

Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S/A | Resultados do 3º trimestre de 2018

Campo Grande, 8 de novembro de 2018 - A Administração da Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S/A (“Energisa Mato Grosso do Sul”, “EMS” ou “Companhia”) apresenta os resultados do terceiro trimestre (“3T18”) e dos primeiros nove meses de 2018 (“9M18”).

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

1 Considerações gerais

A Energisa Mato Grosso do Sul é uma distribuidora de energia elétrica que atende a 1.017,2 mil clientes e uma população de aproximadamente 2,5 milhões de habitantes em 74 municípios do Estado do Mato Grosso do Sul, em uma área de 328.335 Km².

2 Desempenho econômico-financeiro

2.1 Destaques

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

Desempenho Econômico-Financeiro						
Resultados - R\$ milhões						
Descrição	3T18	3T17 (Ajustado)	Var. %	9M18	9M17 (Ajustado)	Var. %
Receita Operacional Bruta	993,8	847,4	+ 17,3	2.804,4	2.410,1	+ 16,4
Receita Operacional Bruta, sem receita de construção	939,6	793,8	+ 18,4	2.652,0	2.229,7	+ 18,9
Receita Operacional Líquida	663,7	591,6	+ 12,2	1.901,6	1.619,8	+ 17,4
Receita Operacional Líquida, sem receita de construção	609,5	538,0	+ 13,3	1.749,2	1.439,4	+ 21,5
Resultado antes das Receitas e Despesas Financeiras (EBIT)	42,8	48,7	- 12,1	227,7	135,8	+ 67,7
EBITDA	66,4	72,8	- 8,8	293,4	205,1	+ 43,1
EBITDA Ajustado	77,9	81,9	- 4,9	328,4	235,7	+ 39,3
Resultado financeiro	(11,2)	(12,9)	- 13,2	(59,8)	(47,0)	+ 27,2
Lucro Líquido	25,5	23,6	+ 8,1	115,5	58,7	+ 96,8
Indicadores Operacionais						
Número de Consumidores Cativos (mil)	1.017,2	1.008,5	+ 0,9	1.017,2	1.008,5	+ 0,9
Vendas de energia a consumidores cativos (GWh)	987,7	1.013,1	- 2,5	3.244,5	3.201,3	+ 1,3
Vendas de energia a consumidores cativos + livres (TUSD) - (GWh)	1.238,6	1.232,2	+ 0,5	3.971,4	3.824,0	+ 3,9
Indicador Relativo						
EBITDA Ajustado/Receita Líquida (%)	11,7	13,8	- 2,1 p.p	17,3	14,6	+ 2,7 p.p
Indicadores Financeiros - R\$ milhões						
	30/09/2018	31/12/2017	Var. %			
Ativo Total	3.020,2	2.846,9	+ 6,1			
Caixa/Equivalentes de Caixa/Aplicações Financeiras	154,1	311,2	- 50,5			
Patrimônio Líquido	799,4	816,4	- 2,1			
Endividamento Líquido	1.016,2	843,6	+ 20,5			

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

2.2 Receita operacional bruta e líquida

No 3T18, a receita operacional bruta, sem a receita de construção, totalizou R\$ 939,6 milhões, o que representa aumento de 18,4% (ou R\$ 145,8 milhões) em relação aos R\$ 793,8 milhões registrados no 3T17.

Dentre os fatores que favoreceram a receita operacional bruta se destacam:

- i) Aumento de 12,4% (R\$ 76,9 milhões) da receita bruta no mercado cativo em relação ao 3T17;
- ii) Acréscimo de R\$ 34,0 milhões no suprimento de energia a outras concessionárias;
- iii) Incremento de R\$ 14,3 milhões nas receitas de disponibilidade do sistema elétrico (Tusd); e
- iv) Acréscimo de R\$ 13,4 milhões nas subvenções vinculadas aos serviços concedidos.

Por sua vez, a receita operacional líquida, sem a receita de construção, atingiu R\$ 609,5 milhões, o que representa aumento de 13,3% (ou R\$ 71,5 milhões) em relação aos R\$ 538,0 milhões registrados no 3T17.

A seguir, as receitas operacionais por classe de consumo:

Receita operacional por classe de consumo Descrição (R\$ milhões)	Trimestre			Acumulado		
	3T18	3T17 (Ajustado)	Var. %	9M18	9M17 (Ajustado)	Var. %
(+) Receita de energia elétrica (mercado cativo)	695,0	618,1	+ 12,4	2.089,3	1.954,8	+ 6,9
Residencial	299,7	261,6	+ 14,6	935,7	852,1	+ 9,8
Industrial	54,8	56,8	- 3,5	164,4	178,1	- 7,7
Comercial	173,8	158,1	+ 9,9	523,2	500,5	+ 4,5
Rural	82,3	67,5	+ 21,9	225,3	197,2	+ 14,2
Outras classes	84,4	74,1	+ 13,9	240,7	226,9	+ 6,1
(+) Suprimento de energia elétrica	57,4	23,4	+ 145,3	127,1	48,5	+ 162,1
(+) Fornecimento não faturado líquido	9,5	6,0	+ 58,3	(8,6)	(19,7)	- 56,3
(+) Disponibilidade do sistema elétrico	46,1	31,8	+ 45,0	112,2	95,1	+ 18,0
(+) Receitas de construção	54,2	53,6	+ 1,1	152,4	180,4	- 15,5
(+) Constituição e amortização - CVA	72,3	71,6	+ 1,0	103,6	14,3	+ 624,5
(+) Subvenções vinculadas aos serviços concedidos	51,6	38,2	+ 35,1	143,6	124,2	+ 15,6
(+) Ativo financeiro indenizável da concessão	5,8	3,1	+ 87,1	76,9	9,1	+ 745,1
(+) Outras receitas	1,9	1,6	+ 18,8	7,9	3,4	+ 132,4
(=) Receita bruta	993,8	847,4	+ 17,3	2.804,4	2.410,1	+ 16,4
(-) Impostos sobre vendas	219,0	190,3	+ 15,1	640,0	578,4	+ 10,7
(-) Deduções Bandeiras Tarifárias	25,7	0,6	+ 4.183,3	24,6	14,9	+ 65,1
(-) Encargos setoriais	85,4	64,9	+ 31,6	238,2	197,0	+ 20,9
(=) Receita líquida	663,7	591,6	+ 12,2	1.901,6	1.619,8	+ 17,4
(-) Receitas de construção	54,2	53,6	+ 1,1	152,4	180,4	- 15,5
(=) Receita líquida, sem receitas de construção	609,5	538,0	+ 13,3	1.749,2	1.439,4	+ 21,5

No acumulado em 9M18, a receita operacional bruta, também deduzida das receitas de construções, atingiu R\$ 2.652,0 milhões, ou seja, 18,9% maior (ou R\$ 422,3 milhões) em relação a verificada em 9M17. Também foram determinantes para esse desempenho:

- i) Aumento de 6,9% (R\$ 134,5 milhões) da receita bruta no mercado cativo;
- ii) Aumento de R\$ 89,3 milhões na constituição da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA) em 9M18 em relação aos 9M17;
- iii) Acréscimo de R\$ 78,6 milhões no suprimento de energia elétrica a outras concessionárias; e
- iv) Incremento de R\$ 67,8 milhões no ativo financeiro indenizável da concessão.

Já a receita operacional líquida em 9M18, sem a receita de construção, atingiu R\$ 1.749,2 milhões, o que representa aumento de 21,5% (ou R\$ 309,8 milhões) em relação aos R\$ 1.439,4 milhões registrados nos 9M17.

2.3 Ambiente regulatório - revisão tarifária

2.3.1 Bandeiras tarifárias

No 3T18, foi possível observar aumento de R\$ 0,7 milhão na constituição (líquida da amortização) da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA) em relação ao 3T17. Em 9M18, o acréscimo foi de R\$ 89,3 milhões na constituição (líquida da amortização) da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA) em relação aos 9M17.

A CVA é o mecanismo regulatório instituído pela Portaria Interministerial nº 25/02, destinado a registrar as variações de custos relacionados à compra de energia, transporte de energia e encargos setoriais, ocorridas no período entre os eventos tarifários da distribuidora. O objetivo deste mecanismo é neutralizar os efeitos desses custos, denominados de “Parcela A” e de repasse tarifário integral assegurado, sobre o resultado da distribuidora.

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 3T18 foram de R\$ 39,6 milhões (R\$ 43,2 milhões em 9M18), ante R\$ 19,4 milhões registrados no 3T17 (R\$ 32,8 milhões em 9M17).

2.3.2 Revisão tarifária

A Energisa Mato Grosso do Sul passou pela 4ª revisão tarifária periódica, cujo efeito médio percebido, a partir de 8 de abril de 2018, pelos consumidores em relação à tarifa anteriormente praticada foi um aumento de 9,87%, sendo 10,65% para os consumidores de baixa tensão e 7,91% para os consumidores de média e alta tensão.

No processo de Revisão Tarifária Periódica, que se dá a cada cinco 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. A Base de Remuneração Regulatória Bruta da distribuidora ficou em R\$ 3.051,3 milhões e a líquida em R\$ 1.864,5 milhões.

A Aneel também estabeleceu as parcelas relativas ao Fator X da EMS em 1,32% (componente “Pd” - ganhos de produtividade) e -1,45% (componente “T” - trajetória de adequação de custos operacionais). A esses percentuais ainda deverá ser considerado o componente “Q” (qualidade), de -0,16%. Adicionalmente, em relação ao reconhecimento das perdas regulatórias, foram os seguintes os percentuais definidos:

Perdas Regulatórias	%
Perda Técnica/Energia Injetada	9,62
Perda Não Técnica/Energia Injetada	3,26
Perda Total/Energia Injetada ¹	12,88
Perdas Não Técnicas / Mercado de Baixa Tensão ¹	5,99
Perda Técnica/Energia Injetada	9,62

(1) 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 Mato Grosso do Sul, referentes a subsídios tarifários concedidos aos consumidores de baixa renda e usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica no montante de R\$ 51,6 milhões no 3T18 (R\$ 38,2 milhões no 3T17). O valor foi registrado pela Companhia como receita operacional no 3T18.

2.4 Despesas operacionais

As despesas operacionais, excluindo os custos de construção, totalizaram R\$ 566,7 milhões no 3T18, aumento de 15,8% (R\$ 77,4 milhões), quando comparado com o mesmo trimestre de 2017. Em 9M18 atingiram R\$ 1.521,4 milhões, contra R\$ 1.303,7 milhões, ou seja, 16,7% maiores.

A composição das despesas operacionais pode ser assim demonstrada:

Composição das despesas operacionais Valores em R\$ milhões	Trimestre			Acumulado		
	3T18	3T17	Var. %	9M18	9M17	Var. %
1 Custos e Despesas não controláveis	408,3	374,6	+ 9,0	1.115,8	922,4	+ 21,0
1.1 Energia comprada	357,8	328,5	+ 8,9	954,9	826,0	+ 15,6
1.2 Transporte de potência elétrica	50,5	46,1	+ 9,5	160,9	96,4	+ 66,9
2 Custos e Despesas controláveis	122,5	85,0	+ 44,1	314,8	299,7	+ 5,0
2.1 PMSO	119,4	82,3	+ 45,1	329,8	259,4	+ 27,1
2.1.1 Pessoal	52,6	38,9	+ 35,2	157,6	116,3	+ 35,5
2.1.2 Fundo de pensão	2,2	0,3	+ 633,3	4,2	1,0	+ 320,0
2.1.3 Material	6,4	6,4	-	19,4	17,1	+ 13,5
2.1.4 Serviços de terceiros	42,1	33,5	+ 25,7	124,7	106,2	+ 17,4
2.1.5 Outras	16,1	3,2	+ 403,1	23,9	18,8	+ 27,1
✓ Multas e compensações	1,8	1,0	+ 80,0	2,1	6,5	- 67,7
✓ Contingências (liquidação de ações cíveis)	2,7	(0,3)	-	6,4	6,2	+ 3,2
✓ Outros	11,6	2,5	+ 364,0	15,4	6,1	+ 152,5
2.2 Provisões/Reversões	3,1	2,7	+ 14,8	(15,0)	40,3	-
2.2.1 Contingências	(12,6)	0,2	-	(28,2)	28,8	-
2.2.2 Devedores duvidosos	15,7	2,5	+ 528,0	13,2	11,5	+ 14,8
3 Demais receitas/despesas	35,9	29,7	+ 20,9	90,8	81,6	+ 11,3
3.1 Depreciação e amortização	23,7	24,1	- 1,7	65,7	69,3	- 5,2
3.2 Outras receitas/despesas	12,2	5,6	+ 117,9	25,1	12,3	+ 104,1
Total Custos e Despesas Operacionais (1+2+3, s/ construção)	566,7	489,3	+ 15,8	1.521,4	1.303,7	+ 16,7
Custo de construção (*)	54,2	53,6	+ 1,1	152,5	180,4	- 15,5
Total Custos e Despesas Operacionais (1+2+3, c/ construção)	620,9	542,9	+ 14,4	1.673,9	1.484,1	+ 12,8

(*) 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 3T18, a EMS registrou lucro líquido de R\$ 25,5 milhões, contra R\$ 23,6 milhões no 3T17. Por sua vez, a geração de caixa (EBITDA Ajustado) apurada no 3T18 foi de R\$ 77,9 milhões, contra R\$ 81,9 milhões registrados no 3T17, ligeira redução de 4,9%. Em 9M18, o lucro líquido totalizou R\$ 115,5 milhões, o que representa aumento de 96,8%. Esse desempenho decorre, principalmente, do crescimento das receitas operacionais, conforme mencionado no item 2.2 deste relatório. A geração de caixa (EBITDA Ajustado) atingiu R\$ 328,4 milhões, aumento de 39,3% em relação a registrada em 9M17. 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			Acumulado		
	3T18	3T17 (Ajustado)	Var. %	9M18	9M17 (Ajustado)	Var. %
(=) Lucro Líquido	25,5	23,6	+ 8,1	115,5	58,7	+ 96,8
(-) Contribuição social e imposto de renda	(6,0)	(12,2)	- 50,8	(52,4)	(30,1)	+ 74,1
(-) Resultado financeiro	(11,2)	(12,9)	- 13,2	(59,8)	(47,0)	+ 27,2
(-) Depreciação e amortização	(23,7)	(24,1)	- 1,7	(65,7)	(69,3)	- 5,2
(=) Geração de caixa (EBITDA)	66,4	72,8	- 8,8	293,4	205,1	+ 43,1
(+) Receita de multas e acréscimos moratórios	11,5	9,1	+ 26,4	35,0	30,6	+ 14,4
(=) Geração ajustada de caixa (EBITDA Ajustado)	77,9	81,9	- 4,9	328,4	235,7	+ 39,3
Margem do EBITDA Ajustado (%)	11,7	13,8	- 2,1 p.p	17,3	14,6	+ 2,7 p.p

3 Investimentos

Com foco na constante melhoria na qualidade do fornecimento de energia elétrica e no suporte ao seu crescimento de mercado, a EMS investiu ao longo do 3T18 a importância de R\$ 61,7 milhões. Os investimentos realizados no trimestre e em nove meses de 2018 e 2017 foram os seguintes:

Descrição Valores em R\$ milhões	Trimestre			Acumulado		
	3T18	3T17	Var. %	9M18	9M17	Var. %
Ativos Elétricos	38,6	47,9	- 19,4	129,3	168,5	- 23,3
Obrigações Especiais (*)	2,9	31,6	- 90,8	20,6	247,8	- 91,7
Ativos Não Elétricos	20,2	0,3	+ 6.633,3	26,0	5,1	+ 409,8
Total dos Investimentos	61,7	79,8	- 22,7	175,9	421,4	- 58,3

(*) 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 na excelência no atendimento tem permitido à EMS apresentar consistentes índices operacionais, que evidenciam as ações bem-sustentadas.

