	1.168	-	-	20.845
Veículos	14,29%	64	-	-	-	-	64
Móveis e utensílios	6,25%	12.482	-	91	-	-	12.573
<b>Total do imobilizado em serviço</b>		<b>32.550</b>	<b>-</b>	<b>1.259</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>33.809</b>
<b>Depreciação acumulada:</b>							
Edificações e benfeitorias		(125)	-	-	-	(10)	(135)
Máquinas e equipamentos		(12.279)	-	-	20	(1.964)	(14.223)
Veículos		(64)	-	-	-	-	(64)
Móveis e utensílios		(8.844)	-	-	-	(489)	(9.333)
<b>Total Depreciação acumulada</b>		<b>(21.312)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>20</b>	<b>(2.463)</b>	<b>(23.755)</b>
<b>Subtotal Imobilizado</b>		<b>11.238</b>	<b>-</b>	<b>1.259</b>	<b>20</b>	<b>(2.463)</b>	<b>10.054</b>
<b>Imobilizado em curso</b>		<b>-</b>	<b>1.259</b>	<b>(1.259)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Total do Imobilizado</b>		<b>11.238</b>	<b>1.259</b>	<b>-</b>	<b>20</b>	<b>(2.463)</b>	<b>10.054</b>
<b>Total Intangível e Imobilizado</b>		<b>701.302</b>	<b>126.227</b>	<b>-</b>	<b>(31.772)</b>	<b>(75.891)</b>	<b>719.866</b>

(\*) Das baixas no montante de R\$31.772, R\$24.935 refere-se as transferência do ativo intangível líquido das obrigações especiais para o contas a receber da concessão e R\$6.837 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\$24.935 (R\$57.844 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/COFINS sobre amortização dos bens e equipamentos no montante de R\$569 (R\$253 em 2016).

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 da ANEEL 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, limitado ao prazo da concessão com base nos benefícios econômicos gerados anualmente. A taxa média ponderada de amortização utilizada é de 4,34% (4,40% em 31 de dezembro de 2017).

A partir da segunda revisão tarifária periódica, ocorrida em julho de 2009, as obrigações vinculadas à concessão (obrigações especiais) passaram a ser amortizadas pela taxa média de depreciação do ativo imobilizado da respectiva atividade em que tiverem sido aplicados os recursos das obrigações especiais, entretanto as novas adições, ocorridas a partir de 01 de janeiro de 2015, início da vigência da nova versão do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, estabelecido pela Resolução Normativa nº 605/2014, passaram a ser amortizadas de acordo com a data da imobilização até estar totalmente amortizado.

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

	31/03/2018	31/12/2017
Contribuições do consumidor <sup>(1)</sup>	126.524	123.194
Participação da União - recursos CDE <sup>(2)</sup>	125.966	125.966
Participação do Governo do Estado <sup>(2)</sup>	11.938	11.938
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	20.628	20.628
(-) Amortização acumulada	(70.098)	(67.594)
<b>Total</b>	<b>214.958</b>	<b>214.132</b>
<b>Alocação:</b>		
Contas a receber da concessão	59.333	58.884
Infraestrutura - Intangível em serviço	128.407	130.451
Infraestrutura - Intangível em curso	27.218	24.797
<b>Total</b>	<b>214.958</b>	<b>214.132</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 agosto de 2013 e, a partir dessa data, os faturamentos da ultrapassagem de demanda e 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 2017.

## 15 Fornecedores

	31/03/2018	31/12/2017
CCEE <sup>(1)</sup>	74.683	48.061
Contratos Bilaterais <sup>(2)</sup>	85.160	78.374
Encargos do serviço do sistema <sup>(2)</sup>	2.528	1.131
Conexão à rede <sup>(2)</sup>	1.023	1.023
Uso do sistema de distribuição (CUSD) <sup>(2)</sup>	714	629
Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS	11.682	11.152
Materiais, serviços e outros <sup>(3)</sup>	33.894	29.112
<b>Total</b>	<b>209.684</b>	<b>169.482</b>
Circulante	207.038	166.836
Não Circulante	2.646	2.646

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

## 16 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.

	31/03/2018	31/12/2017
Empréstimos e financiamentos - moeda nacional	164.905	259.859
Empréstimos e financiamentos - moeda estrangeira	424.607	361.253
Encargos de dívidas - moeda nacional	6.717	5.633
Encargos de dívidas - moeda estrangeira	3.755	1.459
(-) Custos a amortizar - moeda nacional	(419)	(1.119)
Marcação a mercado de dívidas	(1.120)	3.519
<b>Total</b>	<b>598.445</b>	<b>630.604</b>
Circulante	193.425	192.439
Não Circulante	405.020	438.165

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) (5)		Garantias (*)
	31/03/2018	31/12/2017						
FIDC Grupo Energisa III	58.278	61.362	CDI + 0,70% a.a. TJLP + 2,90% a	dez/20	Mensal	1,76%		F
Repasse BNDES FINEM - Itaú (4)	13.998	14.923	4,00% a.a. TJLP + 3,96% a	dez/23	Mensal	2,37 %	2,64 %	A
Repasse BNDES - Citibank (3)	-	34.884	4,26% a.a. TJLP + 3,96% a	nov/21	Mensal	2,63 %	2,70 %	A
Repasse BNDES - Itaú (3)	-	9.441	4,26% a.a. TJLP + 3,96% a	nov/21	Mensal	2,63 %	2,70 %	A
Repasse BNDES - Bradesco (3)	-	7.205	4,26% a.a.	nov/21	Mensal	2,63 %	2,70 %	A
Repasse BNDES - Citibank (3)	-	25.941	SELIC + 4,34%	nov/21	Mensal	2,66%		A
Repasse BNDES - Itaú (3)	-	7.021	SELIC + 4,34%	nov/21	Mensal	2,66%		A
Repasse BNDES - Bradesco (3)	-	5.358	SELIC + 4,34%	nov/21	Mensal	2,66%		A
FINAME - Itaú	23.966	25.283	2,50% a 10,0% a.a. (Pré)	jan/25	Mensal	0,62 %	2,41 %	A
Parcelamento FUNASA	4.104	4.192	IPCA + 5,94	dez/29	Mensal	2,15%		-
Nota Promissória SAFRA 1º Série(4)	7.128	6.988	CDI + 1,65%	abr/18	Final	2,00%		A
Nota Promissória SAFRA 2º Série(4)	64.148	62.894	CDI + 1,65%	abr/19	Final	2,00%		A
(-) Custo de captação incorrido na contratação	(419)	(1.119)	-	-	-	-	-	-
<b>Total em Moeda Nacional</b>	<b>171.203</b>	<b>264.373</b>						
Resolução 4131 - Itaú BBA (1 e 4)	187.704	184.890	3,49% a 3,80% a.a. (Pré) Libor + 0,73% a	jun/20	Anual	1,34 %	1,42 %	A
Resolução 4131 - Citibank (1 e 4)	136.122	73.779	2,16% a.a.	mai/19	Anual	2,54 %	2,90 %	A
Resolução 4131 - Bank of América ML (1 e 4)	104.536	104.043	Libor + 2,25% a.a.	set/19	Final	2,92%		A
(-) Marcação à Mercado de Dívida (2)	(1.120)	3.519	-	-	-	-	-	-
<b>Total em Moeda Estrangeira</b>	<b>427.242</b>	<b>366.231</b>						
<b>Total</b>	<b>598.445</b>	<b>630.604</b>						

(\*) A = Aval Energisa S.A. e F=Recebíveis.

