

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

Campo Grande, 13 de maio de 2016 - A Administração da Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S/A (“Energisa Mato Grosso do Sul” ou “Companhia”) apresenta os resultados do primeiro trimestre (1T16).

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

1 Perfil do negócio e destaques econômico-financeiros

A Energisa Mato Grosso do Sul é uma distribuidora de energia elétrica que atende a aproximadamente 977 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.

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

Descrição	1T16	1T15	Variação %
Resultados - R\$ milhões			
Receita Operacional Bruta	813,3	793,4	+ 2,5
Receita Operacional Bruta, sem receita de construção	773,4	761,3	+ 1,6
Receita Operacional Líquida	527,5	575,2	- 8,3
Receita Operacional Líquida, sem receita de construção	487,6	543,1	- 10,2
Resultado antes das Receitas e Despesas Financeiras (EBIT)	46,7	87,8	- 46,8
EBITDA	65,7	105,1	- 37,5
EBITDA Ajustado	68,1	106,7	- 36,2
Resultado financeiro	(3,0)	7,1	-
Lucro Líquido	28,9	62,7	- 53,9
Indicadores Financeiros - R\$ milhões			
Ativo Total	2.614,1	2.415,3	+ 8,2
Caixa/Equivalentes de Caixa/Aplicações Financeiras	363,3	204,8	+ 77,4
Patrimônio Líquido	832,5	816,8	+ 1,9
Endividamento Líquido	538,3	405,9	+ 32,6
Indicadores Operacionais			
Número de Consumidores Cativos (mil)	976,7	947,1	+ 3,1
Vendas de energia a consumidores cativos (GWh)	1.169,6	1.216,8	- 3,9
Energia Elétrica Total Distribuída (GWh)	1.358,1	1.323,7	+ 2,6
Perdas de Energia (% últimos 12 meses)	14,50	14,30	+ 0,20 p.p
Indicador Relativo			
EBITDA Ajustado/Receita Líquida (%)	12,9	18,6	- 5,7 p.p.
Endividamento líquido/EBITDA Ajustado 12 meses (vezes)	2,2	1,4	+ 57,1

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

2 Desempenho financeiro

2.1 Receita operacional bruta e líquida

No primeiro trimestre de 2016 (1T16), a Energisa Mato Grosso do Sul apresentou receita operacional bruta, sem a receita de construção que é atribuída margem zero, de R\$ 773,4 milhões, ante R\$ 761,3 milhões registrados em 2015, um aumento de 1,6% (R\$ 12,1 milhões). Por sua vez, a receita operacional líquida, também deduzida da receita de construção, registrou redução de 10,2% (R\$ 55,5 milhões) no período, para R\$ 487,6 milhões.

Dentre os fatores que impactaram as receitas no 1T16 se destacam:

- Embora o número de consumidores cativos tenha apresentado um crescimento de 3,1%, as vendas de energia elétrica no mercado cativo caíram 3,9% (vide item 3 deste comentário de desempenho);
- Reversão contábil de ativos e passivos financeiros setoriais (CVAs) no montante de R\$ 23,3 milhões, contra R\$ 64,0 milhões constituídos e reconhecidos no 1T15;
- Redução das subvenções vinculadas aos serviços públicos, que no 1T16 foi de R\$ 21,9 milhões, contra R\$ 65,0 milhões no 1T15;
- Aumento do valor da quota CDE, cujo registro no 1T16 foi de R\$ 74,3 milhões, contra R\$ 32,5 milhões no 1T15.

A composição da receita líquida é a seguinte:

Receita por Classe de Consumo (R\$ milhões)	Trimestre		Variação	
	1T16	1T15	%	R\$ milhões
(+) Receita de energia elétrica (mercado cativo)	722,7	574,8	+ 25,7	+ 147,9
✓ Residencial	313,1	248,3	+ 26,1	+ 64,8
✓ Industrial	81,3	73,6	+ 10,5	+ 7,7
✓ Comercial	187,1	147,6	+ 26,8	+ 39,5
✓ Rural	61,6	46,1	+ 33,6	+ 15,5
✓ Outras classes	79,6	59,2	+ 34,5	+ 20,4
(+) Suprimento de energia elétrica	39,4	-	-	+ 39,4
(+) Fornecimento não faturado líquido	(11,4)	32,2	-	- 43,6
(+) Disponibilidade do sistema elétrico	23,3	16,1	+ 44,7	+ 7,2
(+) Receitas de construção	39,9	32,1	+ 24,3	+ 7,8
(+) Faturamento Bandeiras Tarifárias	-	8,2	-	- 8,2
(+) Constituição e amortização - CVA Ativa e Passiva	(23,3)	64,0	-	- 87,3
(+) Subvenções vinculadas aos serviços concedidos	21,9	65,0	- 66,3	- 43,1
(+) Outras receitas	0,8	1,0	- 20,0	- 0,2
(=) Subtotal 1 - Receita bruta	813,3	793,4	+ 2,5	+ 19,9
(-) Impostos sobre vendas	205,5	179,9	+ 14,2	+ 25,6
(-) Deduções Bandeiras tarifárias	0,5	-	-	+ 0,5
(-) Encargos setoriais	79,8	38,3	+ 108,4	+ 41,5
(=) Subtotal 2 - Receita líquida	527,5	575,2	- 8,3	- 47,7
(-) Receitas de construção	39,9	32,1	+ 24,3	+ 7,8
(=) Total - Receita líquida, sem receitas de construção	487,6	543,1	- 10,2	- 55,5

2.2 Ambiente regulatório - revisão tarifária

2.2.1 Bandeiras tarifárias

Em janeiro de 2015, entrou em prática nas contas de energia elétrica o “Sistema de Bandeiras Tarifárias”. As receitas auferidas pela Companhia provenientes das bandeiras tarifárias em 2016 foram de R\$ 41,2 milhões, ante os R\$ 30,8 milhões registrados no mesmo trimestre de 2015.

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

2.2.2 Evento subsequente às Informações Trimestrais de 31/03/2016 - Reajuste tarifário anual

A Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica) deliberou por conceder reajuste nas tarifas de energia elétrica para a Energisa Mato Grosso do Sul, cujo efeito médio a ser percebido pelos consumidores será de 7,19%, a partir de 8 de abril de 2016, não tendo, portanto, nenhum efeito no trimestre findo em 31 de março de 2016, haja vista que sua vigência ocorreu somente após o encerramento do 1T16.

A Aneel também homologou recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), repassados a Energisa Mato Grosso do Sul pelas Centrais Elétricas Brasileiras S/A - Eletrobras, referentes a subsídios tarifários concedidos aos consumidores de baixa renda e usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica no montante de R\$ 21,8 milhões. O valor foi registrado pela Companhia como receita operacional no 1T16.

2.3 Despesas operacionais

As despesas operacionais, excluindo os custos de construção, totalizaram R\$ 440,9 milhões em 2016, contra os R\$ 455,3 milhões em 2015, redução de 3,2% (R\$ 14,4 milhões). Desse total, as despesas controláveis cresceram 13,2% (R\$ 9,1 milhões), totalizando R\$ 77,9 milhões. Por sua vez, as despesas não controláveis reduziram 8,3%, totalizando R\$ 306,1 milhões. A composição das despesas operacionais pode ser assim demonstrada:

Composição das despesas operacionais Valores em R\$ milhões	Trimestre		Variação	
	1T16	1T15	%	R\$ milhões
1 Despesas controláveis	77,9	68,8	+ 13,2	+ 9,1
1.1 Pessoal (inclui fundo de pensão)	43,3	33,5	+ 29,3	+ 9,8
1.2 Material	4,8	4,8	-	-
1.3 Serviços de terceiros	29,8	30,5	- 2,3	- 0,7
2 Despesas não controláveis (compra de energia e transporte)	306,1	333,8	- 8,3	- 27,7
3 Depreciação e amortização	19,0	17,4	+ 9,2	+ 1,6
4 Provisões contingências e devedores duvidosos	4,3	10,5	- 59,0	- 6,2
5 Outras despesas/receitas	33,6	24,8	+ 35,5	+ 8,8
Subtotal	440,9	455,3	- 3,2	- 14,4
6 Custo de construção (*)	39,9	32,1	+ 24,3	+ 7,8
Total	480,8	487,4	- 1,4	- 6,6

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

2.4 Lucro líquido e geração de caixa

No primeiro trimestre de 2016 (1T16), a Energisa Mato Grosso do Sul registrou lucro líquido de R\$ 28,9 milhões, ante os R\$ 62,7 milhões registrados no mesmo período de 2015. A geração operacional de caixa (EBITDA ajustado) atingiu R\$ 68,1 milhões no 1T16, contra os R\$ 106,7 milhões apurados no 1T15, redução de 36,2%. Importante ressaltar que essa redução nos resultados decorre, fundamentalmente, das reversões contábeis de ativos e passivos financeiros setoriais (CVAs) no montante de R\$ 23,3 milhões no 1T16, contra R\$ 64,0 milhões constituídos e reconhecidos no 1T15, bem como da redução das subvenções vinculadas aos serviços públicos, mencionadas no item "2.1".