4.1 Perdas de energia

Mais uma vez, a EMS vem se destacando nas ações de redução das perdas de energia, tendo batido novo recorde em setembro de 2018, com a menor perda na história da Companhia. Nos últimos 12 meses encerrados em setembro de 2018, as perdas totais totalizaram 12,35%, contra 13,40% em igual período findo em setembro de 2017, mantendo-se dentro do limite estabelecido pela agente regulador.

Perdas Técnicas (%)			Perdas Não Técnicas (%)			Perdas Totais (%)			ANEEL
Set/17	Jun/18	Set/18	Set/17	Jun/18	Set/18	Set/17	Jun/18	Set/18	
9,85	9,68	9,31	3,54	3,38	3,04	13,40	13,06	12,35	13,90

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

Perdas Técnicas (GWh)			Perdas Não-Técnicas (GWh)			Perdas Totais (GWh)			Var.(%) ⁽¹⁾
Set/17	Jun/18	Set/18	Set/17	Jun/18	Set/18	Set/17	Jun/18	Set/18	
582,8	591,4	563,6	209,5	206,4	184,2	792,4	797,9	747,7	- 6,3

⁽¹⁾ Variação setembro de 2018 / junho de 2018.

4.2 Gestão da Inadimplância

4.2.1 Taxa de Inadimplância

A EMS utiliza a métrica para análise da inadimplância pela relação percentual entre a soma da provisão para créditos de liquidação duvidosa com incobráveis e o fornecimento faturado, no período de 12 meses. Em setembro de 2018, essa relação foi de 0,76%, contra 0,37% em setembro de 2017.

4.2.2 Taxa de Arrecadação

A Companhia também divulga a taxa de arrecadação, representada pela arrecadação dos últimos 12 meses sobre ao faturamento bruto do mesmo período. Em junho de 2018, essa taxa ficou em 96,79%, contra 96,89% em setembro de 2017.

4.3 Indicadores de qualidade dos serviços - DEC e FEC

A prioridade dada aos investimentos em qualidade tem permitido alcançar melhorias contínuas nos indicadores de fornecimento de energia pela Companhia, expressos por frequência e duração das interrupções de energia

(FEC e DEC). O indicador DEC apresentou redução de 8,3%, passando de 11,94 horas nos últimos 12 meses encerrados em setembro de 2017, para 10,95 horas em setembro de 2018, que representa o menor patamar desde a assunção do controle acionário da Companhia pelo Grupo Energisa. O FEC, por sua vez, mostrou redução de 15,5%, passando de 5,89 vezes para 4,97 vezes no mesmo período, encontrando-se dentro dos limites estabelecidos pela Aneel.

4.4 Mercado de energia

Em nove meses de 2018, as vendas de energia elétrica a consumidores finais (mercado cativo), localizados na área de concessão da Companhia, somadas à energia associada aos consumidores livres (TUSD), totalizaram 3.971,4 GWh (1.238,6 GWh no 3T18), aumento de 3,9% (aumento de 0,5% no 3T18) em relação ao igual período do ano anterior. A composição do mercado de energia nos primeiros nove meses de 2018 foi a seguinte:

Descrição Valores em GWh	Trimestre			9 meses		
	3T18	3T17	Var. %	9M18	9M17	Var. %
✓ Residencial	398,1	406,2	(2,0)	1.360,5	1.316,8	3,3
✓ Industrial	282,8	255,8	10,6	828,4	759,5	9,1
• Cativo	74,3	77,8	(4,5)	228,1	247,5	(7,9)
• Livre	208,5	178,0	17,1	600,3	512,0	17,3
✓ Comercial	261,0	272,2	(4,1)	857,3	854,0	0,4
• Cativo	231,6	243,2	(4,8)	768,7	776,9	(1,1)
• Livre	29,5	29,0	1,7	88,6	77,1	14,9
✓ Rural	136,4	134,1	1,7	420,2	392,6	7,0
• Cativo	135,9	134,1	1,3	418,6	392,6	6,6
• Livre	0,5	-	-	1,6	-	-
✓ Outras Classes	160,4	163,9	(2,1)	505,1	501,1	0,8
• Cativo	147,9	151,8	(2,6)	468,6	467,5	0,2
• Livre	12,4	12,1	2,5	36,5	33,6	8,6
1 Vendas de energia no mercado cativo	987,7	1.013,1	(2,5)	3.244,5	3.201,3	1,3
2 Energia associada aos consumidores livres (TUSD)	250,8	219,1	14,5	726,9	622,7	16,7
3 Mercado cativo + TUSD (1+2)	1.238,6	1.232,2	0,5	3.971,4	3.824,0	3,9
4 Fornecimento Não faturado	3,8	17,8	(78,7)	(63,2)	(34,7)	82,1
5 Mercado cativo + TUSD + fornecimento não faturado (3+4)	1.242,4	1.250,0	(0,6)	3.908,2	3.789,3	3,1

Em setembro de 2018, a Companhia registrou 1.017.186 unidades consumidoras cativas, quantidade 0,9% superior à registrada no fim de setembro de 2017. Já o número de consumidores livres totalizou 155 no fim de setembro de 2018.

5 Estrutura de capital

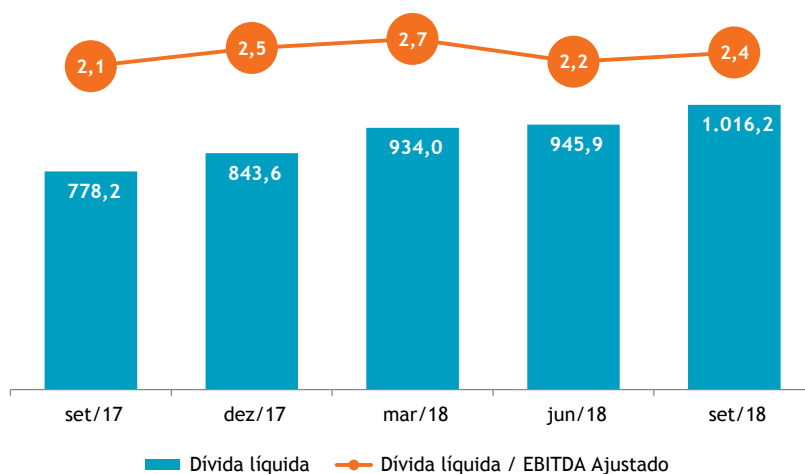
Em 30 de setembro de 2018, o saldo consolidado de caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras da Companhia totalizou R\$ 263,8 milhões, que incluem os créditos referentes à subvenção tarifária e baixa renda (CDE) e Conta de Compensação dos Valores da Parcela A (CVA). Por sua vez, a dívida líquida 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\$ 843,6 milhões em 31 de dezembro de 2017 para R\$ 1.016,2 milhões em 30 de setembro de 2018. Consequentemente, a relação entre a dívida líquida, com os créditos setoriais, e o EBITDA Ajustado ao fim de setembro de 2018 foi de 2,4 vezes.

A seguir, as dívidas de curto e longo prazo da Companhia entre 30 de setembro de 2018 e 31 de dezembro de 2017:

Descrição Valores em R\$ milhões	30/09/2018	30/06/2018	31/12/2017
Circulante	18,7	20,7	48,2
Empréstimos e financiamentos	-	-	33,6
Debêntures	10,3	15,0	7,4
Encargos de dívidas	3,1	3,1	3,6
Parcelamento de impostos e benefícios a empregados	0,1	-	-
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	5,2	2,6	3,6
Não Circulante	1.261,3	1.192,3	1.140,4
Empréstimos e financiamentos	690,9	617,0	702,5
Debêntures	596,1	595,7	446,3
Parcelamento de impostos e benefícios a empregados	1,4	0,1	0,1
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	(27,1)	(20,5)	(8,5)
Total das dívidas	1.280,0	1.213,0	1.188,6
(-) Disponibilidades financeiras	154,1	232,5	311,2
Total das dívidas líquidas	1.125,9	980,5	877,4
(-) Créditos CDE (subvenção tarifária e baixa renda)	36,8	34,8	33,8
(-) Créditos CVA	72,9	(0,2)	-
Total das dívidas líquidas deduzidas de créditos setoriais	1.016,2	945,9	843,6
Indicador relativo			
Divida líquida/EBITDA Ajustado 12 meses ⁽¹⁾	2,4	2,2	2,5

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

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



6 EMS antecipa mais um dividendo

O Conselho de Administração da Energisa Mato Grosso do Sul, em reunião realizada em 8 de novembro de 2018, aprovou a distribuição de mais um dividendo intermediário, relativo ao exercício social em curso, no montante de R\$ 24,2 milhões, à razão de R\$ 37,37720713 por ação ordinária. Esses dividendos serão pagos a partir de 12 de novembro próximo.

7 Evento subsequente - Emissão de debêntures

A Energisa Mato Grosso do Sul concluiu a oferta pública de distribuição de 155.000 debêntures simples. Os títulos, não conversíveis em ações e com garantia adicional fidejussória, em série única, possuem valor unitário de R\$ 1.000,00 na data de emissão em 15 de setembro de 2018.

As debêntures fazem jus a juros remuneratórios semestrais, conforme abaixo:

Número da Emissão	Quantidade de Debêntures	Montante Total Captado (R\$)	Remuneração	Swap	Vencimento
11ª	155.000	153.295.000,00	IPCA + 5,0797% a.a.	103,7% do CDI	15/09/2025

As debêntures contam com o incentivo previsto no artigo 2º da Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011, conforme alterada e demais normas aplicáveis.

Os recursos captados com a emissão serão aplicados nos programas de investimentos de 2018 (parte) e 2019 constantes dos Planos de Desenvolvimento de Distribuição apresentados à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) pela EMS.

8 Serviços prestados pelo auditor independente

A remuneração da Ernst & Young Auditores Independentes S.S. pelos serviços prestados de revisão contábil das demonstrações financeiras da Companhia nos primeiros nove meses de 2018 foi de R\$ 421 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 MATO GROSSO DO SUL - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
BALANÇO PATRIMONIAL
EM 30 DE SETEMBRO DE 2018 E 31 DE DEZEMBRO DE 2017
 (Em milhares de reais)

	30/09/2018	31/12/2017
Ativo		
Circulante		
Caixa e equivalente de caixa	57.001	52.816
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	66.131	221.843
Clientes, consumidores e concessionárias	455.647	401.296
Estoques	5.232	3.283
Tributos a recuperar	87.388	72.252
Ativos financeiros setoriais (CVA)	204.186	142.812
Outros créditos	82.702	84.530
Total do circulante	958.287	978.832
Não circulante		
Realizável a longo prazo		
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	30.946	36.503
Clientes, consumidores e concessionárias	41.100	38.618
Ativos financeiros setoriais (CVA)	125.188	47.005
Tributos a recuperar	21.164	21.050
Créditos tributários	69.096	104.273
Depósitos e cauções vinculados	79.445	84.016
Instrumentos financeiros derivativos	27.267	8.563
Ativo financeiro indenizável da concessão	857.055	704.613
Outros créditos	3.265	3.010
Não circulante	1.254.526	1.047.651
Investimentos	533	523
Imobilizado	8.789	-
Intangível	798.052	819.871
Total do não circulante	2.061.900	1.868.045
Total do ativo	3.020.187	2.846.877

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

2. Balanço Patrimonial Passivo

ENERGISA MATO GROSSO DO SUL - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
BALANÇO PATRIMONIAL
EM 30 DE SETEMBRO DE 2018 E 31 DE DEZEMBRO DE 2017
 (Em milhares de reais)

	30/09/2018	31/12/2017
Passivo		
Circulante		
Fornecedores	283.315	247.166
Empréstimos e financiamentos	3.069	37.205
Debêntures	10.350	7.437
Impostos e contribuições sociais	69.952	66.943
Obrigações estimadas	18.164	17.419
Contribuição de iluminação pública	18.413	13.611
Benefícios pós-emprego	104	7
Encargos setoriais	31.227	62.079
Passivos financeiros setoriais (CVA)	173.044	145.097
Instrumentos financeiros derivativos	5.159	3.647
Incorporação de redes	10.381	11.869
Outras passivos	28.574	18.792
Total do circulante	650.468	627.669
Não circulante		
Fornecedores	11.648	11.450
Empréstimos e financiamentos	690.903	702.530
Debêntures	596.067	446.341
Instrumentos financeiros derivativos	136	-
Impostos e contribuições sociais	15.438	14.745
Provisão para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais	151.811	174.666
Benefícios pós-emprego	1.411	59
Passivos financeiros setoriais (CVA)	83.462	44.695
Taxas regulamentares	-	-
Encargos setoriais	19.061	8.079
Outras contas a pagar	369	195
Total do não circulante	1.570.306	1.402.760
Patrimônio líquido		
Capital social	616.732	616.732
Reservas de capital	118.594	118.594
Reservas de lucros	34.427	34.427
Dividendos adicionais propostos	-	46.993
Outros resultados abrangentes	(298)	(298)
Lucros (Prejuízos) acumulados	29.958	-
Total do Patrimônio Líquido	799.413	816.448
Total do passivo e patrimônio líquido	3.020.187	2.846.877

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

3. Demonstrações de Resultados

ENERGISA MATO GROSSO DO SUL - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO
TERCEIRO TRIMESTRE E NOVE MESES FINDOS EM 30 DE SETEMBRO DE 2018 E 2017
 (Em milhares de reais)