- (1) Os contratos em moeda estrangeira possuem proteção de swap cambial e instrumentos financeiros derivativos (vide nota explicativa nº 25).
- (2) As operações estão sendo mensuradas ao valor justo por meio do resultado, de acordo com os métodos da contabilidade de "hedge" de valor justo ou pela designação como "Fair Value Option" (nota explicativa nº 25).
- (3) A controladora 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\$97.496, sujeito ao atendimento das condições estabelecidas entre os Agentes Repassadores e à confirmação, aprovação e disponibilidade de recursos por parte do BNDES 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.

O montante liberado para o financiamento foi de R\$96.970, referente à 1ª tranche do programa do Acordo de Investimentos.

Em 28 de Março de 2018 a companhia efetuou a liquidação antecipada dos contratos no valor de R\$87.723.

- (4) O contrato possui cláusulas restritivas que em geral, requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis. Essas garantias são estruturadas a partir de indicadores estabelecidos pela controladora Energisa S.A. O descumprimento desses níveis pode implicar em vencimento antecipado das dívidas (vide nota explicativo nº 28 - Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos).

Em 31 de março de 2018, as exigências contratuais foram cumpridas.

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

Para garantia do pagamento das parcelas de curto prazo, a Companhia mantém aplicações financeiras no montante R\$6.225 (R\$5.935 em 31 de dezembro de 2017), registrados na rubrica, "Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados" no ativo não circulante.

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

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

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

Moeda/indicadores	31/03/2018	31/12/2017
US\$ x R\$	0,48%	1,50%
TJLP	1,65%	7,12%
SELIC	1,59%	9,85%
CDI	1,59%	9,94%
IPCA	0,70%	2,95%
LIBOR	1,88%	1,30%

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

	31/03/2018
2019	217.287
2020	113.196
2021	65.457
2022	4.315
Após 2022	4.765
<b>Total</b>	<b>405.020</b>

Segue as movimentações ocorridas no período:

	31/03/2018	31/12/2017
<b>Saldo em 31/12/2017 e 31/12/2016</b>	<b>630.604</b>	<b>725.218</b>
Novos empréstimos e financiamentos obtidos	60.000	164.068
Encargos de dívidas - juros, variação monetária e cambial	14.178	40.793
Custos Apropriados	-	(339)
Marcação a Mercado das Dívidas	(4.639)	(3.038)
Pagamento de principal	(96.249)	(259.749)
Pagamento de juros	(5.449)	(36.349)
<b>Saldo em 31/03/2018 e 31/12/2017</b>	<b>598.445</b>	<b>630.604</b>
Circulante	193.425	192.439
Não circulante	405.020	438.165

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

Contratos	2018	2019	2020 em diante	Total 31/03/2018	Total 31/12/2017
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios- Grupo Energisa III	72	97	97	266	291
Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES	-	-	-	-	630
Nota Promissória SAFRA Primeira Série	-	-	-	-	8
Nota Promissória SAFRA Segunda Série	114	39	-	153	190
	<b>186</b>	<b>136</b>	<b>97</b>	<b>419</b>	<b>1.119</b>

## 17 Debêntures (não conversíveis em ações)

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

	31/03/2018	31/12/2017
Emissão de debêntures - moeda nacional	376.286	191.856
(-) Custo de captação incorrido na contratação	(2.262)	(2.398)
<b>Total</b>	<b>374.024</b>	<b>189.458</b>
Circulante	5.996	2.073
Não Circulante	368.028	187.385

Operações	Total		Emissão	Nº de Títulos Emitidos / circulação	Rendimentos	Vencimento	Amortização	Taxa efetiva de juros
	31/03/2018	31/12/2017						
Debêntures 2ª Emis 1ª Série	16.145	15.764	19/07/2017	15.173 / 15.173	IPCA + 5,60% a.a	jun/22	Final	2,07%
Debêntures 2ª Emis 2ª Série	14.496	14.152	19/07/2017	13.618 / 11.635	IPCA + 5,660%a.a	jun/24	Final	2,09%
Debentures 3ª Emissão 1ª Série	12.042	11.788	31/10/2017	11.635	IPCA+4,4885% a.a	out /22	Final	1,80%
Debentures 3ª Emissão 2ª Série	2.247	4.092	31/10/2017	2.169 / 2.169	IPCA+4,71104% a.a	out /24	Final	1,86%
Debentures 3ª Emissão 3ª Série	4.186	2.198	31/10/2017	4.035 / 4.035	IPCA+5,1074% a.a	out /27	Final	1,95%
Debentures 3ª Emissão 4ª Série	146.328	143.862	31/10/2017	142.161 / 18.000	107,75% CDI	out /22	Final	1,71%
Debêntures 4ª Emis Série Única	180.842	-	07/03/2018	18.000	CDI+1,00% a.a	fev / 21	Final	0,75%
(-) Custo de captação incorrido na contratação	(2.262)	(2.398)						
<b>Total</b>	<b>374.024</b>	<b>189.458</b>						

Em 07 de março de 2018 a Companhia fez a 4ª Emissão de Debêntures em uma única série no valor total de R\$180.000, sendo que os recursos captados com a emissão foram destinados à gestão ordinária dos negócios da Emissora.

Os recursos captados com a 2ª e 3ª emissão 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, sendo elas totalmente adquiridas pela controladora Energisa.

As debêntures possuem cláusulas restritivas que em geral, requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis. Essa garantia é estruturada a partir de indicadores estabelecidos pela controladora final (Energisa S/A). O descumprimento desses níveis pode implicar em vencimento antecipado das dívidas (vide nota explicativo nº 28). Em 31 de março de 2018, as exigências contratuais foram cumpridas.

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

	31/03/2018
2020	46.570
2021	226.920
2022	74.408
Após 2022	20.130
<b>Total</b>	<b>368.028</b>

Segue as movimentações ocorridas no período:

	31/03/2018	31/12/2017
Saldo em 31/12/2017 e 31/12/2016	189.458	-
Novas emissões	180.000	188.791
Encargos de dívidas - juros e variação monetária	4.566	3.216
Custos apropriados	-	(2.549)
<b>Saldo em 31/03/2018 e 31/12/2017</b>	<b>374.024</b>	<b>189.458</b>
Circulante	5.996	2.073
Não circulante	368.028	187.385

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

Contratos	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2020 em diante	Total
Debêntures 2ª Emissão 1ª Série	89	118	295	502
Debêntures 2ª Emissão 2ª Série	57	75	339	471
Debêntures 3ª Emissão 1ª Série	15	20	56	91
Debêntures 3ª Emissão 2ª Série	2	2	10	14
Debêntures 3ª Emissão 3ª Série	3	4	33	40
Debêntures 3ª Emissão 4ª Série	193	250	701	1.144
<b>Total</b>	<b>359</b>	<b>469</b>	<b>1.434</b>	<b>2.262</b>

## 18 Impostos e contribuições sociais

	31/03/2018	31/12/2017
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS (*)	55.819	54.768
Encargos sociais	2.473	2.513
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	2.790	2.935
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	3.560	1.077
Contribuições ao PIS e a COFINS	15.454	16.774
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	404	898
Outros	1.354	1.663
<b>Total</b>	<b>81.854</b>	<b>80.628</b>
Circulante	67.728	66.874
Não circulante	14.126	13.754

(\*) A Companhia possui R\$10.539 (R\$10.197 em 31 de dezembro de 2017) referente ao ICMS incidente sobre a TUSD suspenso por liminares (vide nota explicativa nº 6).

## 19 Encargos setoriais

	31/03/2018	31/12/2017
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE <sup>(1)</sup>	8.155	10.205
Fundo Nacional Desenvolvimento Científico Tecnológico - FNDCT	665	597
Ministério de Minas e Energia - MME	332	299
Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL	1.531	1.055
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	10.145	12.429
Programa de Eficiência Energética - PEE	16.661	15.008
<b>Total</b>	<b>37.489</b>	<b>39.593</b>
Circulante	20.975	24.591
Não circulante	16.514	15.002

(1) A Resolução Homologatória nº 2.204 da ANEEL, de 07 de março de 2017, homologa as quotas anuais da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE para o ano de 2017 e a Resolução Homologatória nº 2.368 de 09 de fevereiro de 2018, que altera a Resolução Homologatória nº 2.358 de 19 de dezembro de 2017, homologa as quotas da CDE para o ano de 2018.