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		Variação	
	1T16	1T15	%	R\$ milhões
(=) Lucro Líquido	28,9	62,7	- 53,9	- 33,8
(-) Contribuição social e imposto de renda	(14,8)	(32,1)	- 53,9	+ 17,3
(-) Resultado financeiro	(3,0)	7,1	-	- 10,1
(-) Depreciação e amortização	(19,0)	(17,4)	+ 9,2	- 1,6
(=) Geração de caixa (EBITDA)	65,7	105,1	- 37,5	- 39,4
(+) Receita de acréscimos moratórios	2,4	1,6	+ 50,0	+ 0,8
(=) Geração ajustada de caixa (EBITDA Ajustado)	68,1	106,7	- 36,2	- 38,6
Margem do EBITDA Ajustado (%)	12,9	18,6		- 5,7 p.p.

2.5 Resultado financeiro e endividamento

O resultado financeiro líquido (receitas financeiras menos despesas financeiras) no 1T16 representou uma despesa financeira líquida de R\$ 3,0 milhões, ante a receita de R\$ 7,1 milhões registrados no 1T15.

Em 31 de março de 2016, o saldo consolidado de caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras da Energisa Mato Grosso do Sul totalizou R\$ 474,0 milhões, que incluem os créditos referentes à subvenção tarifária e baixa renda (CDE) e Conta de Compensação dos Valores da Parcela A (CVA). Por sua vez, a dívida líquida da Energisa Mato Grosso do Sul, que incluem empréstimos, financiamentos, arrendamentos, encargos financeiros, parcelamento de impostos, fundo de pensão e instrumentos financeiros derivativos líquidos, passou de R\$ 540,8 milhões em 31 de dezembro de 2015 para R\$ 538,3 milhões em 31 de março de 2016.

A seguir, as dívidas de curto e longo prazo da Energisa Mato Grosso do Sul em 31 de março de 2016 e em 31 de dezembro de 2015:

Descrição Valores em R\$ milhões	31/03/2016	31/12/2015
Curto Prazo	172,2	138,1
Empréstimos e financiamentos	70,7	76,9
Debêntures	87,0	51,4
Encargos de dívidas	3,2	2,8
Déficit atuarial	-	0,1
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	11,3	6,9
Longo Prazo	840,1	860,0
Empréstimos e financiamentos	527,7	538,1
Debêntures	331,8	351,6
Déficit atuarial	0,1	0,1
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	(19,5)	(29,8)
Total das dívidas	1.012,3	998,1
(-) Disponibilidades financeiras	363,3	310,3
(-) Créditos CDE (subvenção tarifária e baixa renda)	11,9	36,0
(-) Créditos CVA	98,8	111,0
Total das dívidas líquidas	538,3	540,8

3 Mercado de energia

No primeiro trimestre de 2016, as vendas de energia elétrica a consumidores finais (mercado cativo), localizados na área de concessão da Energisa Mato Grosso do Sul, somadas à energia associada aos consumidores livres (TUSD), totalizaram 1.292,4 GWh, redução de 3,4% em relação a igual período do ano anterior. A queda de consumo foi impulsionada, principalmente, pela classe industrial cativa, que reduziu o consumo em 22,5% no período. A energia total distribuída no 1T16 foi de 1.358,1 GWh, ante os 1.323,7 GWh registrados em igual período do ano passado, conforme composição seguinte:

Descrição	Trimestres		
	1T16	1T15	Var. %
1 Vendas de energia no mercado cativo	1.169,6	1.216,8	- 3,9
✓ Residencial	471,9	476,7	- 1,0
✓ Industrial	125,2	161,6	- 22,5
✓ Comercial	289,9	296,3	- 2,2
✓ Rural	118,6	121,3	- 2,2
✓ Outras Classes	164,0	160,9	+ 1,9
2 Energia associada aos consumidores livres (TUSD)	122,8	120,8	+ 1,7
3 Mercado cativo + TUSD (1+2)	1.292,4	1.337,6	- 3,4
4 Suprimento de energia e não faturado	65,7	(13,9)	-
5 Energia Total Distribuída (3+4)	1.358,1	1.323,7	+ 2,6

A Energisa Mato Grosso do Sul encerrou o 1T16 com 976.748 unidades consumidoras cativas, quantidade 3,1% superior à registrada no 1T15. Já o número de consumidores livres totalizou 48 no fim de 31 de março de 2016.