	3T18	3T17 (Ajustado)	9M18	9M17 (Ajustado)
Receita operacional bruta				
Fornecimento de energia elétrica	704.483	624.157	2.080.675	1.935.141
Suprimento de energia elétrica	57.373	23.414	127.105	48.524
Disponibilidade do Sistema Elétrico	46.095	31.802	112.170	95.105
Receita de construção	54.223	53.629	152.449	180.366
Outras receitas	131.639	114.381	331.962	150.944
	993.813	847.383	2.804.361	2.410.080
Deduções à receita operacional				
ICMS faturado	135.371	118.110	407.094	375.573
PIS, Cofins e ISS	83.591	72.169	232.931	202.823
Encargos setoriais - Bandeiras tarifárias	25.721	648	24.638	14.936
Outras (CCC, CDE, P&D e PEE)	85.478	64.904	238.147	196.906
	330.161	255.831	902.810	790.238
Receita operacional líquida	663.652	591.552	1.901.551	1.619.842
Despesas operacionais				
Energia elétrica comprada	357.808	328.537	954.852	825.993
Encargos de uso do sistema	50.494	46.103	160.862	96.362
Pessoal	52.590	38.949	157.620	116.316
Entidade de previdência privada	2.203	320	4.174	1.012
Material	6.405	6.400	19.427	17.057
Serviços de terceiros	41.986	33.506	124.735	106.185
Depreciação e amortização	23.688	24.114	65.669	69.289
Provisão para crédito de liquidação duvidosa / contingência	3.108	2.683	(15.036)	40.324
Custo de construção	54.224	53.629	152.450	180.366
Outras despesas	16.232	3.090	23.846	18.836
Outras Receitas/Despesas operacionais	12.154	5.535	25.211	12.334
	620.892	542.866	1.673.810	1.484.074
Resultado antes das receitas e despesas financeiras	42.760	48.686	227.741	135.768
Resultado financeiro				
Receita de aplicações financeira	2.689	5.446	10.000	25.085
Varição monetária e acréscimo moratório	11.454	9.098	34.954	30.614
Outras receitas financeiras	5.473	8.159	3.790	13.057
Encargos de dívidas - juros	(21.469)	(27.640)	(64.605)	(83.543)
Encargos dívidas - variação monetária e cambial	(2.707)	4.062	(18.606)	(2.763)
Marcação mercado de dívidas e derivativos	-	130	119	(4.834)
(-)Transferência p/Imob curso	594	230	982	986
Outras despesas financeiras	(7.247)	(12.403)	(26.471)	(25.588)
	(11.213)	(12.918)	(59.837)	(46.986)
Resultado antes dos tributos	31.547	35.768	167.904	88.782
Contribuição social e imposto de renda	(6.091)	(12.153)	(52.420)	(30.102)
Lucro líquido do período	25.456	23.615	115.484	58.680

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Notas Explicativas

Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A. Notas explicativas às informações trimestrais para o período findo em 30 de setembro de 2018 (Em milhares de reais, exceto quando indicado ao contrário)

1. Contexto operacional

A Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A. (Companhia ou EMS) é uma sociedade por ações de capital aberto, brasileira, com sede na cidade de Campo Grande - MS, controlada pela Rede Energia Participações S.A. ("REDE"), atuando na área de distribuição de energia elétrica em sua área de concessão legal que abrange 328.335 km², 92% da área total do Estado do Mato Grosso do Sul, atendendo 1.017.341 consumidores (informações fora do escopo dos auditores independentes) em 74 municípios, tendo suas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME. A Companhia obteve registro de Companhia aberta na CVM em 28 de agosto de 1981.

Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Em 04 de dezembro de 1997, foi outorgado à Companhia a concessão para a distribuição de energia elétrica em 74 municípios no Estado de Mato Grosso do Sul, pelo prazo de 30 anos, com vencimento em 03/12/2027. 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 providenciando que aqueles que, por razões de ordem técnica, sejam essenciais à garantia e confiabilidade do sistema elétrico, estejam sempre adequadamente garantidos por seguro sendo vedado à concessionária alienar ou conceder em garantia tais bens sem a prévia e expressa autorização do agente regulador;

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

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

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

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

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

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

2. Apresentação das informações financeiras intermediárias (informações trimestrais)

As informações financeiras intermediárias (informações trimestrais) da Companhia, aprovadas em 08 de novembro 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 20 de março de 2018, com exceção às novas políticas contábeis estabelecidas pelos CPCs 47 - Receita de Contratos com Clientes e 48 - Instrumentos Financeiros, aprovados pela CVM através das Deliberações nº 762 e 763/2016. Os CPCs 47 e 48 entraram em vigência a partir de 1º de janeiro de 2018, sendo que a Companhia os adotou utilizando o método retrospectivo modificado onde os principais impactos estão apresentados nas notas explicativas 24 e 27, respectivamente.

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

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

3. Adoção dos padrões internacionais de contabilidade

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

As informações referentes aos novos pronunciamentos contábeis emitidos pelo IASB não trouxeram alterações significativas em relação àquelas divulgadas na nota explicativa nº 3.1 das Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2017.

3.2. Reapresentação de exercícios anteriores

A Administração da Companhia, após reavaliação de determinados temas e objetivando a melhor apresentação da sua posição patrimonial e do seu desempenho operacional e financeiro, procedeu as seguintes reclassificações nas suas demonstrações da mutação do patrimônio líquido, do resultado, do resultado abrangente, do valor adicionado e do fluxo de caixa relativa de 30 de setembro de 2017, originalmente emitidas em 14 de novembro de 2017 conforme demonstrado a seguir, com base nas orientações emanadas pelo “CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro”:

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido	Divulgado 01/01/2017 à 30/09/2017	Ajustes	Reapresentado 01/01/2017 à 30/09/2017
Lucro líquido do período	54.663	4.017	58.680
Lucros acumulados	23.742	4.017	27.759
Total do patrimônio líquido	788.006	4.017	792.023

Demonstração do Resultado	Divulgado 01/07/2017 à 30/09/2017	Ajustes	Reapresentado 01/07/2017 à 30/09/2017
Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	589.278	2.274	591.552
Resultado bruto	94.182	2.274	96.456
Resultado antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	46.412	2.274	48.686
Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	33.494	2.274	35.768
Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro	(11.379)	(774)	(12.153)
Diferido	(3.271)	(774)	(4.045)
Resultado líquido das operações continuadas	22.115	1.500	23.615
Lucro/Prejuízo do período	22.115	1.500	23.615
Lucro básico por ação ordinária - R\$	34,17953	2,31834	36,49838

Demonstração do Resultado	Divulgado 01/01/2017 à 30/09/2017	Ajustes	Reapresentado 01/01/2017 à 30/09/2017
Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	1.613.755	6.087	1.619.842
Resultado bruto	306.805	6.087	312.892
Resultado antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	129.681	6.087	135.768
Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	82.695	6.087	88.782
Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro	(28.032)	(2.070)	(30.102)
Diferido	(452)	(2.070)	(2.522)
Resultado Líquido das Operações Continuadas	54.663	4.017	58.680
Lucro/Prejuízo do período	54.663	4.017	58.680
Lucro básico por ação ordinária - R\$	84,48449	6,20852	90,69342

Demonstração do Resultado Abrangente	Divulgado 01/07/2017 à 30/09/2017	Ajustes	Reapresentado 01/07/2017 à 30/09/2017
Lucro/Prejuízo do período	22.115	1.500	23.615
Resultado abrangente do período	22.115	1.500	23.615

Demonstração do Resultado Abrangente	Divulgado 01/01/2017 à 30/09/2017	Ajustes	Reapresentado 01/01/2017 à 30/09/2017
Lucro/Prejuízo do período	54.663	4.017	58.680
Resultado abrangente do período	54.663	4.017	58.680

Demonstração do Valor Adicionado	Divulgado 01/01/2017 à 30/09/2017	Ajustes	Reapresentado 01/01/2017 à 30/09/2017
Receitas	2.381.161	6.087	2.387.248
Outras receitas	5.624	6.087	11.711
Valor adicionado bruto	1.095.668	6.087	1.101.755
Valor adicionado líquido produzido	1.026.379	6.087	1.032.466
Valor adicionado total a distribuir	1.098.367	6.087	1.104.454
Distribuição do valor adicionado	1.098.367	6.087	1.104.454
Impostos, taxas e contribuições	820.176	2.070	822.246
Federais	443.304	2.070	445.374
Remuneração de Capitais Próprios	54.663	4.017	58.680
Lucros retidos	23.742	4.017	27.759

Demonstração do Fluxo de Caixa	Divulgado 01/01/2017 à 30/09/2017	Ajustes	Reapresentado 01/01/2017 à 30/09/2017
Caixa líquido atividades operacionais	277.260	-	277.260
Lucro do período	54.663	4.017	58.680
Imposto de renda e contribuição social diferidos	452	2.070	2.522
Ativo financeiro indenizável da concessão	(2.981)	(6.087)	(9.068)

Objetivando melhor adequar as práticas contábeis, a Companhia passou a reconhecer a remuneração da parcela dos ativos que compõe a base incremental. Anteriormente aplicava a variação do IPCA somente sobre a base blindada (última revisão tarifária homologada pela ANEEL).

4. Informações por segmento

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

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

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

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

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

A carteira de aplicações financeiras é constituída por Certificado de Depósito Bancário (CDB's) e Operações Compromissadas. A rentabilidade média ponderada da carteira em 30 de setembro de 2018 equivale a 102,5% do CDI (90,3% do CDI em 31 de dezembro de 2017).

	30/09/2018	31/12/2017
Caixa e depósitos bancários à vista	19.081	15.227
Aplicações financeiras de liquidez imediata:	37.920	37.589
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	-	280
Compromissada	37.920	37.309
Total de caixa e equivalentes de caixa - circulante	57.001	52.816

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 30 de setembro de 2018 equivale a 100,5% do CDI (106,0% do CDI em 31 de dezembro de 2017).

	30/09/2018	31/12/2017
Avaliadas ao valor justo por meio do resultado	97.077	258.346
Compromissadas ⁽¹⁾	12.953	-
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	247	12.399
Fundo de Investimento ⁽²⁾	1.673	111.217
Fundo de Investimentos Exclusivos ⁽³⁾	51.258	98.227
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	-	1.434
Cédula de Crédito Bancário (CCB)	-	532
Debêntures	-	15.340
Compromissadas	-	1.459
Títulos públicos	24.378	2.702
Fundo de Renda Fixa	-	22.014
Letra financeira (LF)	8.559	43.458
Letra Financeira do Tesouro (LFT)	12.071	11.016
Letra Financeira Subordinada (LFS)	-	272
Letra do Tesouro Nacional (LTN)	1.772	-
Nota do Tesouro Nacional (NTNB)	4.478	-
Mantidas até o vencimento	30.946	36.503
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios não Padronizados IV Energisa Centro Oeste ⁽⁴⁾	30.946	36.503
Total de aplicações no mercado aberto e recursos vinculados ⁽⁵⁾	97.077	258.346
Circulante	66.131	221.843
Não Circulante	30.946	36.503

- (1) Operações compromissadas - São operações de venda de títulos com compromisso de recompra assumido pelo vendedor, concomitante de revenda assumido pelo comprador. São remuneradas a 90,0% do CDI e estão lastreadas em debêntures.
- (2) Fundos de Investimentos - Inclui fundos classificados como Renda Fixa e Multimercado são remunerados de 98,2% a 116,9% e média ponderada 100,6 % do CDI.
- (3) Fundo de investimentos exclusivos, inclui aplicações em CDB, CCB, Debêntures, Compromissadas, Fundos de Renda Fixa, Títulos Públicos, LFT, LFS, LF, LTN e NTN, são remunerados 101,0 % do CDI Fundo FI Energisa e 99,8 % do CDI Fundo Zona da Mata.
- (4) Fundo de investimento em direitos creditórios não padronizados IV Energisa Centro Oeste - FIDC com vencimento em 01/10/2034.
- (5) Inclui R\$45.819 (R\$60.915 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 informações financeiras intermediárias.

	Saldos a vencer		Saldos vencidos				Provisão para créditos de liquidação duvidosa (4)	Total	
	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 90 dias	91 a 180 dias	181 a 360 dias	há mais de 360 dias		30/09/2018	31/12/2017
Valores correntes (1)									
Residencial	56.618	-	54.603	7.996	1.722	477	(10.195)	111.221	112.757
Industrial	13.688	-	10.201	282	101	2.615	(2.615)	24.272	14.424
Comercial	33.634	-	12.412	3.250	1.634	3.444	(5.078)	49.296	43.922
Rural	12.209	-	11.315	2.094	320	86	(86)	25.938	20.541
Poder público	12.183	-	4.213	183	84	45	(45)	16.663	15.482
Iluminação pública	8.271	-	1.351	41	-	-	-	9.663	2.854
Serviço público	7.400	-	243	73	-	-	-	7.716	5.793
Serviço taxado	-	-	-	-	-	-	-	-	1.047
Fornecimento não faturado	117.615	-	-	-	-	-	-	117.615	126.260
Arrecadação Processo Classificação	10.857	-	-	-	-	-	-	10.857	15.233
Valores renegociados:									
Residencial	4.904	10.309	3.339	1.674	2.835	1.232	(5.741)	18.552	14.966
Industrial	970	2.095	391	113	132	3.012	(3.942)	2.771	2.234
Comercial	1.961	22.212	1.321	499	881	2.550	(9.211)	20.213	24.266
Rural	1.694	8.728	787	345	436	781	(3.998)	8.773	4.095
Poder público	1.469	15.051	516	69	-	1.687	(1.756)	17.036	22.849
Iluminação pública	251	1.657	63	-	-	454	(454)	1.971	2.902
Serviço público	67	312	23	12	24	95	(131)	402	886
Serviço taxado	-	-	-	-	-	-	-	-	114
(-) Ajuste valor Presente (2)	(119)	(7.096)	-	-	-	-	-	(7.215)	(5.290)
Subtotal - clientes	283.672	53.268	100.778	16.631	8.169	16.478	(43.252)	435.744	425.335
Suprimento de energia a concessionárias - Moeda Nacional (3)	49.120	-	-	-	-	2.299	-	51.419	2.439
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição	-	-	-	-	-	-	-	-	3.786
Outros (5)	283	-	2.862	1.326	1.536	3.917	(340)	9.584	8.354
Total	333.075	53.268	103.640	17.957	9.705	22.694	(43.592)	496.747	439.914
Circulante	-	-	-	-	-	-	-	455.647	401.296
Não Circulante	-	-	-	-	-	-	-	41.100	38.618

- (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 utilizada a taxa CDI de 6,39 % 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 energia - moeda nacional em 30 de setembro de 2018 refere-se ao registro dos valores da comercialização de energia no âmbito da CCEE no montante de R\$51.419 (R\$2.439 em 31 de dezembro de 2017), deduzido das liquidações parciais ocorridas até 30 de setembro de 2018. Esses saldos foram apurados com base em cálculos preparados e divulgados pela CCEE e na indisponibilidade de informação, os mesmos são estimados.

A composição desses valores, incluindo os saldos registrados na rubrica “fornecedores” no passivo circulante de R\$85.001 (R\$71.928 em 31 de dezembro de 2017), referente a aquisição de energia elétrica e dos encargos de serviços do sistema, conforme demonstrados a seguir:

Composição dos Créditos da CCEE	30/09/2018	31/12/2017
Créditos a Vencer	49.120	140
Créditos vinculados a liminares até dezembro de 2002 ^(a)	2.299	2.299
Sub-total créditos CCEE	51.419	2.439
(-) Aquisições de Energia na CCEE	(85.001)	(71.928)
Total créditos CCEE	(33.582)	(69.489)

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

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

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

- (4) Provisão para créditos de liquidação duvidosa - foi constituída em bases consideradas suficientes para fazer face às eventuais perdas na realização dos créditos a seguir resumidas:
- Consumidores residenciais - Vencidos há mais de 90 dias;
 - Consumidores comerciais - Vencidos há mais de 180 dias;
 - Consumidores industriais, rurais, poderes públicos, iluminação pública, serviços públicos e outros - Vencidos há mais 360 dias;
 - Contratos renegociados - (i) parcelas vencidas há mais de 90 dias - são provisionadas as parcelas (ii) mais de 3 parcelas vencidas - são provisionadas as parcelas vencidas e a vencer.
- (5) Inclui serviços taxados e outros valores a receber de consumidores. A Companhia possui R\$626, referente ao ICMS incidente sobre a TUSD suspenso por liminares. Em contrapartida o valor é contabilizado na rubrica de ICMS em tributos e contribuições sociais no passivo não circulante.