Conta de Desenvolvimento Energético-CDE - refere-se a: (i) cota do período de 31 de março de 2018 no montante (R\$2.049 em 31 de dezembro de 2017); (ii) cota destinada a devolução do aporte de CDE no montante de R\$2.008 (R\$2.008 em 31 de dezembro de 2017); (iii) cota destinada a devolução do aporte da conta no Ambiente de Contratação Regulada (“Conta ACR”) no montante de R\$6.147 (R\$6.147 em 31 de dezembro de 2017).

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 e 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 12.212 de 21 de janeiro de 2010 e nº 13.280 de 03 de maio de 2016.

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

Por meio da Resolução Normativa nº 316, de 13 de maio de 2008, alterada pela Resolução Normativa nº 504 de 14 de agosto de 2012 e nº 556 de 18 de junho de 2013, a ANEEL estabeleceu novos critérios para cálculo, aplicação e recolhimento dos recursos do programa do P&D e PEE, respectivamente. Entre esses novos critérios, foram definidos os itens que compõem a base de cálculo das obrigações, ou seja, a receita operacional líquida e o cronograma de recolhimento ao FNDCT e ao MME.

Os gastos realizados com os projetos de PEE e P&D estão registrados na rubrica de serviços em curso até o final dos projetos, quando são encerrados contra os recursos do programa, enquanto a realização das obrigações por aquisição de ativo intangível, tem como contrapartida Obrigações Especiais.

## 20 Provisões para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais.

Uma provisão é reconhecida no momento em que a obrigação for considerada provável pelos assessores jurídicos da Companhia. A contrapartida da obrigação é uma despesa do período. Essa obrigação pode ser mensurada com razoável certeza e é atualizada de acordo com a evolução do processo judicial ou encargos financeiros incorridos e pode ser revertida caso a estimativa de perda não seja mais considerada provável, ou baixada quando a obrigação for liquidada. Por sua natureza, os processos judiciais serão resolvidos quando um ou mais eventos futuros ocorrerem ou deixarem de ocorrer. Tipicamente, a ocorrência ou não de tais eventos não depende da atuação da Companhia e incertezas no ambiente legal envolve o exercício de estimativas e julgamentos significativos da Administração quanto aos resultados dos eventos futuros.

Segue demonstrativo da movimentação das provisões:

	Trabalhistas	Cíveis	Fiscais	31/03/2018	31/12/2017
Saldo inicial - 31/12/2017 e 31/12/2016	9.048	26.071	1.586	36.705	50.042
Constituições de Provisões	528	955	-	1.483	34.006
Reversões de provisões	(831)	(581)	-	(1.412)	(19.957)
Pagamentos realizados	(193)	(825)	-	(1.018)	(28.571)
Atualização monetária	56	172	24	252	1.185
<b>Saldo final - 31/03/2018 e 31/12/2017</b>	<b>8.608</b>	<b>25.792</b>	<b>1.610</b>	<b>36.010</b>	<b>36.705</b>
Cauções e depósitos vinculados (*)				(7.145)	(6.960)

(\*) A Companhia possui cauções e depósitos vinculados no ativo não circulante, no montante de R\$22.648 (R\$21.247 em 31 de dezembro de 2017). Deste total, R\$15.503 (R\$14.287 em 31 de dezembro de 2017) não possuem provisões para riscos em face do prognóstico ser possível ou remoto.

## Perdas prováveis

### **Trabalhistas:**

A maioria das ações tem por objeto (i) verbas contratuais/legais (horas extras, danos moral, jornada de trabalho, diferença salarial), (ii) responsabilidade subsidiária (horas extras, vínculo, 13º salário, adicional periculosidade), (iii) indenização (acidente de trabalho, danos morais e materiais, verbas contratuais), entre outros, estando à variação relacionada (i) novos entrantes propostos no período, (ii) atualização monetária da base de ativos, (iii) alteração de provisão, aumentos e baixas e (iv) reversões ocorridas no exercício.

### **Cíveis:**

Nos processos cíveis discutem-se principalmente indenizações por danos morais/materiais e reclamações de consumidores (cobrança por irregularidade, reclamação de consumo, suspensão de fornecimento, danos elétricos/queima de equipamentos, entre outros).

### **Fiscais:**

A maioria das ações tem por objeto discussões relacionadas a tributos IRPJ, CSLL, IPTU e ação regressiva acidentária (auxílio doença por acidente de trabalho).

Os processos relacionados a IPTU tramitam na comarca de Cabedelo, onde se discute questões relacionadas a desapropriação de lotes pelo DNIT. Aguardando análise pericial.

O processo de IRPJ/CSLL trata de diferenças apuradas no exercício 1997 a 2001, estando o processo em fase de andamento no CARF.

Os processos que envolvem ação regressiva acidentária estão relacionados a ressarcimento ao INSS pelos custos que arcou para tratar a saúde dos empregados acidentados.

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

## Perdas possíveis

A Companhia possui processos de naturezas trabalhistas, cíveis e fiscais em andamento em um montante de R\$785.268 (R\$609.071 em 31 de dezembro de 2017), cuja probabilidade de perda foi estimada pelos consultores jurídicos como possível, não requerendo a constituição de provisão.

O incremento de R\$176.197, registrado no período findo em 31 de março de 2018, refere-se substancialmente às movimentações ocorridas no contencioso cível.

Seguem os comentários de nossos consultores jurídicos referente às ações consideradas com riscos possíveis:

### **Trabalhistas:**

Ações judiciais de natureza trabalhistas na condição de réu no montante R\$26.754 (R\$25.124 em 31 de dezembro de 2017) referem-se a discussões de ex-empregados que requerem recebimento de horas extras, complementação de adicional de periculosidade, horas de sobreaviso, indenizações por danos decorrentes de acidente de trabalho, bem como ações de ex-empregados de prestadores de serviços contratados pela Companhia reivindicando responsabilidade subsidiária por verbas rescisórias, bem como a cobrança de contribuição sindical.

O aumento de R\$1.630, registrada no trimestre findo em 31 de março de 2018, refere-se a movimentação de entrada de processos, alteração/redução de provisão e atualização monetária da base de ativos.

### **Principais processos:**

. Reclamação Trabalhista 0001525-58.2017.5.13.0026, proposta por empregados próprios onde o autor requer hora extras e dano moral, com valor envolvido de R\$3.000, recebida em março de 2018.

. Reclamação Trabalhista 00181.2011.018.13.00-2, proposta por empregados próprios onde o autor requer verbas contratuais/legais, processo encerrado em fevereiro de 2018 (R\$1.520 em 31 de dezembro de 2017).

. Reclamação Trabalhista 0001366-81.2017.513.0005, proposta por empregados próprios onde o autor requer reintegração, com valor envolvido de R\$1.518 (R\$1.508 em 31 de dezembro de 2017).

. Reclamação Trabalhista 00361.2008.011.13.00-4, proposta por empregados próprios onde o autor requer indenização, com valor envolvido de R\$1.356 (R\$1.346 em 31 de dezembro de 2017).