Segue movimentação das provisões:

	30/09/2018	31/12/2017
Saldo inicial - 31/12/2017 e 31/12/2016	47.898	47.518
Provisões constituídas no período/exercício	13.211	20.912
Baixa de contas de energia elétrica - incobráveis	(17.517)	(20.532)
Saldo final - 30/09/2018 e 31/12/2017 - consumidores e concessionárias	43.592	47.898

7. Reajuste, Revisão Tarifária e outros assuntos regulatórios

7.1. 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.

7.2. Revisão tarifária:

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

Em 03 de abril de 2018 a ANEEL, através da Resolução Homologatória Nº 2.380 e Nota Técnica nº 65/2018-SGT/ANEEL, homologou o resultado da quarta revisão tarifária periódica da Companhia, a vigorar a partir de 08 de abril de 2018. O impacto tarifário médio percebido pelos consumidores foi um aumento médio de 9,87%.

7.3. Bandeiras tarifárias:

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

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

O sistema de Bandeiras Tarifárias é representado por:

Bandeira Tarifária Verde;

Bandeira Tarifária Amarela; e

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) consumidos no mês;

Patamar 2: com aplicação de uma tarifa de R\$3,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos 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 da Bandeiras Tarifárias Amarela e Vermelha - Patamar 2.

No período findo em 30 de setembro de 2018 e 30 de setembro de 2017 as bandeiras tarifárias vigoraram da seguinte forma:

	30/09/2018	30/09/2017
Janeiro	Verde	Verde
Fevereiro	Verde	Verde
Março	Verde	Amarela
Abril	Verde	Vermelha Patamar 1
Maio	Amarela	Vermelha Patamar 1
Junho	Vermelha Patamar 2	Verde
Julho	Vermelha Patamar 2	Amarela
Agosto	Vermelha Patamar 2	Vermelha Patamar 1
Setembro	Vermelha Patamar 2	Amarela

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

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 Déficits (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 terceiro trimestre de 2018 dentro do limite regulatório (entre 100% e 105%), assim como ocorreu no exercício de 2017.

No período findo em 30 de setembro de 2018 a Companhia calculou os efeitos da sobrecontratação e não apurou valores a repassar aos consumidores.

8. Tributos a recuperar

	30/09/2018	31/12/2017
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	40.049	38.728
Imposto de Renda - IRPJ	26.393	22.337
Contribuição Social - CSSL	12.315	8.016
PIS e COFINS	27.128	21.685
Outros	2.667	2.536
Total	108.552	93.302
Circulante	87.388	72.252
Não Circulante	21.164	21.050

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 e/ou recolhimentos de impostos e contribuições a maior, que serão recuperados ou compensados com apurações de tributos no futuro, de acordo com a forma prevista na legislação tributária vigente aplicável.

9. Ativos e Passivos financeiros setoriais (CVA)

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

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

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

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

Ativos e passivos financeiros setoriais	Saldo em 31/12/2017	Receita Operacional		Resultado financeiro	Saldo em 30/09/2018
		Adição	Amortização	Remuneração	
Itens da Parcela A ⁽¹⁾					
Energia elétrica comprada para revenda	132.376	212.382	(63.833)	4.324	285.249
Programa Incentivo Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	(266)	787	(130)	10	401
Encargos de Serviços de Sistema - ESS ⁽²⁾	(108.051)	(55.089)	59.646	(2.031)	(105.525)
Transporte Rede Básica	(15.014)	2.390	6.696	(69)	(5.997)
Transporte de Energia - Itaipu	(435)	2.346	(40)	21	1.892
Conta Desenvolvimento Energético - CDE	(36.510)	4.198	19.420	(460)	(13.352)
Componentes financeiros					
Neutralidade da Parcela A ⁽³⁾	(8.150)	(1.823)	3.864	(262)	(6.371)
Sobrecontratação de energia ⁽⁴⁾	6.561	(79.805)	(8.022)	(1.539)	(82.805)
Devoluções Tarifárias ⁽⁵⁾	(2.544)	(11.067)	-	(424)	(14.035)
CUUSD	976	510	(710)	7	783
Exposição de submercados ⁽⁶⁾	11.970	23.835	(2.449)	826	34.182
Garantias	156	888	(435)	36	645
Saldo a Compensar ⁽⁷⁾	3.936	(22.983)	15.915	(14.253)	(17.385)
Outros itens financeiros ⁽⁸⁾	15.020	(23.606)	4.433	(661)	(4.814)
Total	25	52.963	34.355	(14.475)	72.868
Ativo Circulante	142.812				204.186
Ativo Não Circulante	47.005				125.188
Passivo Circulante	(145.097)				(173.044)
Passivo Não Circulante	(44.695)				(83.462)

- (1) **Valores tarifários não gerenciáveis a compensar da Parcela A (CVA):** A Portaria Interministerial dos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia nº 25, de 24 de janeiro de 2002, estabeleceu a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” - CVA, com o propósito de registrar as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica. Estas variações são apuradas por meio da diferença entre os gastos efetivamente incorridos e os gastos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais. Os valores considerados na CVA são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC.
- (2) **Encargo de Serviço do Sistema - ESS:** Representa um encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, que inclui os serviços ancilares, prestados pelos usuários do Sistema Interligado Nacional - SIN.
- (3) **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.
- (4) **Repasse de sobrecontratação de energia (energia excedente):** A distribuidora deve garantir, por meio de contratos de energia regulados, o atendimento de 100% do seu mercado. Contratações superiores ou inferiores a este referencial implicam na apuração, pela ANEEL, com aplicação nos processos de reajustes e revisões tarifárias, dos custos de repasse de aquisição do montante de sobrecontratação, limitado aos 5% em relação à carga anual regulatória de fornecimento da distribuidora e do custo da energia referente à exposição ao mercado de curto prazo.
- (5) **Devoluções tarifárias:** Refere-se às receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos auferidos a partir do 4º ciclo de Revisão Tarifária Periódica (4CRTP), onde a partir de novembro de 2017, são apropriadas em passivos financeiros setoriais e atualizadas mensalmente com aplicação da variação da SELIC e serão amortizadas a partir do início do 5º ciclo de Revisão Tarifária Periódica (5CRTP).
- (6) **Exposição de submercados:** Representa o ganho financeiro decorrente das diferenças entre o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) decorrente da transferência de energia entre Submercados.
- (7) **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.
- (8) **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. Inclui, Em março de 2018 a Companhia reconheceu na rubrica Outros Itens Financeiros, o montante de R\$16.326 incluído na coluna “adição”, referente ao ressarcimento de recursos pagos pelas concessionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica (Lei nº 12.111 de 09 de dezembro de 2009) conforme consta do Ofício Circular 210/2018-SFF/ANEEL.

10. Outros créditos

	30/09/2018	31/12/2017
Subvenção Baixa renda ⁽¹⁾	5.865	5.973
Subvenção CDE - Desconto Tarifário ⁽²⁾	30.895	27.836
Adiantamentos a empregados	7.022	1.880
Adiantamentos a fornecedores	7.041	5.256
Dispêndios a reembolsar	898	851
Ordens de desativações e alienações em curso ⁽³⁾	9.075	4.722
Ordens de serviços em curso - P&D	7.745	11.765
Ordens de serviços em curso - PEE	7.023	15.231
Ordens de serviços em curso - Outros	201	101
Padrão baixa renda	3.270	3.357
Aplicações vinculadas	394	325
Despesas pagas antecipadamente	351	957
Plano de universalização	-	836
Banco Daycoval ⁽⁴⁾	61.818	61.818
(-) Provisão para perdas Daycoval ⁽⁴⁾	(61.818)	(61.818)
Outros créditos a receber	6.187	8.450
Total	85.967	87.540
Circulante	82.702	84.530
Não Circulante	3.265	3.010

- (1) **Subvenção Baixa Renda:** Esses créditos referem-se à subvenção da classe residencial baixa renda, das unidades consumidoras com consumo mensal inferior a 220 kWh, desde que cumpridos certos requisitos. Essa receita é custeada com recursos financeiros oriundos da RGR - Reserva Global de Reversão e da CDE - Conta de Desenvolvimento Energético, ambos sob a administração da CCEE. O saldo refere-se as provisões de agosto e setembro de 2018. A Administração não espera apurar perdas na realização do saldo.

Segue a movimentação ocorridas no período/exercício:

	30/09/2018	31/12/2017
Saldo inicial - 31/12/2017 e 31/12/2016	5.973	5.344
Subvenção Baixa Renda	27.324	31.524
Ressarcimento e compensações pela CCEE	(27.432)	(30.895)
Saldo final - 30/09/2018 e 31/12/2017	5.865	5.973

- (2) **Subvenção CDE - Desconto Tarifário:** Refere-se a recursos transferidos às concessionárias autorizadas pelo Governo Federal, através do Decreto nº 7.891 de 23 de janeiro de 2013, para fazer frente à Subvenção CDE para os descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica, nos termos do inciso VII do caput do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Em 30 de setembro de 2018, o saldo corresponde às subvenções incorridas nos meses de agosto e setembro de 2018, cujo ressarcimento será compensado no quarto trimestre de 2018.

Segue as movimentações ocorridas no período/exercício:

	30/09/2018	31/12/2017
Saldo inicial - 31/12/2017 e 31/12/2016	27.836	14.830
Desconto Tarifário Subvenção Irrigante e Rural aplicados na tarifa	116.276	136.988
Ressarcimento e compensações pela CCEE	(113.217)	(123.982)
Saldo final - 30/09/2018 e 31/12/2017	30.895	27.836

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

11. Transações com partes relacionadas

A Companhia é controlada pela Rede Energia Participações S/A, (64,01% do capital total), que por sua vez detém o controle acionário da Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A (EMT), Energisa Tocantins - Distribuidora de Energia S/A (ETO), Energisa Sul Sudeste - Distribuição de Energia S/A (ESS), Multi Energisa Serviços S.A (Multi Energisa), Companhia Técnica e Comercialização de Energia S/A (CTCE), , QMRA Participações S/A e Rede Power do Brasil S/A (REDE POWER) que também possui 35,92% de participação no capital social.

A Rede Energia Participações S/A é controlada pela Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S/A (EEVP) (56,89%) que por sua vez é controlada pela Denerge Desenvolvimento Energético S/A (Denerge) (99,99%). A Denerge é controlada pela Energisa S/A (99,97%) e possui participação direta na Rede Energia Participações (9,82%). A Energisa S/A possui participação direta na Rede Energia (29,57%).

Transações efetuadas durante o período/exercício pela Companhia:

	Serviços Contratados (Despesas)	Energia Elétrica comprada para revenda (Custo)	Comissão aval e debentures - despesas financeiras	Outras receitas	Saldo a pagar (fornecedores)	Saldo a pagar aval debentures
Energisa S.A. (1 e 2)	29.238	-	8.343	-	15.244	157.825
Energisa Sul Sudeste - Distribuidora de Energia S.A. (3)	-	3.749	-	-	287	-
Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A. (3)	-	1.102	-	-	35	-
Multi Energisa S.A. (4)	8.635	-	-	82	1.107	-
Energisa Soluções e Construções e Serviços em Linha e Rede S.A. (5)	8.436	-	-	-	1.409	-
Energisa Soluções S/A (5)	3.062	-	-	-	190	-
Energisa Serviços Aéreos de Aeroinspeção S/A (6)	261	-	-	-	-	-
30/09/2018	49.632	4.851	8.343	82	18.272	157.825
31/12/2017	-	-	-	-	2.837	149.965
30/09/2017	20.579	4.041	1.431	78	-	-

- (1) **Energisa S.A. - Serviços Administrativos:** 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 deverá conter anuência da ANEEL.
- (2) **Energisa S/A - debêntures e comissão de aval-** A companhia efetuou a 9ª emissão de debentures em moeda corrente, que foram na sua totalidade, adquiridas pela Energisa S/A com vencimentos e condições conforme nota explicativa 17. Em 30 de setembro de 2018 o valor atualizado é de R\$157.825 (R\$149.796 em 31 de dezembro de 2017). Custo do contrato de comissão de aval, iniciado em fevereiro de 2017, 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 dezembro de 2017 é de R\$169.
- (3) **Contratos relacionados ao setor elétrico:** a Companhia possui contratos de compra e venda de energia com empresas relacionadas nos termos de CCVE - Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica, CCEAR - Contratos de Comercialização no Ambiente Regulado, CCD - Contratos de Conexão ao Sistema de Distribuição e CUSD Contratos de Uso do Sistema de Distribuição.
- (4) **Multi Energisa S.A.:** refere-se a serviços de Call Center e Suporte a TI e foram submetidos à aprovação da ANEEL. Os custos são referenciados ao modelo de empresa de referência utilizado pela área regulatória da ANEEL para fins tarifários.
- (5) **Energisa Soluções e Energisa Construções e Linhas e Redes S.A. - Serviços de Manutenção:** as transações com as empresas ligadas referem-se a serviços de manutenção de linhas, subestações, engenharia e de projetos. Os contratos foram submetidos à aprovação da ANEEL e são referenciados ao modelo de empresa de referência utilizado pela área regulatória da ANEEL para fins tarifários.
- (6) **Energisa Serviços Aéreos de Aeroinspeção S/A** - referem-se a serviços realizados de aeroinspeção em linhas e redes.

Remuneração dos administradores

	30/09/2018	30/09/2017
Remuneração Anual ⁽¹⁾	7.816	8.022
Remuneração dos membros do conselho de Administração	278	218
Remuneração da Diretoria	1.404	1.464
Outros Benefícios ⁽²⁾	746	755

- (a) Limite global da remuneração anual dos administradores para o exercício de 2018 foi aprovado na AGO/E 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 aos dirigentes e conselheiros, relativas ao mês de setembro, foram de R\$51 e R\$2 (R\$49 e R\$2 em 30 de setembro de 2017) respectivamente. A remuneração média em 30 de setembro de 2018 foi de R\$16 (R\$17 em 30 de setembro de 2017).

A Companhia ofereceu aos seus executivos Programa de Remuneração Variável através do 1º programa de concessão de ações, denominada Incentivo de Longo Prazo (ILP), aprovado pelo Conselho de Administração em 10 de maio de 2018. O Programa de concessões de ações, têm por objetivo (i) o alinhamento de interesses entre acionistas e executivos; (ii) a promoção da meritocracia; (iii) a retenção de executivos de bom desempenho; (iv) o estímulo de resultados sustentáveis e atingimento de metas empresariais, com compartilhamento da criação de valor. O benefício é direcionado aos executivos da Companhia a ser pago em Units da controladora Energisa S.A., até o limite previsto de 23.577 units, a ser baseado em um valor definido para cada nível levando em consideração o desempenho individual, a ser consignado no contrato de concessão de ações, e da Companhia, de acordo com o escopo de cada executivo.

O benefício visa atrair e reter pessoas chaves e premia-los em função do seu desempenho, aliado às metas de desempenho da Companhia. O período de aquisição do direito (vesting) são de 3 anos, a partir da data da outorga. A implementação do plano ocorrerá ao longo do exercício 2018.

Em atendimento ao IFRS 2/CPC 10, a Companhia apurou o valor justo das ações (units) restritas com condições de performance (Performance Shares) outorgadas utilizando a metodologia de simulação de Monte Carlo para permitir a incorporação das condições de carência de mercado no valor justo do ativo. A despesa é reconhecida em uma base “pro rata temporis”, que se inicia na data da outorga, até a data em que o beneficiário adquire o direito a receber as ações da companhia. Não há opções exercíveis ou expiradas em 30 de setembro de 2018.

No período findo em 30 de setembro de 2018, não houve impacto decorrente do Plano de Outorga de Opção de Ações na demonstração do resultado.

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.

	30/09/2018	31/12/2017
Ativo		
Prejuízos fiscais	1.431	1.431
Diferenças temporais:		
Imposto de renda	104.745	106.738
Contribuição social sobre o lucro líquido	37.708	38.426
Total	143.884	146.595
Passivo		
Diferenças temporais:		
Imposto de renda	54.991	31.119
Contribuição social sobre o lucro líquido	19.797	11.203
Total	74.788	42.322
Total líquido - ativo não circulante	69.096	104.273

A natureza dos créditos diferidos são como segue:

	30/09/2018		31/12/2017	
	Base de cálculo	IRPJ + CSLL	Base de cálculo	IRPJ + CSLL
Prejuízos fiscais	5.723	1.431	5.723	1.431
Amortização do ágio	99.582	33.858	107.657	36.603
Provisão para riscos cíveis, trabalhistas e fiscais	151.811	51.616	174.666	59.387
Outras provisões (Daycoval, PEE, P&D e outras)	99.808	33.935	78.659	26.744
Provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD	43.592	14.821	47.898	16.285
Ajuste a valor presente	7.215	2.453	7.262	2.469
Outras adições temporárias	15.459	5.254	10.742	3.653
Provisão ajuste atuarial - Outros Resultados Abrangentes	1.515	516	66	22
Marcação a mercado - empréstimo	(2.407)	(818)	(57)	(19)
Marcação a mercado - derivativo	(21.972)	(7.470)	(4.916)	(1.671)
Parcela do VNR do ativo financeiro indenizável da concessão e atualização	(195.588)	(66.500)	(119.502)	(40.631)
Total - Ativo não Circulante	204.738	69.096	308.198	104.273

A seguir as realizações dos créditos fiscais ativos:

Exercício	Realização dos créditos fiscais
2018	1.371
2019	6.060
2020	7.277
2021	14.585
2022	15.774
2023 a 2025	53.113
2026 a 2027	45.704
Total	143.884

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 a seguir:

Alíquota efetiva	01/07/2018 a 30/09/2018	01/01/2018 a 30/09/2018	01/07/2017 a 30/09/2017 (reapresentado)	01/01/2017 a 30/09/2017 (reapresentado)
Resultado antes dos tributos sobre o lucro	31.547	167.904	35.768	88.782
Alíquotas fiscais combinadas	34%	34%	34%	34%
Imposto de renda e da contribuição social calculadas às alíquotas fiscais combinadas	(10.726)	(57.087)	(12.161)	(30.186)
Incentivos fiscais	394	483	10	95
Incentivo Inovação-Lei Do Bem	2.474	2.474	-	-
Outras exclusões / (adições)	1.767	1.710	(2)	(11)
Imposto de renda e contribuição social	(6.091)	(52.420)	(12.153)	(30.102)
Alíquota efetiva	19,31%	31,22%	33,98%	33,91%

13. Ativo financeiro indenizável da concessão

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

Desde 31 de dezembro de 2012 a Companhia passou a reconhecer o VNR, homologado pela ANEEL, dos ativos que compõe a concessão, com a aplicação do IGPM. Em novembro de 2015 a ANEEL, através da Resolução Normativa nº 686/2015, aprovou a revisão do Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Revisão Tarifária (PRORET), da Base de Remuneração Regulatória (BRR), onde determinou que a base de remuneração fosse corrigida pela aplicação do IPCA.

A partir do exercício findo em 31 de dezembro de 2017, objetivando melhor adequar as práticas contábeis, a Companhia passou a reconhecer mensalmente a remuneração da parcela dos ativos que compõe a base incremental, anteriormente aplicava a variação do IPCA somente sobre a base blindada (última revisão tarifária homologada pela ANEEL).

Assim a remuneração do ativo financeiro indenizável da concessão relativa ao período dos nove meses findo em 30 de setembro de 2018, foi registrada em receitas operacionais como ativo financeiro indenizável da concessão no montante de R\$76.935 (R\$9.068 em 30 de setembro de 2017).

O valor registrado no período de 30 de setembro de 2018 inclui a parcela do processo do 4º ciclo tarifário aprovado pela Aneel através da Resolução Homologatória nº 2.380, de 03 de abril de 2018, Nota Técnica nº. 65/2018 - SGT/ANEEL.

Segue as movimentações ocorridas no período/exercício:

	30/09/2018	31/12/2017
Ativo financeiro valor justo - 31/12/2017 e 31/12/2016	704.613	611.700
Adições no período/exercício ⁽¹⁾	84.942	73.781
Baixas no período/exercício	(9.435)	2.170
Receita operacional - ativo financeiro indenizável da concessão ⁽²⁾	76.935	16.962
Ativo financeiro valor justo - 30/09/2018 e 31/12/2017	857.055	704.613

(1) Transferência do intangível líquido de obrigações especiais, para o grupo de Ativo financeiro indenizável da concessão.

(2) Os ativos são atualizados pela variação mensal do IPCA, índice de remuneração utilizado pelo regulador nos processos de revisão tarifário, a melhor expectativa da Administração e no histórico de glosas em homologações anteriores, o que reflete a melhor estimativa de valor justo do ativo. Em 29 de março de 2018 através da nota técnica nº 65/2018 a ANEEL aprovou a nova base de remuneração referente ao 4º ciclo tarifário o que possibilitou o reconhecimento integral do valor do VNR do ativo financeiro indenizável da concessão, gerando complemento de R\$31.987 que acumulado com a aplicação do índice de atualização do período e os ajustes de percentuais de glosa, geraram o montante de R\$76.935.

14. Investimentos

A Companhia mantém ativos não remunerados destinados à locação.

	30/09/2018	31/12/2017
Saldo inicial - 31/12/2017 e 31/12/2016	523	566
Adição	34	-
Depreciação acumulada	(24)	(43)
Saldo final - 30/09/2018 e 31/12/2017	533	523
Edificações, obras civis e benfeitorias	521	521
Terrenos	12	2

15. Intangível e imobilizado - contrato de concessão

Refere-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 e Amortização	Saldo 31/12/2017	Adição	Transferências	Baixas (*)	Amortização/ Depreciação (**)	Saldo 30/09/2018
Intangível em Serviço							
Custo:	4,35%	2.582.683	-	5.549	(35.302)	-	2.552.930
Amortização Acumulada		(1.605.267)	-	35.827	22.389	(90.968)	(1.638.019)
Subtotal		977.416	-	41.376	(12.913)	(90.968)	914.911
Em Curso		68.436	167.112	(41.809)	(36.689)	-	157.050
Total Intangível		1.045.852	167.112	(433)	(49.602)	(90.968)	1.071.961
(-) Obrigações vinculadas à concessão							
Em Serviço							
Custo	3,86%	732.659	-	61.966	-	-	794.625
Amortização Acumulada		(510.926)	-	(433)	-	(20.418)	(531.777)
Subtotal		221.733	-	61.533	-	(20.418)	262.848
Em Curso		4.248	20.526	(61.966)	48.253	-	11.061
Total das Obrigações vinculadas à concessão		225.981	20.526	(433)	48.253	(20.418)	273.909
Total Intangível		819.871	146.586	-	(97.855)	(70.550)	798.052
Imobilizado em Serviço							
Custo:							
Edificações, Obras Civis e Benfeitorias	3,33%	-	-	-	-	-	-
Máquinas e Equipamentos	16,49%	-	-	37.807	-	-	37.807
Veículos	14,29%	-	-	-	-	-	-
Móveis e utensílios	6,25%	-	443	6.455	-	-	6.898
Total do imobilizado em serviço		-	443	44.262	-	-	44.705
Depreciação acumulada:							
Edificações, Obras Civis e Benfeitorias		-	-	-	-	-	-
Máquinas e Equipamentos		-	-	(31.077)	-	(316)	(31.393)
Veículos		-	-	-	-	-	-
Móveis e utensílios		-	-	(4.469)	-	(54)	(4.523)
Total Depreciação acumulada		-	-	(35.546)	-	(370)	(35.916)
Subtotal Imobilizado		-	443	8.716	-	(370)	8.789
Imobilizado em curso		-	8.716	(8.716)	-	-	-
Total do Imobilizado		-	9.159	-	-	(370)	8.789
Total Intangível e Imobilizado		819.871	155.745	-	(97.855)	(70.920)	806.841

(*) Das baixas no montante de R\$97.855, R\$84.942 refere-se a transferência do ativo intangível líquido das obrigações especiais para o ativo financeiro indenizável da concessão e R\$12.913 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 Ativo financeiro indenizável da concessão de R\$ 84.942 (R\$73.781 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 exercício, crédito de PIS e COFINS sobre amortização dos bens e equipamentos no montante de R\$5.275 (R\$7.208 em 31 de dezembro de 2017).

	Taxa média de amortização	31/12/2016	Adição	Transferências	Baixas (*)	Amortização	31/12/2017
Intangível em Serviço							
Custo:	4,26%	2.298.490	-	343.442	(59.249)	-	2.582.683
Amortização Acumulada		(1.331.858)	-	(198.216)	46.836	(122.029)	(1.605.267)
Subtotal		966.632	-	145.226	(12.413)	(122.029)	977.416
Em Curso		74.224	467.163	(343.442)	(129.509)	-	68.436
Total Intangível		1.040.856	467.163	(198.216)	(141.922)	(122.029)	1.045.852
(-) Obrigações vinc. à concessão							
Em Serviço							
Custo	3,84%	479.344	-	253.315	-	-	732.659
Amortização Acumulada		(295.397)	-	(198.216)	-	(17.313)	(510.926)
Subtotal		183.947	-	55.099	-	(17.313)	221.733
Em Curso		58.648	254.643	(253.315)	(55.728)	-	4.248
Total		242.595	254.643	(198.216)	(55.728)	(17.313)	225.981
Total Intangível		798.261	212.520	-	(86.194)	(104.716)	819.871

(*) Das baixas no montante de R\$86.194, R\$73.781 refere-se a transferência do ativo intangível líquido das obrigações especiais para o ativo financeiro indenizável da concessão e R\$12.413 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 ativo financeiro indenizável da concessão de R\$73.781 (R\$134.511 em 2016), corresponde a parcela bifurcada do ativo intangível a ser indenizada no final da concessão pelo Poder Concedente, conforme prevê o contrato de concessão de distribuição de energia elétrica que está enquadrado nos critérios de aplicação da interpretação técnica do ICPC 01 (IFRIC 12)”.

A Companhia registrou no exercício, crédito de PIS e COFINS sobre amortização dos bens e equipamentos no montante de R\$7.208 (R\$5.951 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 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 destinados à alienação. Determina, também, que o produto da alienação seja depositado em conta bancária específica e os recursos reinvestidos na infraestrutura da própria concessão.

A amortização do intangível está sendo realizada de acordo com as taxas da Resolução Normativa da ANEEL nº 674, de 11 de agosto de 2015, limitada ao prazo da concessão com base nos benefícios econômicos gerados anualmente. A taxa média ponderada de amortização utilizada foi de 4,35% (4,26% em 31 de dezembro de 2017).

O saldo do intangível e do Ativo financeiro indenizável da concessão está reduzido pelas obrigações vinculadas a concessão, que são representadas por:

	30/09/2018	31/12/2017
Contribuição do consumidor ⁽¹⁾	731.634	647.825
Participação da União	-	37.374
Universalização - CDE ⁽²⁾	124.649	141.157
Universalização - Governo do Estado ⁽²⁾	7.973	5.948
Participação do Governo do Estado	-	27.073
Participação de Governos Municipais	-	20.299
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	62.753	62.753
(-) Amortização acumulada	(531.777)	(510.926)
Total	395.232	431.503
Alocação:		
Ativo financeiro indenizável da concessão	121.323	205.522
Infraestrutura - Intangível em serviço	262.848	221.733
Infraestrutura - Intangível em curso	11.061	4.248
Total	395.232	431.503

(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 destinadas ao programa Luz para Todos.

Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente

A Companhia passou pelo 4º ciclo de revisão tarifária e os valores decorrentes da Receita de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente, a partir de novembro de 2017, são apropriados em passivos financeiros setoriais - devoluções tarifárias conforme determina a Resolução Normativa nº 660 de 28 de abril de 2015 e o despacho da ANEEL nº 245 de 28 de janeiro de 2016.

16. Fornecedores

	30/09/2018	31/12/2017
CCEE	85.001	71.928
Contrato bilateral ⁽¹⁾	152.427	128.091
Uso do sistema de transmissão/distribuição ⁽¹⁾	856	3.407
Materiais, serviços e outros ⁽²⁾	56.679	55.190
Total	294.963	258.616
Circulante	283.315	247.166
Não circulante	11.648	11.450

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

17. Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

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

	30/09/2018	31/12/2017
Empréstimos e Financiamentos - moeda nacional	509.153	642.812
Empréstimos e financiamentos - moeda estrangeira	184.067	95.460
Encargos de dívidas - moeda nacional	2.626	3.284
Encargos de dívidas - moeda estrangeira	665	315
(-) Custos a amortizar	-	(1.091)
(-) Custos a amortizar - Moeda Estrang.	(812)	(988)
Marcação a mercado de dívidas	(1.727)	(57)
Total	693.972	739.735
Circulante	3.069	37.205
Não Circulante	690.903	702.530

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

Empresa / Operação	Total		Encargos Financeiros Anuais	Vencimento	Periodicidade Amortização	(Taxa efetiva de juros) (4)	Garantias (*)
	30/09/2018	31/12/2017					
FIDC Grupo Energisa IV - 1ª Série	291.336	291.414	TR + 7,00% a.a.	out/34	Mensal	5,21%	R
FIDC Grupo Energisa IV - 2ª Série	220.443	220.602	CDI + 0,70% a.a.	mai/31	Mensal	5,33%	R
Repasse BNDES - Bradesco (1)	-	41.942	TJLP + 3,96% a 4,26% a.a.	nov/21	Mensal	7,90% a 8,12%	A
Repasse BNDES - Itaú (1)	-	37.013	TJLP + 3,96% a 4,26% a.a.	nov/21	Mensal	7,90% a 8,12%	A
Repasse BNDES - Bradesco (1)	-	29.287	SELIC + 4,34%	nov/21	Mensal	8,06%	A
Repasse BNDES - Itaú (1)	-	25.838	SELIC + 4,34%	nov/21	Mensal	8,06%	A
(-) Custo de captação incorrido na contratação	-	(1.091)	-	-	-	-	-
Total em Moeda Nacional	511.779	645.005					
Loan Citi - 4131 (2,5)	58.028	47.898	Libor + 1,70% a.a.	mai/22	Anual após 2021	24,19%	A
Loan Citi EDC- 4131 (2,5)	57.995	47.877	Libor + 1,80% a.a.	mai/22	Anual após 2021	24,27%	A
Loan Citi - 4131 (2,5)	68.709	-	Libor + 0,82% a.a.	set/21	Final	23,54%	A
(-) Custo de captação incorrido na contratação	(812)	(988)	-	-	-	-	-
(-) Marcação à Mercado de Dívida (3)	(1.727)	(57)	-	-	-	-	-
Total em Moeda Estrangeira	182.193	94.730					
Total	693.972	739.735					

(*) A=Aval Energisa S.A. e R=Recebíveis.