### Cíveis

As ações judiciais de natureza cível e juizado especial cível, no montante de R\$317.603 (R\$149.671 em 31 de dezembro de 2017), têm majoritariamente os seguintes objetos: (i) revisão ou o cancelamento de faturas de energia elétrica em razão da incerteza de seu valor; (ii) indenizações por danos materiais e morais decorrentes da suspensão do fornecimento de energia elétrica por falta de pagamento, por irregularidades nos aparelhos de medição, de variações de tensão elétrica, ou de falta momentânea de energia; e (iii) multas regulatórias originárias de procedimentos de fiscalização do poder concedente, entre outros.

O aumento de R\$167.932, registrado no período findo em 31 de março de 2018, refere-se especialmente ao impacto provocado pela movimentação ocorrida no processo 0053723-89.2016.4.01.3400, para o qual foi registrado um aumento de R\$166.028 no valor envolvido e alteração de prognóstico de remoto para possível. Esta movimentação é fruto da análise das resoluções homologatórias da ANEEL, que validaram as tarifas praticadas no período, desse modo, recalculou-se o efetivo valor de eventual risco financeiro e reavaliou-se o prognóstico de perda: expurgando-se valores pleiteados sem respaldo na lei consumerista, visto que a tarifa praticada sempre esteve em consonância com as determinações da agência reguladora.

### Principais processos:

. Ação 0053723-89.2016.4.01.3400, no montante de R\$166.028 relacionada ao pleito de restituição de valores cobrados em faturas de energia elétrica, referentes a perdas técnicas e comerciais, que em face de novas análises efetuadas pelos nossos consultores jurídicos o prognóstico foi alterado de perda remota para possível.

. Ação 0002664-83.2015.815.0131 com valor envolvido de R\$51.531 (R\$51.187 em 31 de dezembro de 2017), processo onde se discute questões relacionadas a rescisão contratual (ação anulatória proposta pela Cooperativa de Eletrificação Rural). O autor questiona a transferência da rede de eletrificação realizada entre a Cervap e a Energisa, requerendo a nulidade da escritura pública de transação entre as empresas e de todos os atos decorrente da mesma.

. Ação 0800663-51.2015.815.0371 com valor envolvido de R\$12.024 (R\$11.944 em 31 de dezembro de 2017), onde se discute questões relacionadas a indenização por incêndio/queimadas.

. Ação 0800388-05.2015.815.0371 com valor envolvido de R\$11.107 (R\$11.032 em 31 de dezembro de 2017), onde se discute questões relacionadas a indenização por incêndio/queimadas.

### Fiscais

Ações de natureza fiscal e tributária no montante de R\$440.911 (R\$434.276 em 31 de dezembro de 2017) referem-se basicamente aos seguintes objetos: (i) ICMS incidente sobre a demanda de energia; (ii) compensação e aproveitamento de créditos de ICMS; (iii) diferencial de alíquota; e (iv) imposto de renda e contribuição social sobre o lucro, leilão de energia, entre outros.

O aumento de R\$6.635, registrado ao longo do trimestre findo em 31 de março de 2018, refere-se às movimentações relacionadas à alterações/aumento de provisão e atualização monetária da base de ativos.

### Principais processos:

. Auto de infração 10467.720529/2011-81, com montante envolvido de R\$103.726 (R\$102.164 em 31 de dezembro de 2017), pelo qual a Receita Federal sustenta a suposta falta de adição na apuração do lucro real e da base de cálculo da contribuição social, de despesas consideradas indedutíveis relativas à amortização do ágio referente à privatização da controlada EPB, bem como a suposta compensação indevida de prejuízos fiscais e da base de cálculo da contribuição social.

. Autos de Infrações números: (I) 93300008.09.00000271/2017.59 no montante de R\$91.330 (R\$89.956 em 31 de dezembro de 2017) - referente ao período de janeiro de 2012 a dezembro de 2015; (II) Auto de Infração 93300008.09.00002467/2014-35 com valor envolvido de R\$41.293 (R\$40.671 em 31 de dezembro de 2017) - referente ao período de janeiro de 2009 a dezembro de 2010; e (III) Auto de Infração 93300008.09.70/2016-70 com valor envolvido de R\$29.434 (R\$28.991 em 31 de dezembro de 2017) - referente ao período de janeiro a dezembro de 2011. Todos lavrados pela Receita Estadual em virtude de glosa de ICMS, sob o argumento de que as aquisições de mercadorias objeto do creditamento no livro CIAP (controle de crédito do ativo permanente), não poderiam ser consideradas como ativo fixo, por não serem de propriedade da impugnante, mas sim do poder concedente (União Federal). A alegação do Estado é que o registro das operações no Ativo Imobilizado somente era possível até o ano de 2009. A partir de 2010, as normas contábeis passaram a exigir a escrituração das novas aquisições no Ativo Intangível.

. Processo administrativo 14751.002.618/2009-72, com montante envolvido de R\$47.311 (R\$46.598 em 31 de dezembro de 2017), pelo qual a Receita Federal autuou de forma reflexa o lançamento suplementar de IRPJ dos fatos geradores de 2001 e 2002 e anos calendários de 2005 e 2006, cobrando glosas de deduções de despesas, variações monetárias passivas, adições não computadas na apuração do lucro real e compensações não autorizadas.

## 21 Patrimônio líquido

---

### 21.1 Capital Social

O capital social subscrito e integralizado é de R\$526.992 (R\$526.992 em 31 de dezembro de 2017) está representado por 918.160 ações ordinárias, todas nominativas sem valor nominal.

O capital social da Companhia poderá ser aumentado, por subscrição, independentemente de modificação estatutária até o limite de 6.000 mil ações, cabendo ao Conselho de Administração à deliberação sobre forma, condições da subscrição e integralização das ações bem como as características das ações a serem emitidas e o preço de emissão.

### 21.2. Dividendos

Em Ata de Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 23 de fevereiro de 2018, foi aprovado a distribuição de dividendos intercalares, apurados no balanço levantado pela Companhia até 31 de dezembro de 2017, no montante de R\$107.383, correspondente a R\$116,95 por ação ordinária do capital social, pagos em 06 de março de 2018.

## 22 Receita operacional

	31/03/2018			31/03/2017		
	Fora do escopo dos auditores independentes		R\$	Fora do escopo dos auditores independentes		R\$
	Nº de consumidores	MWh		Nº de consumidores	MWh	
Residencial	1.162.502	443.034	296.550	1.141.304	433.493	262.115
Industrial	4.005	79.428	42.361	4.092	85.509	42.428
Comercial	93.646	178.477	120.920	93.176	181.818	110.579
Rural	131.815	70.103	27.819	128.941	66.420	23.899
Poder público:	16.354	58.958	37.769	16.123	57.763	33.664
Iluminação pública	734	74.487	29.269	708	69.242	24.893
Serviço público	1.071	49.432	18.270	1.067	44.614	15.753
Consumo próprio	261	1.005	-	252	1.082	-
<b>Subtotal</b>	<b>1.410.388</b>	<b>954.924</b>	<b>572.958</b>	<b>1.385.663</b>	<b>939.941</b>	<b>513.331</b>
Suprimento	-	19.946	62.820	-	44.770	29.821
Fornecimento não Faturado líquido	-	(2.033)	4.660	-	3.021	2.293
Disponibilidade do sistema de transmissão e de distribuição	48	-	18.639	38	-	14.273
Receita de Construção da Infraestrutura (1)	-	-	25.788	-	-	28.664
Penalidades Regulatórias (3)	-	-	(1.148)	-	-	-
Outras receitas operacionais	-	-	3.791	-	-	3.647
Valor justo ativo indenizável	-	-	3.247	-	-	(2.659)
(-) Ultrapassagem demanda (5)	-	-	-	-	-	(602)
(-) Excedente de reativos (5)	-	-	-	-	-	(1.329)
Constituição e amortização-CVA ativa e passiva (2)	-	-	14.794	-	-	592
Subvenções vinculadas ao serviço concedido	-	-	42.874	-	-	32.578
<b>Total - receita operacional bruta</b>	<b>1.410.436</b>	<b>972.837</b>	<b>748.423</b>	<b>1.385.701</b>	<b>987.732</b>	<b>620.609</b>
Deduções da receita operacional						
ICMS	-	-	142.863	-	-	127.592
PIS	-	-	10.919	-	-	9.512
COFINS	-	-	52.681	-	-	44.368
ISS	-	-	144	-	-	143
Deduções bandeiras tarifária - CCRBT (4)	-	-	(258)	-	-	(2.869)
Programa de Eficiência Energética - PEE	-	-	2.378	-	-	1.880
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	33.438	-	-	35.569
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	-	-	2.378	-	-	1.880
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	-	-	652	-	-	554
<b>Total - deduções da receita operacional</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>245.195</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>218.629</b>
<b>Total - receita operacional líquida</b>	<b>1.410.436</b>	<b>972.837</b>	<b>503.228</b>	<b>1.385.701</b>	<b>987.732</b>	<b>401.980</b>