- (1) A controladora final Energisa S/A., firmou um acordo de investimentos com a BNDES Participações S.A - BNDESPAR por meio de um sindicato de bancos, formado entre Itaú Unibanco S.A., Banco Bradesco S.A., Banco BTG Pactual S.A. e Banco Citibank S.A., visando o repasse no âmbito dos programas FINAME e FINEM, no montante de R\$147.123, 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 empresa, além de investimentos na aquisição de máquinas e equipamentos e investimentos sociais não contemplados nos licenciamentos ambientais.

Em 28 de março de 2018 a companhia efetuou a liquidação antecipada dos contratos no valor de R\$126.388.

- (2) Os contratos junto ao Loan Citibank possuem proteção de *swap* cambial e instrumentos financeiros derivativos. (vide nota explicativa nº 27)
- (3) Em 30 de setembro de 2018, estas operações estão sendo mensuradas ao valor justo por meio do resultado, de acordo com os métodos da contabilidade de "hedge" de valor justo ou pela designação como "Fair Value Option"(vide nota explicativa nº 27).
- (4) As taxas efetivas de juros representam as variações ocorridas no período findo 30 de setembro de 2018. Para as dívidas em moeda estrangeira, não estão sendo considerados os efeitos do hedge cambial, demonstrados na Nota Explicativa nº 27 Instrumentos Financeiros e gerenciamento de riscos.
- (5) Os contratos com o Loan Citibank possuem cláusulas restritivas que em geral requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis. Essas garantias são estruturadas a partir de indicadores estabelecidos pela controladora Energisa S.A.. O descumprimento destes índices financeiros pode implicar em vencimento antecipado das dívidas (vide nota explicativa nº 27). Em 30 de setembro de 2018, as exigências contratuais foram cumpridas.

Para garantia do pagamento das parcelas, a Companhia mantém aplicações financeiras no montante de R\$30.946 (R\$36.503 em 31 de dezembro de 2017), registrado na rubrica "Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados" no ativo.

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

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

Moeda/indicadores	30/09/2018	31/12/2017
US\$ x R\$	21,04%	1,50%
TJLP	4,94%	7,12%
SELIC	4,82%	9,85%
CDI	4,81%	9,94%
IPCA	3,34%	2,95%
LIBOR	1,88%	1,30%
TR	0,00%	0,60%

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

	30/09/2018
2021	137.819
2022	78.653
Após 2022	474.431
Total	690.903

Seguem as movimentações ocorridas no período/exercício:

Descrição	30/09/2018	31/12/2017
Saldos em 31/12/2017 e 31/12/2016	739.735	756.612
Novos empréstimos e financiamentos obtidos	70.000	128.924
Encargos de dívidas - juros, custos, variação monetária e cambial	52.900	69.392
Custos Apropriados	-	(1.118)
Marcação a Mercado das Dívidas	(1.670)	(63)
Pagamento de principal	(134.611)	(154.829)
Pagamento de juros	(32.382)	(59.183)
Saldos em 30/09/2018 e 31/12/2017	693.972	739.735
Circulante	3.069	37.205
Não circulante	690.903	702.530

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

Contratos	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2020 em diante	Total
Loan Citibank	50	199	482	731
Banco Citibank - EDC	6	22	53	81
Total	56	221	535	812

18. Debêntures (não conversíveis em ações)

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

Descrição	30/09/2018	31/12/2017
Debentures - moeda nacional	609.862	455.996
(-) custos de captação incorridos na captação	(2.765)	(2.218)
Marcação à Mercado de Dívida	(680)	-
Total	606.417	453.778
Circulante	10.350	7.437
Não Circulante	596.067	446.341

Operações	Total		Emissão	Nº de Títulos Emitidos / circulação	Rendimentos	Vencimento	Amortização	Taxa efetiva de juros
	30/09/2018	31/12/2017						
Debentures 8ª Emissão	300.714	306.200	19/07/2017	30.000 / 30.000	107,50% CDI	set / 22	Semestral	5,17%
Debentures 9ª Emissão 1ª Série	11.619	10.905	31/10/2017	10.762 / 10.762	IPCA+4,4885% a.a	out / 22	Final	6,69%
Debentures 9ª Emissão 2ª Série	2.170	2.033	31/10/2017	2.006 / 2.006	IPCA+4,7110% a.a	out / 24	Final	6,85%
Debentures 9ª Emissão 3ª Série	4.052	3.786	31/10/2017	3.733 / 3.733	IPCA+5,1074% a.a	out / 27	Final	7,15%
Debentures 9ª Emissão 4ª Série	139.984	133.072	31/10/2017	131.499 / 131.499	107,75% CDI	out / 22	Annual após out/20	5,18%
Debentures 10ª Emissão	151.323	-	15/02/2018	15.000 / 15.000	CDI +0,95%	fev / 21	Final	5,52%
(-) custos de captação incorridos na captação	(2.765)	(2.218)						
Marcação à Mercado de Dívida	(680)	-						
Total	606.417	453.778						

Em 15 de fevereiro de 2018 a EMS fez a 10ª emissão de Debêntures em série única no valor total de R\$150.000. Os recursos captados 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.

As debêntures possuem cláusulas restritivas que em geral requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis. Essas garantias são estruturadas a partir de indicadores estabelecidos pela controladora Energisa S.A.. O descumprimento destes índices financeiros pode implicar em vencimento antecipado das dívidas (vide nota explicativa nº 27). Em 30 de setembro de 2018, as exigências contratuais foram cumpridas.

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

	30/09/2018
2020	142.797
2021	293.349
2022	154.357
Após 2022	5.564
Total	596.067

Seguem as movimentações ocorridas no período/exercício:

Descrição	30/09/2018	31/12/2017
Saldos em 31/12/2017 e 31/12/2016	453.778	351.639
Novas emissões de debêntures	150.000	448.000
Compra debêntures tesouraria 7ª Emissão	-	(293.707)
Encargos de dívidas - juros, custos, variação monetária e cambial	30.311	41.477
Marcação a Mercado das Dívidas	(680)	-
Custos apropriados	(1.205)	(2.310)
Pagamento de principal	-	(60.120)
Pagamento de juros	(25.787)	(31.201)
Saldos em 30/09/2018 e 31/12/2017	606.417	453.778
Circulante	10.350	7.437
Não circulante	596.067	446.341

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 8ª Emissão	46	182	501	729
Debêntures 9ª Emissão 1ª Série	5	19	55	79
Debêntures 9ª Emissão 2ª Série	1	3	13	17
Debêntures 9ª Emissão 3ª Série	1	3	26	30
Debêntures 9ª Emissão 4ª Série	68	255	588	911
Debêntures 10ª Emissão	103	414	482	999
Total	224	876	1.665	2.765

19. Impostos e contribuições sociais

	30/09/2018	31/12/2017
Imposto s/circulação de mercadorias e serviços - ICMS (*)	42.585	45.299
Encargos sociais	9.327	1.336
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	10.714	10.982
Contribuição social s/o lucro líquido - CSLL	4.101	4.999
Contribuição ao PIS e a COFINS	15.930	15.383
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	763	260
ISS	585	679
Outros	1.385	2.750
Total	85.390	81.688
Circulante	69.952	66.943
Não circulante	15.438	14.745

(*) Inclui R\$626, referente ao ICMS incidente sobre a TUSD suspenso por liminares (vide nota explicativa nº 6).

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 exercício. 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	Regulatórias	30/09/2018	31/12/2017
Saldo inicial - 31/12/2017 e 31/12/2016	139.350	30.879	143	4.294	174.666	180.329
Constituições de provisões	25.899	8.384	44	-	34.327	83.464
Reversões de provisões	(5.731)	(1.851)	-	-	(7.582)	(42.703)
Pagamentos realizados	(44.893)	(10.099)	-	-	(54.992)	(50.636)
Atualização monetária	4.222	954	8	208	5.392	4.212
Saldo final - 30/09/2018 e 31/12/2017	118.847	28.267	195	4.502	151.811	174.666
Cauções e depósitos vinculados (*)					(36.022)	(55.216)

(*) A Companhia possui cauções e depósitos vinculados no ativo não circulante, no montante de R\$79.445 (R\$84.016 em 31 de dezembro de 2017). Desse total, R\$43.423 (R\$28.800 em 31 de dezembro de 2017) não possuem provisões para riscos em face do prognóstico de perda ser possível ou remoto.

Perdas prováveis:

Trabalhistas

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

Cíveis

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

Fiscais

As ações de natureza fiscal e tributária referem-se basicamente a quatro processos, dos quais dois discutem execução de multa do PROCON, um discute execução de ISS e um discute exigibilidade da contribuição INCRA.

Regulatórias

Processos de contingências regulatórias junta à ANEEL, referente descumprimento de preceito regulatório.

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, fiscais e regulatórias em andamento em um montante total de R\$413.012 (R\$420.136 em 31 de dezembro de 2017), cuja probabilidade de perda foi estimada pelos consultores jurídicos como possível, não requerendo a constituição de provisão.

A redução de R\$7.124, registrado no período findo 30 de setembro de 2018, refere-se substancialmente às movimentações ocorridas no contencioso cível e fiscal, conforme detalhado a seguir.

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

Trabalhistas

Ações judiciais de natureza trabalhistas no montante R\$49.226 (R\$42.680 em 31 de dezembro de 2017), têm como objetos principais o pleito de responsabilidade subsidiária/solidária da Companhia em relação às verbas referentes aos contratos de trabalho firmados entre as empresas que lhe prestam serviços e seus empregados.

O aumento de R\$6.546, registrado no período, está diretamente vinculado ao recebimento de novas ações, atualização monetária da base de ativos e alterações de provisões ocorridas em processos da base de ativos.

Principais Processos:

. Reclamação trabalhista processo 00018479820145020023, com valor envolvido de R\$7.682 (R\$7.420 em 31 de dezembro de 2017), onde se discute indenizações em virtude de discussão sobre verbas rescisórias.

Cíveis

As ações judiciais de natureza cível, cujo montante é de R\$283.288 (R\$283.175 em 31 de dezembro de 2017), têm majoritariamente os seguintes objetos: (i) indenizações por danos materiais e morais decorrentes de cobrança por irregularidades nos aparelhos de medição e (ii) revisão ou o cancelamento de faturas de energia elétrica em razão da incerteza de seu valor.

O aumento de R\$113, registrado no período findo em 30 de setembro de 2018, refere-se entrada de novos processos, atualização monetária da base de ativos e alteração de prognósticos ocorrida na ação cível coletiva 00651268720144013800, no montante de R\$162.739 em 31 de dezembro de 2017, que foi alterado de possível para remoto, haja vista sentença favorável.

Principais processos:

. Ação 00537238920164013400, no montante de R\$159.461, 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 cível pública 00081923720034036000, no montante de R\$63.111 (R\$60.955 em 31 de dezembro de 2017), por meio da qual o Ministério Público Federal, pleiteia a anulação da Resolução ANEEL nº167, que fixou o índice de reposicionamento tarifário Companhia, para em seu lugar, fixar outro índice que não o IGPM.

Fiscais

Ações de natureza fiscal e tributária no montante R\$80.498 (R\$94.281 em 31 de dezembro de 2017), envolvendo discussões sobre: 1) suspensão da exigibilidade do IRPJ e da CSLL sobre juros moratórios de pagamentos recebidos pela impetrante, bem como, sobre contas de energia elétrica pagas em atraso e sobre depósitos

judiciais à disposição da Justiça Federal; e 2) a Receita Federal entende que o ressarcimento aos consumidores referente ao 1º ciclo da Revisão Tarifária com base na Notificação da ANEEL nº 119/2007 não tem como ser considerado, custos, despesas e nem tampouco encargo com capacidade de gerar créditos a serem descontados da base tributável de IRPJ, CSLL, PIS e COFINS sobre o faturamento.

A redução de R\$13.783, registrada no período, refere-se a movimentações ocorridas nos Mandados de Segurança 00062026420104036000 referente a PIS e COFINS e 00010429220094036000 referente a IRPJ e CSLL.

Principal processo:

. Auto de infração 10140720806201057, com montante envolvido de R\$68.964 (R\$65.786 em 31 de dezembro de 2017), lavrado pela Receita Federal para cobrança de créditos tributários de PIS e COFINS, das competências de dezembro de 2007 a fevereiro de 2008, decorrentes da glosa de créditos apropriados no regime não cumulativo sobre os valores que seriam restituídos aos consumidores por força de determinação da ANEEL.

21. Encargos setoriais e incorporação de redes

21.1. Taxas Regulamentares

	30/09/2018	31/12/2017
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE ⁽¹⁾	10.909	19.602
Taxa de fiscalização - ANEEL	326	250
Encargo Capacidade Emergencial - ECE	100	111
Encargo de Aquisição de Energia Elétrica Emergencial - EAEEE	5	4
Total - Circulante	11.340	19.967

(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 anual, foram liquidadas durante o período sem saldo remanescente em aberto (R\$10.770 em 31 de dezembro de 2017); ii) cota destinada a devolução do aporte de CDE no montante de R\$2.144 (R\$2.101 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\$8.765 (R\$6.731 em 31 de dezembro de 2017).

A Companhia, desde 02 de setembro de 2015, possui ação ordinária onde foi ajuizado o direito de promover mensalmente a compensação das subvenções a receber de CDE e baixa renda, com os valores a pagar de CDE com a Eletrobrás. Desta forma, até 30 de setembro de 2018, foram compensados R\$44.209 (R\$214.767 em 31 de dezembro de 2017) referente a subvenção CDE e R\$11.845 (R\$53.221 em 31 de dezembro de 2017) referente subvenção baixa renda.

21.2. Obrigação do programa de eficiência energética e pesquisa e desenvolvimento

O contrato de concessão da Companhia estabelece a obrigação de aplicar anualmente o montante de 1% da receita operacional líquida, em ações que tenham como objetivo o combate ao desperdício de energia elétrica e o desenvolvimento tecnológico do setor elétrico. Esse montante é destinado ao Programa de Eficiência Energética (PEE), Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT), ao Ministério de Minas e Energia (MME) e ao Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL). A participação de cada um dos programas está definida pelas Leis nº 10.848 de 15 de março de 2004, nº 11.465 de 28 de março de 2007, nº 2.212 de 21 de janeiro de 2010 e nº 13.280 de 03 de maio de 2016.

Segue demonstrativo das contribuições:

	30/09/2018	31/12/2017
Fundo Nacional Desenv. Científico Tecnológico - FNDCT	789	761
Ministério de Minas e Energia - MME	394	381
Programa Nacional de Cons. de Energia Elétrica - PROCEL	3.058	1.378
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	20.461	26.938
Programa de Eficiência Energética - PEE	14.246	20.733
Total	38.948	50.191
Circulante	19.887	42.112
Não circulante	19.061	8.079

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 a Resolução Normativa nº 556 de 18 de junho de 2013, a ANEEL estabeleceu novos critérios para cálculo, aplicação e recolhimento dos recursos do P&D e PEE, respectivamente. 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.

21.3. Incorporação de redes particulares

As Resoluções Normativas da ANEEL n.º 223/2003, n.º 229/2006, n.º 238/2006, n.º 250/2007, n.º 368/2009, n.º 414/2010 e n.º 488/2012 estabelecem as condições gerais para o atendimento aos pedidos de ligação de novas unidades consumidoras. Os regulamentos citados preveem que o solicitante, individualmente ou em conjunto, e os órgãos públicos, inclusive da administração indireta, poderão aportar recursos, em parte ou no todo, para as obras necessárias à antecipação da ligação ou executar as obras de extensão de rede mediante a contratação de terceiro legalmente habilitado. Os recursos antecipados ou o valor da obra executada pelo interessado deverão ser restituídos pela Concessionária até o ano em que o atendimento ao pedido de fornecimento seria efetivado segundo os Planos de Universalização, para os casos de consumidores que se enquadrem aos critérios de atendimento sem custo ou nos prazos fixados nos regulamentos que tratam do atendimento com participação financeira do interessado.

Seguem as movimentações ocorridas no período:

	30/06/2018	31/12/2017
Saldo inicial - 31/12/2017 e 31/12/2016	11.869	12.636
Adição	-	3.610
Atualização monetária e juros	298	(357)
Baixas - pagamentos	(1.786)	(4.020)
Saldo final - 30/09/2018 e 31/12/2017	10.381	11.869

22. Outros passivos

	30/09/2018	31/12/2017
Credores diversos - consumidores	23.224	10.103
Arrecadação de terceiros a repassar	128	1.483
Benefícios pós emprego	847	-
Outras contas a pagar	2.176	195
Total	26.375	11.781
Circulante	26.006	11.586
Não circulante	369	195

23. Patrimônio líquido

23.1. Capital social

O capital social subscrito e integralizado é de R\$616.732 (R\$616.732 em 31 de dezembro de 2017) e está representado por 647.015 ações ordinárias (647.015 em 31 de dezembro de 2017), todas nominativas sem valor nominal.

23.2. Dividendos

A Assembleia Geral Ordinária de Acionistas, realizada em 27 de abril de 2018, deliberou distribuir dividendos referentes ao exercício de 2017 no montante de R\$98.924 equivalentes a R\$152,89225558 por ação ordinária, tendo sido antecipados em 2017 o montante de R\$51.930 e R\$46.993 pagos em 30 de março de 2018.

Em Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 13 de junho de 2018, foi aprovada a distribuição de dividendos intercalares no montante de R\$36.357, equivalentes a R\$56,1925460615 por ação ordinária do capital social, quitado integralmente em 03 de julho de 2018.

Em Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 08 de agosto de 2018, foi aprovada a distribuição de dividendos intermediários à conta dos resultados do exercício de 2018, apurados no balanço levantado pela Companhia em 30 de junho de 2018, no montante de R\$49.169, equivalentes a R\$75,9933 por ação ordinária do capital social, quitado integralmente em 06 de setembro de 2018.

24. Receita operacional

Receita Bruta	Fora do escopo dos auditores independentes		01/07/2018 a 30/09/2018	01/01/2018 a 30/09/2018	Fora do escopo dos auditores independentes		01/07/2017 a 30/09/2017 (Reapresentado)	01/01/2017 a 30/09/2017 (Reapresentado)
	Nº de consumidores	MWh	R\$	R\$	Nº de consumidores	MWh	R\$	R\$
Residencial	827.720	1.360.495	299.694	935.684	818.783	1.316.838	261.631	852.100
Industrial	7.821	228.082	54.815	164.388	8.174	247.514	56.843	178.091
Comercial	79.555	768.698	173.814	523.228	79.375	776.872	158.132	500.457
Rural	89.119	418.611	82.289	225.281	89.426	392.620	67.524	197.172
Poder Público	8.800	176.248	36.570	114.264	8.730	180.706	34.553	111.878
Iluminação Pública	2.654	174.198	25.913	67.375	2.603	173.924	21.101	61.896
Serviço Público	1.297	113.006	21.937	59.099	1.240	107.700	18.332	53.253
Consumo Próprio	220	5.106	-	-	204	5.152	-	-
Subtotal	1.017.186	3.244.444	695.032	2.089.319	1.008.535	3.201.326	618.116	1.954.847
Suprimento de energia a concessionárias	-	342.400	57.373	127.106	-	233.161	23.414	48.524
Fornecimento Não Faturado Líquido	-	(63.165)	9.451	(8.645)	-	(34.679)	6.041	(19.706)
Disponibilidade do sistema de transmissão e de distribuição	155	-	46.095	112.170	134	-	31.802	95.105
Receita de construção da infraestrutura (1)	-	-	54.223	152.450	-	-	53.629	180.366
Penalidades regulatórias (2)	-	-	(1.132)	(6.096)	-	-	-	-
Outras receitas operacionais	-	-	3.118	13.880	-	-	5.329	14.924
Valor justo ativo indenizável	-	-	5.765	76.935	-	-	3.056	9.068
(-) Ultrapassagem Demanda	-	-	-	-	-	-	(1.288)	(3.929)
(-) Excedente de Reativos	-	-	-	-	-	-	(2.527)	(7.610)
Constituição e amortização - CVA ativa e passiva (3)	-	-	72.271	103.644	-	-	71.622	14.267
Subvenções vinculadas ao serviço concedido	-	-	51.617	143.600	-	-	38.189	124.224
Total - receita operacional bruta	1.017.341	3.523.679	993.813	2.804.363	1.008.669	3.399.808	847.383	2.410.080
Deduções da receita operacional	-	-	-	-	-	-	-	-
ICMS	-	-	135.371	407.094	-	-	118.110	375.573
PIS	-	-	14.877	41.516	-	-	12.873	36.178
COFINS	-	-	68.526	191.228	-	-	59.292	166.640
ISS	-	-	188	188	-	-	4	5
Deduções Bandeiras Tarifárias - CCRBT (4)	-	-	25.721	24.638	-	-	648	14.936
Programa de Eficiência Energética - PEE	-	-	3.034	8.401	-	-	2.674	7.152
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	78.431	218.636	-	-	58.805	180.369
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	-	-	3.034	8.401	-	-	2.674	7.152
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	-	-	979	2.710	-	-	751	2.233
Total - deduções receita operacional	-	-	330.161	902.812	-	-	255.831	790.238
Total - receita operacional líquida	1.017.341	3.523.679	663.652	1.901.551	1.008.669	3.399.808	591.552	1.619.842

- (1) A receita de construção da infraestrutura está representada pelo mesmo montante em custo de construção da infraestrutura. Tais valores são de reconhecimento obrigatório pela ICPC 01 - Contratos de Concessão e correspondem a custo de construção de obras de ativos da concessão de distribuição de energia elétrica.
- (2) 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 30 de setembro de 2017 é de R\$5.270 e estão classificadas como despesas operacionais.
- (3) Refere-se ao montante de ativos e passivos financeiros setoriais reconhecidos no resultado de 30 de setembro de 2018 de acordo com o OCPC 08.
- (4) A partir de janeiro de 2015, as contas de energia tiveram a aplicação do Sistema de Bandeiras Tarifárias. O acionamento da bandeira tarifária será sinalizado mensalmente pela ANEEL, de acordo com as informações prestadas pelo Operador Nacional do Sistema - ONS, conforme a capacidade de geração de energia elétrica no país.

A ANEEL, através do Ofício nº 185 de 08 de abril de 2015, com alteração efetuada pelo Despacho nº 245 de 28 de janeiro de 2016, alterado pelo Despacho nº 4.356 de 22 de dezembro de 2017, estabeleceu novos procedimentos contábeis para registro das receitas adicionais das Bandeiras Tarifárias. Pela alteração proposta, os montantes das bandeiras passam a ser registrados na receita operacional.

As receitas auferidas pela Companhia referentes as Bandeiras Tarifárias no período findo em 30 de setembro de 2018, foram de R\$67.822 (R\$47.726 em setembro de 2017), tendo sido repassado à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT, o montante de R\$24.638 (R\$14.936 repassados em setembro de 2017). Dessa forma, o efeito líquido das Bandeiras Tarifárias no resultado da Companhia no exercício findo em 30 de setembro de 2018 foi de R\$43.184 (R\$13.137 em 30 de junho de 2017).

Para os meses de janeiro a julho de 2018 e 2017 a ANEEL já homologou os valores conforme abaixo:

Meses	Despacho	30/09/2018	30/09/2017
Janeiro	Nº 516 de 06 de março de 2018 (Nº 592 de 02 de março de 2017)	(2.701)	38
Fevereiro	Nº 728 de 02 de abril de 2018 (Nº 899 de 30 de março de 2017)	495	23
Março	Nº 981 de 30 de abril de 2018 (Nº 1.237 de 05 de maio de 2017)	458	(3.290)
Abril	Nº 1.210 de 01 de junho de 2018 (Nº 1.492 de 30 de maio de 2017)	456	(7.280)
Mai	Nº 1.472 de 03 de julho de 2018 (Nº 1.944 de 04 de julho de 2017)	(1.202)	(2.602)
Junho	Nº 1.706 de 30 de julho de 2018 (Nº 2.330 de 01 de agosto de 2017)	(8.500)	(2.566)
Julho	Nº 1.965 de 29 de agosto de 2018 (Nº 2.742 de 30 de agosto de 2017)	(16.019)	455
Agosto	A ser homologado (Nº 2.365 de 02 de outubro de 2017)	-	(312)
Setembro	A ser homologado (Nº 3.711 de 01 de novembro de 2017)	2.375	598
Total		(24.638)	(14.936)

25. Energia elétrica comprada para revenda

Custo da energia comprada para revenda	MWH (**)			R\$		
	30/09/2018	30/09/2017	01/07/2018 a 30/09/2018	01/01/2018 a 30/09/2018	01/07/2017 a 30/09/2017	01/01/2017 a 30/09/2017
Energia de Itaipu - Binacional	658.620	677.913	91.936	204.651	75.301	171.060
Energia de Leilão	1.593.204	1.771.555	5.979	364.247	151.318	407.223
Energia Bilateral	596.513	245.917	141.178	175.330	15.855	50.602
Cotas de Angra - Resolução Normativa	123.134	123.134	6.542	26.031	11.543	29.265
Energia de curto prazo - CCEE (*)	128.983	100.816	66.352	103.125	21.865	85.109
Cotas Garantia Física - Resolução Homologatória nº 1.410/2013	965.746	1.085.460	74.098	147.048	74.751	129.285
Programa Incentivo fontes alternativas energia - PROINFA	76.480	77.247	9.759	29.279	9.050	27.151
(-) Parcela a compensar crédito	-	-	(38.036)	(94.859)	(31.146)	(73.702)
Total	4.142.680	4.082.042	357.808	954.852	328.537	825.993

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

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

26. Cobertura de seguros

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

As principais coberturas são:

Ramos	Data de Vencimento	Importância Segurada	Prêmio Anual	
			30/09/2018	31/12/2017
Riscos Operacionais	07/11/2018	63.000	556	556
Responsabilidade Civil Geral	23/11/2018	50.600	376	376
Auto-Frota	23/10/2019	Até 360/veículos	279	168
Vida em Grupo e Acidentes Pessoais (*)	31/12/2018	122.173	290	352
Transporte Nacional	04/04/2019	Até 2.000/transporte	26	23
Responsabilidade Civil Administradores e Diretores (D&O)	26/11/2018	50.000	46	46
Responsabilidade do Explorador ou Transporte Aéreo-R.E.T.A (Drones)	12/01/2019	233	6	-
			1.579	1.521

(*) Importância Segurada relativa ao mês de AGOSTO/2018 e prêmio anualizado.

27. 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 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 o Ativo financeiro indenizável da concessão como melhor estimativa de valor justo por meio do resultado e como os fatores relevantes para avaliação ao valor justo não são publicamente observáveis, a classificação da hierarquia de valor justo é de nível 3. A movimentação e respectivos ganhos no resultado do período de R\$76.935 (R\$9.068 em 30 de setembro de 2017), assim como as principais premissas utilizadas, estão divulgadas na nota explicativas nº 13.

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

ATIVO	Nível	30/09/2018		31/12/2017	
		Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Custo amortizado					
Caixa e equivalentes de caixa		57.001	57.001	52.816	52.816
Consumidores e concessionárias		496.747	496.747	439.914	439.914
Ativos financeiros setoriais		329.374	329.374	189.817	189.817
		883.122	883.122	682.547	682.547
Valor justo por meio do resultado					
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	2	97.077	97.077	258.346	258.346
Ativo financeiro indenizável da concessão	3	857.055	857.055	704.613	704.613
Instrumentos financeiros derivativos	2	27.267	27.267	8.563	8.563
		981.399	981.399	971.522	971.522

PASSIVO	Nível	30/09/2018		31/12/2017	
		Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Custo amortizado					
Fornecedores		294.963	294.963	258.616	258.616
Empréstimos e financiamentos, encargos de dívidas e debêntures		1.300.389	1.300.847	1.193.513	1.197.478
Passivos financeiros setoriais		256.506	256.506	189.792	189.792
Incorporação de redes		10.381	10.381	11.869	11.869
		1.862.239	1.862.697	1.653.790	1.657.775
Valor justo por meio do resultado					
Instrumentos financeiros derivativos	2	5.295	5.295	3.647	3.647
		5.295	5.295	3.647	3647

Derivativos

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

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

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

Hedge Accounting

Em 01 de julho de 2015, a Companhia efetuou a designação formal de parte de suas operações de proteção do tipo “swap” (instrumento de “hedge”) para troca de variação cambial e juros, para variação do CDI como “hedge accounting”. Em 30 de setembro 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\$680 (R\$6 em 30 de setembro 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 out/2017, a Companhia realizou a captação de R\$148 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 terceiro trimestre de 2015, 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. A partir de 30 de novembro de 2015, 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\$1.670 (R\$2.731 em 30 de setembro 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 com montantes e indicadores preestabelecidos na “Política de Gestão de Riscos decorrentes do Mercado Financeiro” (revista anualmente e disponível na web site da Companhia) e nos regimentos internos da diretoria.