(1) A receita de construção da infraestrutura está representada pelo mesmo montante em custo de construção. Tais valores são de reconhecimento obrigatório pela ICPC 01 - Contratos de Concessão e correspondem a custo de construção de obras de ativos da concessão de distribuição de energia elétrica.

(2) Refere-se a montante de ativos e passivos financeiros setoriais reconhecidos no resultado do período de acordo com o OCPC 08.

(3) Com a adoção do CPC 47 - Receitas de contratos com cliente a partir de 1º de janeiro de 2018, com base no método retrospectivo modificado, as multas regulatórias (DIC, FIC e DMIC), passaram a ser reconhecidas em dedução às receitas operacionais. Para efeito comparativo, o montante das multas em 31 de março de 2017 é de R\$1.148 e estão classificadas como despesas operacionais.

(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 08/04/2015, 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 nas rubricas Encargos do consumidor - Bandeira Tarifária e Reembolso do Fundo CDE - Bandeira Tarifária. Pela alteração proposta, os montantes das bandeiras passam a ser registrados na receita operacional.

As receitas auferidas pela Companhia referentes às bandeiras tarifárias no período foram de R\$3.169 (R\$3.783 em 31 de março de 2017), recebido da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias CCRBT o montante de R\$258 (R\$2.869 em 31 de março de 2017). Dessa forma, o efeito líquido das bandeiras tarifárias no resultado da Companhia em 31 de março de 2018 foi de R\$3.427 (R\$4.352 em 31 de março de 2017).

Para os meses de janeiro a fevereiro de 2018 a ANEEL homologou os valores conforme abaixo:

Meses	Despacho	31/03/2018	31/03/2017
Janeiro	Nº 516 de 06 de março de 2018 (Nº 592 de 02 de março de 2017)	(481)	2.351
Fevereiro	Nº 728 de 02 de abril de 2018 (Nº 899 de 30 de março de 2017)	384	45
Março	A ser homologado em abril de 2018 (Nº 1.237 de 05 de maio de 2017)	355	473
<b>Total</b>		<b>258</b>	<b>2.869</b>

- (5) A Companhia passou em 2017 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 - devolução tarifárias conforme determina o despacho da ANEEL nº 245 de 28 de janeiro de 2016 (vide nota explicativa nº 9).

## 23 Custo de Energia Elétrica Comprada para Revenda

	MWH (**)		Energia elétrica comprada p/revenda	
	31/03/2018	31/03/2017	31/03/2018	31/03/2017
Energia de leilão	652.712	625.140	118.042	126.574
Energia bilateral	108.288	108.288	91.208	27.083
Cotas de Angra Resolução Normativa nº 530/12	36.539	36.539	10.106	8.489
Energia de curto prazo - CCEE (*)	1.200	-	24.084	21.142
Cotas Garantia Física-Resolução Homologatória nº 1410	328.120	387.305	31.932	35.150
Programa Incentivo Fontes Alternativas Energia - PROINFA	21.091	21.144	7.609	7.093
(-) Parcela a compensar crédito PIS/COFINS não cumulativo	-	-	(23.243)	(17.640)
<b>Total</b>	<b>1.147.950</b>	<b>1.178.416</b>	<b>259.738</b>	<b>207.891</b>

Os valores referentes aos Despachos de março de 2018 foram repassados pela CCEE nas contas correntes vinculadas ao aporte de garantias financeiras do mercado de curto prazo das concessionárias.

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

- (\*) Inclui demais custos na CCEE tais como, efeitos dos CCEARs, liminares/ajuste de energia leilão, encargos de serviços do sistema e encargos de energia de reserva.

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

## 24 Cobertura de seguros

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

As principais coberturas são:

Ramos	Data de Vencimento	Importância Segurada	Prêmio Anual	
			31/03/2018	31/12/2017
Riscos Operacionais	07/11/2018	39.000	310	310
Responsabilidade Civil Geral	23/11/2018	50.600	246	246
Frota - Danos Materiais, Corporais e Morais a Terceiros	23/10/2018	Até R\$360 /veículo	145	145
Vida em Grupo e Acidentes pessoais (*)	31/12/2018	97.032	232	278
Responsabilidade Civil Administradores e Diretores (D&O)	26/11/2018	50.000	37	37
Transporte nacional	04/04/2019	Até R\$2.000 /veículo	5	-
			<b>975</b>	<b>1.016</b>

(\*) Importância segurada relativa ao mês de FEV/18 e prêmio anualizado.

## 25 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 ativos e passivos financeiros setoriais e contas a receber da concessão como melhor estimativa de valor justo dos ativos, disponíveis para venda, os fatores relevantes para avaliação ao valor justo não são publicamente observáveis. Por isso, a classificação da hierarquia de valor justo é de nível 3. A movimentação e respectivos ganhos no resultado do período de R\$3.868 (R\$23.349 em 31 de dezembro de 2017), assim como as principais premissas utilizadas, estão divulgados nas notas explicativas nº 9 e 13.

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

ATIVO	Nível	31/03/2018		31/12/2017	
		Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Caixa e equivalente de caixa	2	206.009	206.009	141.488	141.488
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	2	151.329	151.329	135.610	135.610
Consumidores e concessionárias	2	382.345	382.345	325.773	325.773
Conta a receber da concessão	3	475.477	475.477	464.587	464.587
Ativos financeiros setoriais	3	168.495	168.495	151.439	151.439
Instrumentos financeiros derivativos	2	53.971	53.971	54.392	54.392

PASSIVO	Nível	31/03/2018		31/12/2017	
		Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Fornecedores	2	209.684	209.684	169.482	169.482
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas e debêntures	2	972.469	972.959	820.062	820.670
Instrumentos financeiros derivativos	2	8.523	8.523	7.906	7.906
Passivos financeiros setoriais	3	88.269	88.269	86.628	86.628



Em atendimento à Instrução CVM nº 475/2008 e à Deliberação nº 604/2009, a descrição dos saldos contábeis e do valor justo dos instrumentos financeiros incluídos no balanço patrimonial em 31 de março de 2018 e 31 de dezembro de 2017, 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 justo por meio do resultado ou ao custo amortizado**

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

##### **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 período.

##### **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, BNB e BNDES, se aproximam de seus respectivos valores justos, já que operações similares não estão disponíveis no mercado financeiro, com vencimentos e taxas de juros comparáveis. O valor justo dos passivos financeiros referentes aos empréstimos com bancos comerciais que são negociados em mercados ativos é determinado com base nos preços observados nesses mercados (fonte: CETIP). Para os instrumentos financeiros sem mercado ativo, sendo esse a 2ª emissão de debêntures e o FIDC, a Companhia estabeleceu o seu valor justo como sendo equivalente ao valor contábil do instrumento. Para algumas das dívidas a Companhia realizou a opção pela designação ao valor justo por meio do resultado, conforme descrito abaixo.

#### **Derivativos**

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

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

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

## Hedge Accounting

Em 01 de julho de 2015, a Companhia efetuou a designação formal de parte de suas operações de proteção do tipo “swap” (instrumento de hedge) para troca de variação cambial e juros, para variação do CDI como hedge accounting. Em 31 de março de 2018 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\$1.050 (R\$424 em 31 de março de 2017) 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\$28,8 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\$160 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 no primeiro semestre de 2018, para as quais a Companhia possui instrumentos financeiros derivativos de proteção do tipo “swap” para troca de variação cambial e juros, como mensuradas ao valor justo. A opção pelo valor justo (“Fair Value Option”) tem o intuito de eliminar ou reduzir uma inconsistência de mensuração ou reconhecimento de determinados passivos, no qual de outra forma, surgiria. Assim, tanto os “swaps” quanto as respectivas dívidas passam a ser mensuradas ao valor justo e tal opção é irrevogável, bem como deve ser efetuada apenas no registro contábil inicial da operação. Em 31 de março de 2018, tais dívidas e derivativos, assim como os demais ativos e passivos mensurados ao valor justo por meio do resultado tem quaisquer ganhos ou perdas resultantes de sua re-mensuração reconhecidos no resultado da Companhia.

Durante o período, o valor contábil das dívidas designadas como “Fair Value Option” foi impactado em R\$3.589 (R\$343 em 31 de março de 2017) e reconhecido no 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 da Companhia com montantes e indicadores preestabelecidos na “Política de Gestão de Riscos decorrentes do Mercado Financeiro” (revista a cada 2 anos e disponível na web site da Companhia, tendo sido a última revisão em 2016) e nos regimentos internos da diretoria da Companhia.

A gestão de risco da Companhia visa identificar, analisar e monitorar riscos enfrentados, para estabelecer limites e mesmo checar a aderência aos mesmos. As políticas de gerenciamento de riscos e sistemas são revisadas

regularmente, a fim de avaliar mudanças nas condições de mercado e nas atividades da Companhia. A Diretoria tem como prática reportar mensalmente a performance orçamentária e os fatores de riscos que envolvem a Companhia.

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

### Gestão de Risco de Capital

O índice de endividamento no final do período são:

	31/03/2018	31/12/2017
Dívida (a)	972.469	820.062
Caixa e equivalente de caixa	(206.009)	(141.488)
Dívida líquida	766.460	678.574
Patrimônio líquido (b)	802.107	832.029
Índice de endividamento líquido	0,96	0,81

(a) A dívida é definida como empréstimos, financiamentos e debêntures de curto e longo prazos (excluindo derivativos e contratos de garantia financeira), conforme detalhado nas notas explicativas nº 16 e 17.

(b) 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 à liquidez, para cumprir com suas obrigações, evitando inadimplências que prejudiquem o andamento das operações da Companhia.

As maturidades contratuais dos principais passivos financeiros, incluindo pagamentos de juros estimados e excluindo o impacto de acordos de negociação de moedas pela posição líquida, são as seguintes:

	Taxa média de juros efetiva ponderada	Até 6 meses	De 6 a 12 meses	De 1 a 3 anos	De 3 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores		207.038	-	-	-	2.646	209.684
Empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas e debêntures	7,47%	166.611	57.217	660.018	202.647	35.620	1.122.113
Instrumentos Financeiros							
Derivativos		35.400	(1.005)	5.951	1.780	3.322	45.448
Total		409.049	56.212	665.969	204.427	41.588	1.377.245

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	31/03/2018	31/12/2017
Caixa e equivalentes de caixa	5	206.009	141.488
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	5	151.329	135.610
Consumidores e concessionárias	6	382.345	325.773
Ativos financeiros setoriais	9	168.495	151.439
Conta a receber da concessão	13	475.477	464.587
Instrumentos financeiros derivativos	25	53.971	54.392

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

Parte dos empréstimos e financiamentos em moeda nacional, apresentados na nota explicativa nº 16, é composta de financiamentos obtidos junto a diversos agentes de fomento nacional (Eletrobrás, Banco do Nordeste e BNDES) e outras instituições do mercado de capitais. A taxa de juros é definida por estes agentes, levando em conta os juros básicos, o prêmio de risco compatível com as empresas financiadas, suas garantias e o setor no qual estão inseridas. Na impossibilidade de buscar alternativas ou diferentes hipóteses de mercado e/ou metodologias para suas estimativas, em face dos negócios e às peculiaridades setoriais, esses são mensurados pelo “método do custo amortizado” com base em suas taxas contratuais.

Os resultados da Companhia são suscetíveis a variações, em função dos efeitos da volatilidade da taxa de câmbio sobre as operações de vendas de opções vinculadas aos swaps dos passivos atrelados a moedas estrangeiras, principalmente ao dólar norte-americano. A taxa de câmbio do dólar norte-americano encerrou o período findo em 31 de março de 2018 com alta de 0,47% sobre 31 de dezembro de 2017, cotado a R\$3,3238/USD. A volatilidade do dólar norte-americano em 31 de março de 2018 era de 9,56%, enquanto em 31 de dezembro de 2017 era de 11,95%.

Do montante Consolidado das dívidas bancárias e de emissões da Companhia, excluído os efeitos dos custos a apropriar, em 31 de março de 2018, de R\$975.150 (R\$823.579 em 31 de dezembro de 2017), R\$427.242 (R\$366.231 em 31 de dezembro de 2017) estão representados em dólares conforme nota explicativa nº 16. As operações que possuem proteção cambial e os respectivos instrumentos financeiros utilizados estão detalhadas abaixo.

Os empréstimos em dólar norte americano têm vencimento de curto e longo prazo (último vencimento em junho de 2020) e custo máximo de 3,80% ao ano mais variação cambial.

No balanço patrimonial de 31 de março de 2018 a Companhia apresenta no ativo circulante R\$42.568 (R\$39.949 em 31 de dezembro de 2017), R\$11.403 (R\$14.443 em 31 de dezembro de 2017) no ativo não circulante, R\$8.174 (R\$7.852 em 31 de dezembro de 2017) no passivo circulante e R\$349 (R\$54 em 31 de dezembro de 2017) no passivo não circulante, a título de marcação a mercado e instrumentos financeiros derivativos atrelados ao câmbio e aos juros, originados da combinação de fatores usualmente adotados para precificação a mercado de instrumentos dessa natureza, como volatilidade, cupom cambial, taxa de juros e cotação do dólar. Não se trata de valores materializados, pois refletem os valores da reversão dos derivativos na data de apuração, o que não corresponde ao objetivo de proteção das operações de “hedge” e não reflete a expectativa da Administração. À medida que os limitadores estabelecidos para as operações vigentes não forem ultrapassados, conforme abaixo descrito, deverá ocorrer à reversão do lançamento de marcação a mercado ora refletido nas informações financeiras. 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 (*)	30.138	VC + 4,11%	108,95% CDI	17/04/2018	Fair Value Hedge
Resolução 4131 - Citibank	5.500	VC + (Libor + 1,88%) x 117,65%	CDI + 1,80%	27/02/2019	Fair Value Hedge
Resolução 4131 - Citibank	13.813	VC + (Libor + 1,77%) x 117,65%	CDI + 1,85%	28/05/2019	Fair Value Hedge
Resolução 4131 - Citibank	2.900	VC + (Libor + 2,16%) x 117,65%	CDI + 2,50%	26/04/2019	Fair Value Option
Resolução 4131 - Bank of America ML	21.374	VC + (Libor + 2,25%) x 117,65%	CDI + 1,99%	20/09/2019	Fair Value Option
Resolução 4131 - Bank of America ML	10.000	VC + (Libor + 2,25%) x 117,65%	116,75% CDI	21/05/2019	Fair Value Option
Resolução 4131 - Itaú BBA	25.480	VC + 4,47%	119,03% CDI	23/06/2020	Fair Value Option
Resolução 4131 - Citibank	18.541	VC + (Libor + 0,73%) x 117,65%	CDI + 1,43%	19/01/2021	Fair Value Option

(\*) Esta operações possuía, originalmente, uma opção de compra com limitador atrelado ao swap. O limitador foi eliminado, minimizando assim a exposição à variação do câmbio.