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

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

Gestão de risco de capital

O índice de endividamento no final dos exercícios são:

	30/09/2018	31/12/2017
Dívida (1)	1.300.389	1.193.513
Caixa e equivalentes de caixa	(57.001)	(52.816)
Dívida líquida	1.243.388	1.140.697
Patrimônio líquido (2)	799.413	816.448
Índice de endividamento líquido	1,56	1,4

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

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

a) Risco de liquidez

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

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

	Taxa média de juros efetiva ponderada	Até 6 meses	De 6 a 12 meses	De 1 a 3 anos	De 3 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores		292.495	-	-	-	2.468	294.963
Empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas e debêntures	7,14%	45.757	35.208	665.444	436.148	732.913	1.915.470
Instrumentos Financeiros Derivativos		(2.436)	(2.723)	9.731	16.607	793	21.972
Total		335.816	32.485	675.175	452.755	736.174	2.232.405

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	30/09/2018	31/12/2017
Caixa e equivalentes de caixa	5.1	57.001	52.816
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	5.2	97.077	258.346
Consumidores e concessionárias	6	496.747	439.914
Ativo financeiro indenizável da concessão	13	857.055	704.613
Ativos financeiros setoriais	9	329.374	189.817
Instrumentos financeiros derivativos	27	27.267	8.563

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

Parte dos empréstimos e financiamentos em moeda nacional, apresentados na nota explicativa nº 17, é composta de financiamentos obtidos junto a diversos agentes de fomento nacional (Eletrobrás e BNDES) e outras instituições do mercado de capitais. A taxa de juros é definida por estes agentes, levando em conta os juros básicos, o prêmio de risco compatível com as empresas financiadas, suas garantias e o setor no qual estão inseridas. Na impossibilidade de buscar alternativas ou diferentes hipóteses de mercado e/ou metodologias para suas estimativas, em face dos negócios e às peculiaridades setoriais, esses são mensurados pelo “método do custo amortizado” com base em suas taxas contratuais.

Os resultados da Companhia são suscetíveis as variações dos passivos atrelados a moedas estrangeiras,

principalmente ao dólar norte-americano. A taxa de câmbio do dólar norte-americano encerrou o período findo em 30 de setembro de 2018 com alta de 21,04% sobre 31 de dezembro de 2017, cotado a R\$4,039/USD. A volatilidade do dólar norte-americano em 30 de setembro de 2018 era de 22,70%, enquanto em 31 de dezembro de 2017 era de 11,95%.

Do montante das dívidas bancárias e de emissões da Companhia em 30 de setembro de 2018, de R\$1.303.966 (R\$1.197.809 em 31 de dezembro de 2017), R\$183.005 (R\$95.718 em 31 de dezembro de 2017) estão representados em dólares conforme nota explicativa nº 17. As operações que possuem proteção cambial e os respectivos instrumentos financeiros utilizados estão detalhadas abaixo.

Os empréstimos em dólar norte americano têm vencimento de longo prazo (último vencimento em maio de 2022) e custo máximo de 1,80% ao ano mais variação cambial.

No balanço patrimonial de 30 de setembro de 2018 a Companhia apresenta, R\$27.267 (R\$8.563 em 31 de dezembro de 2017) no ativo não circulante, R\$5.159 (R\$3.647 em 31 de dezembro de 2017) no passivo circulante, R\$136 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.

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. A proteção acima está dividida nos instrumentos descritos a seguir:

Operação	Notional (USD)	Custo financeiros (% a.a.)		Vencimento	Designação
		Ponta ativa	Ponta passiva		
Resolução 4131 - Citibank	14.429	(Libor + 1,70%) x 117,65%	CDI + 1,55%	26/05/2022	Fair Value Option
Resolução 4131 - Citibank	14.429	(Libor + 1,80%)	CDI + 1,55%	26/05/2022	Fair Value Option
Resolução 4131 - Citibank	17.115	(Libor + 0,82) x 117,65%	CDI + 0,80%	08/09/2021	Fair Value Option

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		
JP Morgan X EMS	10.762	IPCA + 4,49%	100,90% CDI	17/10/2022	Fair Value Hedge
JP Morgan X EMS	2.006	IPCA + 4,71%	101,60% CDI	15/10/2024	Fair Value Hedge
JP Morgan X EMS	3.733	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 30 de setembro de 2018:

Fair Value Option	Valor de referência		Descrição	Valor justo	
	30/09/2018	31/12/2017		30/09/2018	31/12/2017
Dívida designada para “Fair Value Option”	160.000	90.000	Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	(183.186)	(95.718)
			Posição Ativa		
			Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	183.186	95.718
			Posição Passiva		
Swap Cambial (Derivativo)	160.000	90.000	Taxa de Juros CDI	(160.921)	(90.690)
			Posição Líquida Swap	22.265	5.028
			Posição Líquida Dívida + Swap	(160.921)	(90.690)

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	
	30/09/2018	31/12/2017		30/09/2018	31/12/2017
Dívida (Objeto de Hedge) *	16.501	16.501	Taxa Pré-Fixada	(17.205)	(16.575)
			Posição Ativa		
			Taxa Pré-Fixada	17.205	16.575
			Posição Passiva		
Swap de Juros (Instrumento de Hedge)	16.501	16.501	Taxa de Juros CDI	(17.498)	(16.687)
			Posição Líquida Swap	(293)	(112)
			Posição Líquida Dívida + Swap	(17.498)	(16.687)

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

O valor justo dos derivativos contratados em 30 de setembro 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 17 e ao bom desempenho dos mecanismos de proteção utilizados, descritos acima. A Companhia não tem por objetivo liquidar esses contratos antes dos seus vencimentos, bem como possuem expectativa distinta quanto aos resultados apresentados como valor justo conforme abaixo demonstrado. Para uma perfeita gestão, é procedido monitoramento diário, com o intuito de preservar menores riscos e melhores resultados financeiros.

A Marcação a Mercado (MtM) das operações da Companhia foi calculada utilizando metodologia geralmente empregada e conhecida pelo mercado. A metodologia consiste basicamente em calcular o valor futuro das operações, utilizando as taxas acordadas em cada contrato, descontando a valor presente pelas taxas de mercado. No caso das opções, é utilizado para cálculo do MtM uma variante da fórmula de Black & Scholes, destinada ao cálculo do prêmio de opções sobre moeda. Os dados utilizados nesses cálculos foram obtidos de fontes consideradas confiáveis. As taxas de mercado, como a taxa Pré e o Cupom de Dólar, foram obtidas diretamente do site da BM&F (Taxas de Mercado para Swaps). A taxa de câmbio (Ptax) foi obtida do site do Banco Central. No caso das opções, as volatilidades implícitas de dólar também foram obtidas na BM&F.

Análise de Sensibilidade

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

a) Variação cambial

Considerando a manutenção da exposição cambial de 30 de setembro 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	(160.000)		(128.513)	(166.438)	(204.363)
Variação Dívida	-		31.487	(6.438)	(44.363)
Swap Cambial					
Posição Ativa					
Instrumentos Financeiros Derivativos - USD e LIBOR	183.186		151.699	189.624	227.549
Variação - USD e LIBOR	-		(31.487)	6.438	44.363
Posição Passiva					
Instrumentos Financeiros Derivativos - Taxa de Juros CDI	(160.921)	Alta US\$	(160.921)	(160.921)	(160.921)
Variação - Taxa de Juros CDI	-		0,00	0,00	0,00
Subtotal	22.265		(9.222)	28.703	66.628
Total Líquido	(137.735)		(137.735)	(137.735)	(137.735)

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

Os derivativos no “Cenário Provável”, calculados com base na análise líquida das operações acima apresentadas até o vencimento das mesmas, ajustadas a valor presente pela taxa prefixada brasileira em reais para 30 de setembro de 2018, atingem seu objetivo, o que é refletido no valor presente negativo de R\$137.735 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\$137.735 em ambos os casos.

b) Variação das taxas de juros

Considerando a manutenção da exposição às taxas de juros de 30 de setembro 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 informações financeiras intermediárias):

Operação	Exposição	Risco	Cenário I (Provável) (*)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Dívida Moeda Local - Taxa de Juros	16.501		16.501	16.501	16.501
Variação Dívida	-		0	0	0
Swap de Juros					
Posição Ativa					
Instrumentos Financeiros Derivativos - Pré	17.205		17.205	17.205	17.205
Variação - Taxa de Juros	-		0	0	0
Posição Passiva					
Instrumentos Financeiros Derivativos - CDI	(17.498)	Alta CDI	(17.498)	(19.278)	(21.058)
Variação - CDI + TJLP	0		0	(1.780)	(3.560)
Subtotal	(293)		(293)	(2.073)	(3.853)
Total Líquido	16.208		16.208	14.428	12.648

Considerando que o cenário de exposição dos instrumentos financeiros indexados às taxas de juros de 30 de setembro de 2018 seja mantido e que os respectivos indexadores anuais acumulados sejam (CDI = 4,81%, Selic = 4,81%, TJLP = 4,94% e TR = 0%) e caso ocorram oscilações nos índices de acordo com os três cenários definidos, o resultado financeiro líquido seria impactado em:

Instrumentos	Exposição (R\$mil)	Risco	Cenário I (Provável) (*)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Instrumentos financeiros ativos: Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	134.997	Alta do CDI	8.775	10.969	13.163
Instrumentos financeiros passivos:					

Swap	(160.921)	Alta do CDI	(10.460)	(13.075)	(15.690)
Empréstimos, financiamentos e debêntures.	(812.464)	Alta do CDI	(52.810)	(66.013)	(79.215)
	-	Alta da TJLP	-	-	-
	(17.161)	Alta do IPCA	(573)	(716)	(860)
	-	Alta do SELIC	-	-	-
	(291.336)	Alta do TR	-	-	-
Subtotal (**)	(1.281.882)		(63.843)	(79.804)	(95.765)
Total (Perdas)	(1.146.885)		(55.068)	(68.835)	(82.602)

(*) Considera o CDI de 30 de setembro de 2019 (6,50 % ao ano), cotação das estimativas apresentadas pela recente Pesquisa do BACEN, datada de 30 de setembro de 2018, IPCA 3,34 % ao ano, Selic 6,50 % e TR 0% ao ano.

(**) Não inclui as operações pré-fixadas no valor de R\$22.084.

Gerenciamento de risco de liquidez

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

28. Benefícios pós-emprego

Plano de Aposentadoria e Pensão

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

Os saldos reconhecidos no resultado de 2017, que compreendem o custo do serviço corrente, juros, custo do serviço passado e o efeito de quaisquer acordos e liquidações, foram determinados pelo Método de Crédito.

A Companhia reconheceu como despesa referente aos planos de contribuição definida o montante de R\$3.073 (R\$3.333 em 30 de setembro de 2017)

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 30 de setembro de 2018 as despesas com o plano de saúde foram de R\$14.068 (R\$13.312 em 30 de setembro de 2017). Inclui R\$1.101 referente a cálculo atuarial do plano de benefício pós-emprego.

29. Compromissos

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

Contrato de compra de energia (*)					
Vigência	2018	2019	2020	2021	Após 2021
2018 A 2049	191.015	749.746	721.856	734.772	15.815.392

(*) 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 findo do período de 30 de setembro de 2018 e foram homologados pela ANEEL.

30. Informações adicionais aos fluxos de caixa

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

	30/09/2018	31/12/2017
Atividades operacionais		
Ativo financeiro indenizável da concessão - Bifurcação de ativos	84.942	73.781
Ativo financeiro indenizável da concessão - Valor justo ativo indenizável	76.935	16.962
Incorporação de rede - transferência para obrigações especiais	-	3.610
Fornecedores	20.653	51.261
Estoque - transferência para intangível	1.208	2.791
Atividades de investimentos		
Intangível - transferência de estoques	1.208	2.791
Obrigações especiais - transferência de incorporação de rede	-	3.610
Aquisição de intangível em processo de pagamento	20.653	51.261

31. Evento subsequente

31.1 Bandeiras tarifárias:

A ANEEL definiu a aplicação da Bandeira Vermelha Patamar 2 para o mês de outubro e Bandeira Amarela para o mês de novembro de 2018, resultado de análises do cenário hidrológico do país.

31.2 Debêntures:

Em 19 de outubro de 2018 a Companhia efetuou a 11ª emissão de debêntures em moeda corrente no montante de R\$153.295 com vencimento em 15 de setembro de 2025 e remuneração de IPCA mais 5,0797% ao ano.

31.3 Antecipação de dividendos do exercício 2018

O Conselho de Administração da Companhia em reunião realizada em 08 de novembro de 2018, aprovou a distribuição de dividendos intermediários à conta dos resultados do exercício de 2018, apurados no balanço levantado pela Companhia em 30 de setembro de 2018, no montante de R\$24.184, equivalentes a R\$37,37720713 por ação ordinária do capital social. Os pagamentos serão efetuados a partir do dia 12 de novembro de 2018.

Conselho de Administração

Ivan Müller Botelho
Presidente

Ricardo Perez Botelho
Vice-Presidente

Marcelo Silveira da Rocha
Conselheiro

Maurício Perez Botelho
Conselheiro

Luciano dos Santos Benevides
Conselheiro

Diretoria Executiva

Marcelo Vinhaes Monteiro
Diretor Presidente

Mauricio Perez Botelho
Diretor Financeiro e Diretor de Relações com Investidores

Alexandre Nogueira Ferreira
Diretor de Assuntos Regulatórios e Estratégia

Paulo Roberto dos Santos
Diretor Técnico e Comercial

Gioreli de Sousa Filho
Diretor sem designação específica

José Marcos Chaves de Melo
Diretor de Suprimentos e Logística

Daniele Araújo Salomão Castelo
Diretora sem designação específica

Roberto Carlos Pereira Currais
Diretor sem designação específica

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

Mauro de Jesus Costa
Contador
CRC SP-147342/O-0-T-MS

Relatório do Auditor Independente sobre Revisão de Informações Trimestrais

Relatório do Auditor Independente sobre Revisão de Informações Trimestrais

Aos
Acionistas, Conselheiros e Administradores da
Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A.
Campo Grande - MS

Introdução

Revisamos as informações financeiras intermediárias da Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A. ("Companhia") contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR referente ao trimestre findo em 30 de setembro de 2018, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de setembro de 2018 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente para os períodos de três e nove meses findos naquela data, e das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de nove 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.

Ênfase

Em 14 de novembro de 2017, emitimos um relatório de revisão sem modificação sobre as informações financeiras intermediárias relativas ao trimestre findo em 30 de setembro de 2017. Conforme mencionado na nota explicativa 3.2, em decorrência das mudanças nas práticas contábeis adotadas pela Companhia a partir de 31 de dezembro de 2017, os valores correspondentes referentes ao período anterior, apresentados para fins de comparação, foram ajustados e estão sendo reapresentados pelas razões mencionadas na referida nota explicativa 3.2. Nossa presente conclusão não contém modificação relacionada a esse assunto.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

Revisamos, também, a demonstração do valor adicionado (DVA) referente ao período de nove meses findo em 30 de setembro 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, 8 de novembro de 2018.

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

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