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 EPB	15.173	IPCA + 5,60%	101,75% CDI	15/06/2022	Fair Value Hedge
Itaú BBA X EPB	13.618	IPCA + 5,66%	102,65% CDI	14/06/2024	Fair Value Hedge
JP Morgan X EPB	11.635	IPCA + 4,49%	100,90% CDI	17/10/2022	Fair Value Hedge
JP Morgan X EPB	2.169	IPCA + 4,71%	101,60% CDI	15/10/2024	Fair Value Hedge
JP Morgan X EPB	4.035	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 hedge”, vigentes em 31 de março de 2018 e 31 de dezembro de 2017:

Fair Value Option	Valor de referência		Descrição	Valor justo	
	31/03/2018	31/12/2017		31/03/2018	31/12/2017
Dívida designada para “Fair Value Option”	259.652	199.652	Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	(261.211)	(200.945)
			<b>Posição Ativa</b>		
			Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	261.211	200.945
			<b>Posição Passiva</b>		
			Taxa de Juros CDI	(262.868)	(200.331)
			Posição Líquida Swap	(1.657)	614
			Posição Líquida Dívida + Swap	(262.868)	(200.331)

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

Fair Value Hedge	Valor de referência		Descrição	Valor justo	
	31/03/2018	31/12/2017		31/03/2018	31/12/2017
Dívida (Objeto de Hedge)*	200.785	119.118	Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	(166.031)	(165.286)
			<b>Posição Ativa</b>		
			Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	166.031	165.286
Swap Cambial (Instrumento de Hedge)	200.785	119.118	<b>Posição Passiva</b>		
			Taxa de Juros CDI	(121.511)	(120.497)
			Posição Líquida Swap	44.520	44.789
			Posição Líquida Dívida + Swap	(121.511)	(120.497)

Fair Value Hedge	Valor de referência		Descrição	Valor justo	
	31/03/2018	31/12/2017		31/03/2018	31/12/2017
Dívida (Objeto de Hedge)*	46.630	46.630	Taxa Pré-Fixada	(51.268)	(48.992)
			<b>Posição Ativa</b>		
			Taxa Pré-Fixada	51.272	48.994
Swap de Juros (Instrumento de Hedge)	46.630	46.630	<b>Posição Passiva</b>		
			Taxa de Juros CDI	(48.687)	(47.911)
			Posição Líquida Swap	2.585	1.083
			Posição Líquida Dívida + Swap	(48.683)	(47.909)

(\*) 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 em 31 de março de 2018 e 31 de dezembro de 2017 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 16 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 e derivativos estão expostos, conforme demonstrado:

### a) Variação cambial

Considerando a manutenção da exposição cambial de 31 de março de 2018, com a simulação dos efeitos nas demonstrações financeiras futuras, por tipo de instrumento financeiro e para três cenários distintos, seriam obtidos os seguintes resultados (ajustados a valor presente para a data base das demonstrações financeiras):

Operação	Exposição	Risco	Cenário I (Provável) (*)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Dívida Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	(460.437)		(447.304)	(550.832)	(654.359)
Variação Dívida	-		(13.133)	(90.395)	(193.922)
<b>Swap Cambial</b>					
<b>Posição Ativa</b>					
Instrumentos Financeiros Derivativos - USD e LIBOR	427.242		414.109	517.637	621.164
Variação - USD e LIBOR	-	Alta USD	13.133	90.395	193.922
<b>Posição Passiva</b>					
Instrumentos Financeiros Derivativos - Taxa de Juros CDI	(384.379)		(384.379)	(384.379)	(384.379)
Variação - USD e LIBOR	-		-	-	-
<b>Subtotal</b>	<b>42.863</b>		<b>29.730</b>	<b>133.258</b>	<b>236.785</b>
<b>Total Líquido</b>	<b>(417.574)</b>		<b>(417.574)</b>	<b>(417.574)</b>	<b>(417.574)</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 março de 2018, atingem seu objetivo, o que é refletido no valor presente negativo de R\$417.574 que serve para mostrar a efetividade da mitigação das variações cambiais adversas das dívidas existentes. Neste sentido, quanto maior a deterioração do câmbio (variável de risco considerada), maiores serão os resultados positivos dos *swaps*. Por outro lado, com os cenários de deterioração do real frente ao dólar, de 25% e 50%, o valor presente seria negativo de R\$417.574 em ambos os casos.



## b) Variação das taxas de juros

Considerando a manutenção da exposição às taxas de juros de 31 de março de 2018, 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	(46.630)		(46.630)	(46.630)	(46.630)
Variação Dívida	-		-	-	-
Swap de Juros		Alta CDI			
<b>Posição Ativa</b>					
Instrumentos Financeiros Derivativos - CDI	51.272		51.272	51.272	51.272
Variação	-		-	-	-
<b>Posição Passiva</b>					
Instrumentos Financeiros Derivativos - CDI + TJLP	(48.687)		(48.687)	(53.108)	(57.529)
Variação	-		0	(4.421)	(8.842)
<b>Subtotal</b>	<b>2.585</b>		<b>2.585</b>	<b>(1.836)</b>	<b>(6.257)</b>
<b>Total Líquido</b>	<b>(44.045)</b>		<b>(44.045)</b>	<b>(48.466)</b>	<b>(52.887)</b>

Considerando que o cenário de exposição dos instrumentos financeiros indexados às taxas de juros de 31 de março de 2018 seja mantido e que os respectivos indexadores anuais acumulados sejam (CDI = 1,59%, TJLP = 1,65% ao ano e FNE = 8% 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%)
<b>Instrumentos financeiros ativos:</b>					
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	319.536	Alta do CDI	21.569	26.961	32.353
<b>Instrumentos financeiros passivos:</b>					
Swap	(384.379)	Alta USD	(25.946)	(32.433)	(38.919)
	(456.724)	Alta CDI	(30.829)	(38.536)	(46.244)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	(13.998)	Alta TJLP	(945)	(1.181)	(1.418)
	(49.115)	Alta IPCA	(344)	(430)	(516)
	-	Alta SELIC	-	-	-
<b>Subtotal (**)</b>	<b>(904.216)</b>		<b>(58.064)</b>	<b>(72.580)</b>	<b>(87.097)</b>
<b>Total</b>	<b>(584.680)</b>		<b>(36.495)</b>	<b>(45.619)</b>	<b>(54.744)</b>

(\*) Considera o CDI de 31 de março de 2019 (6,75 % ao ano), cotação das estimativas apresentadas pela recente Pesquisa do BACEN, datada de 31 de março de 2018, TJLP 6,75% ao ano, IPCA 0,70% e SELIC de 6,75%.

(\*\*) Não inclui as operações pré-fixadas no valor de R\$70.934.

## Gerenciamento de risco de liquidez

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

## 26 Benefícios pós emprego

### a) Plano de suplementação de aposentadoria e pensões

O plano de benefícios previdenciários (Funasa) mantido pela Companhia na modalidade de benefício definido, regularmente apresentava déficit atuarial.

Na busca do equacionamento desse plano a Administração apresentou e conseguiu aprovação junto a Secretaria de Previdência Privada das seguintes alterações dos referidos planos:

1. Fechamento do Plano de Benefício Definido (PO) para novos participantes;
2. Criação do Plano Saldado (PS) para o qual poderão migrar os atuais participantes ativos; e
3. Criação do Plano de Contribuição Definida (CD) para o qual poderão migrar todos os atuais participantes ativos que tenham migrado concomitantemente para o plano (PS).

Os participantes que optaram pela migração para o plano (PS) fazem jus, quando de sua aposentadoria, de um benefício proporcional que foi calculado com base nas reservas matemáticas apuradas na data de migração e serão reajustadas até a data da concessão dos benefícios. O total dos benefícios proporcionais apurados no momento da implantação do plano foi objeto de contrato de assunção pela patrocinadora Energisa PB com o respectivo fundo patrocinado - Funasa. Em função de sua característica, o plano (PS) não será objeto de contribuições mensais dos participantes ou patrocinadoras, sendo que qualquer eventual desequilíbrio atuarial deverá ser suportado pela patrocinadora.

A Companhia possui plano de contribuição definida após a reestruturação apresentada acima.

Para equacionamento do déficit e das demais insuficiências de reservas matemáticas do Plano de Benefício Definido - PO e do Plano Saldado Funasa - PS, a Energisa PB aumentou sua contribuição sobre a folha de pagamento dos empregados ativos e inativos, e em 31 de julho de 2015 firmou contrato de assunção de dívida no montante de R\$4.994. O valor da dívida foi parcelado em 173 parcelas de R\$29 (Tabela SAC com juros apurado e pagos mensalmente), caso os juros sejam inferiores a taxa atuarial, será utilizado a taxa atuarial para cálculo da parcela mensal a ser paga. O saldo em 31 de março de 2018 é de R\$4.104 (R\$4.192 em 31 de dezembro de 2017), registrado em empréstimos e financiamentos.

No período findo em 31 de março de 2018 para o plano de benefício definido temos registrado na demonstração de resultado na rubrica fundo de pensão - ajuste atuarial o montante de R\$2.420 (R\$4.967 em 31 de março de 2017), reconhecidos com base em cálculo atuarial elaborado anualmente por atuário independente.

#### **Plano de contribuição definida**

O plano (CD) Funasa, fechado para novas adesões, se caracteriza por ser conhecido os valores das contribuições, sendo que o valor dos benefícios dependerá do acúmulo da poupança realizada pelos participantes e pela patrocinadora e dos resultados financeiros obtidos dos investimentos realizados pelos administradores do plano.

A partir do exercício de 2017, um novo plano de benefícios CD foi criado, administrado pela EnergisaPrev-Fundação Energisa de Previdência, por ser de modalidade contribuição definida puro, tem seus benefícios de riscos totalmente terceirizados com seguradora.

Dessa forma, planos nessa modalidade, não estão sujeitos à avaliação atuarial no âmbito do CPC 33.

No período findo em 31 de março de 2018 a despesa de patrocínio desses planos foi de R\$2.372 (R\$3.028 em 31 de março de 2017), registrado na rubrica de entidade de previdência privada.

#### **b) Plano de saúde**

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, não cabendo a Companhia, qualquer vínculo e ou obrigação pós-emprego com esses empregados. No período findo em 31 de março de 2018 as despesas com o plano de saúde foram de R\$1.519 (R\$1.209 em 31 de março de 2017).

## 27 Compromissos

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

Contrato de compra de energia (*)					
Vigência	2018	2019	2020	2021	Após 2021
2018 a 2049	518.883	688.530	695.193	613.120	10.228.634

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

Os valores relativos aos contratos de compra de energia, com vigência de 8 a 30 anos, representam o volume contratado pelo preço médio corrente no final de 31 de março de 2018 e foram homologados pela ANEEL.

## 28 Informações adicionais ao fluxo de caixa

Em 31 de março de 2018 e 31 de dezembro de 2017, as movimentações patrimoniais que não afetaram o fluxo de caixa da Companhia, são como seguem:

	31/03/2018	31/12/2017
<b>Outras transações não caixa</b>		
Contas a receber da concessão - Bifurcação de Ativos	8.228	24.935
Contas a receber da concessão - Ativo financeiro indenizável da concessão	3.247	19.951
<b>Atividades operacionais</b>		
Pagamento de Fornecedores a prazo	7.038	6.404
<b>Atividades de investimentos</b>		
Aquisição de intangível com pagamento a prazo	7.038	6.404

## 29 Eventos subsequentes

- Bandeiras tarifárias**

A ANEEL definiu a aplicação da Bandeira Verde para o mês de abril de 2018 e Amarela para o mês de maio, resultado de análises do cenário hidrológico do país.

## Conselho de Administração

---

**Ivan Müller Botelho**  
Presidente

**Ricardo Perez Botelho**  
Vice-Presidente

**André La Saigne de Botton**  
Conselheiro

**Marcílio Marques Moreira**  
Conselheiro

**Omar Carneiro da Cunha Sobrinho**  
Conselheiro

**Marcelo Silveira da Rocha**  
Conselheiro

**Maurício Perez Botelho**  
Suplente

## Diretoria Executiva

---

**André Luís Cabral Theobald**  
Diretor Presidente

**Mauricio Perez Botelho**  
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

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

**Jairo Kennedy Soares Perez**  
Diretor Técnico e Comercial

**José Marcos Chaves de Melo**  
Diretor de Suprimentos e Logística

**Daniele Araújo Salomão Castelo**  
Diretora de Gestão de Pessoas

**Gioreli de Sousa Filho**  
Diretor sem designação específica

**Vicente Cortes de Carvalho**  
Diretor Contábil, Tributário e Patrimonial  
CRC-MG 042523/O-7 “S” PB

**Rosilda Régis Vieira da Costa**  
Contadora  
CRC/PB 003764/O-8

## Relatório dos Auditores Independente sobre Revisão de Informações Trimestrais

Aos  
Acionistas, Conselheiros e Administradores da  
**Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S.A.**  
João Pessoa - PB

### Introdução

Revisamos as informações financeiras intermediárias da Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S.A. ("Companhia") contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR referente ao trimestre findo em 31 de março de 2018, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de março de 2018 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de três meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

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

### Alcance da revisão

Conduzimos nossa revisão de acordo com as normas brasileiras e internacionais de revisão de informações intermediárias (NBC TR 2410 - Revisão de Informações Intermediárias Executada pelo Auditor da Entidade e ISRE 2410 - *Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity*, respectivamente). Uma revisão de informações intermediárias consiste na realização de indagações, principalmente às pessoas responsáveis pelos assuntos financeiros e contábeis e na aplicação de procedimentos analíticos e de outros procedimentos de revisão. O alcance de uma revisão é significativamente menor do que o de uma auditoria conduzida de acordo com as normas de auditoria e, conseqüentemente, não nos permitiu obter segurança de que tomamos conhecimento de todos os assuntos significativos que poderiam ser identificados em uma auditoria. Portanto, não expressamos uma opinião de auditoria.

### Conclusão sobre as informações financeiras intermediárias

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

### Outros assuntos

#### Demonstrações do valor adicionado

Revisamos, também, a demonstração do valor adicionado (DVA) referente ao período de três meses findo em 31 de março de 2018, preparadas sob a responsabilidade da Administração da Companhia, cuja apresentação nas informações financeiras intermediárias é requerida de acordo com as normas expedidas pela CVM - Comissão de Valores Mobiliários aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais - ITR e considerada informação suplementar pelas IFRS, que não requerem a apresentação da DVA. Essa demonstração foi submetida aos mesmos procedimentos de revisão descritos anteriormente e, com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que não foram elaboradas, em todos os seus aspectos relevantes, de forma consistente com as informações financeiras intermediárias tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 10 de maio de 2018.

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

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