Perdas de energia

O combate ao furto e à fraude tem sido foco constante das ações gerenciais da Energisa Mato Grosso do Sul, que busca trabalhar para aperfeiçoar ainda mais a fiscalização das ligações em suas unidades consumidoras. As perdas de energia elétrica da Energisa Mato Grosso do Sul situaram em 14,5%, no 1T16, contra 14,3% registrado em igual período do ano passado.

4 Investimentos

No 1T16, os investimentos da Energisa Mato Grosso do Sul totalizaram R\$ 43,0 milhões, contra R\$ 37,6 milhões registrados no 1T15, crescimento de 14,4% no período.

5 Dividendos do exercício de 2015

Com base nos resultados apurados no exercício de 2015, a Assembleia Geral de Acionistas, realizada em 26/04/2016, deliberou distribuir dividendos no montante de R\$ 104,1 milhões, correspondentes a R\$ 1,649053698334 por mil ações ordinárias, tendo sido antecipados e quitados em 30 de junho de 2015 o valor de R\$ 59,6 milhões (R\$ 0,944468739423 por mil ações ordinárias). O saldo remanescente, no montante de R\$ 44,5 milhões (R\$ 0,704584958911 por mil ações ordinárias) será pago em até 60 (sessenta) dias contados da referida Assembleia, podendo ser antecipado por decisão da administração da Companhia.

6 Eventos subsequentes

6.1 Grupamento de ações e aumento de capital

Em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 26 de abril de 2016, os acionistas aprovaram:

- O grupamento das ações em que se divide o capital social da Companhia, na proporção de 100.000 (cem mil) ações por 1 (uma) ação nova da mesma espécie, classe e forma. Desta forma, o capital social, de R\$ 595,6 milhões, passou a ser representado por 631.163 ações ordinárias;
- O aumento do capital social da Companhia, por subscrição particular, no valor de R\$ 21,1 milhões, com a emissão de 15.852 novas ações ordinárias a serem subscritas e integralizadas pela acionista controladora, a Rede Energia S.A. - Em Recuperação Judicial, mediante a capitalização de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital, respeitado o exercício de preferência por acionistas minoritários, que se estende de 27/04/2016 a 27/05/2016.

6.2 Energisa Mato Grosso do Sul emite quotas do FIDC IV Energisa

A Energisa Mato Grosso do Sul comunicou aos acionistas e ao mercado em geral que, em 6 de maio de 2016, foram emitidas e liquidadas 219,3 quotas seniores da 2ª Série de quotas do Fundo de Investimentos em Direitos Creditórios Não Padronizados IV Energisa Centro Oeste ("Nova Emissão FIDC IV"), totalizando o valor R\$ 219,3 milhões. A Nova Emissão FIDC IV conta com prazo total de 15 (quinze) anos, sendo 5 (cinco) anos de carência e terá uma remuneração equivalente a CDI + 0,7% ao ano. A emissão tem nota de classificação de risco AAAsf (bra) pela agência Fitch Ratings.

7 Serviços prestados pelo auditor independente

A remuneração total da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes pelos serviços prestados para a Energisa Mato Grosso do Sul nos primeiros três meses de 2016 foi de R\$ 284 mil, dos quais R\$ 188 mil pela revisão contábil das demonstrações financeiras.

A política de contratação adotada pela Companhia atende aos princípios que preservam a independência do auditor, de acordo com as normas vigentes, que determinam, principalmente, que o auditor não deve auditar seu próprio trabalho, nem exercer funções gerenciais para seu cliente ou promover os seus interesses.

A Administração.

Demonstrações financeiras

1. Balanço Patrimonial Ativo

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

	31/03/2016	31/12/2015
Ativo		
Circulante		
Caixa e equivalente de caixa	76.313	79.347
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	269.983	214.828
Consumidores e concessionárias	390.842	408.282
Títulos de créditos a receber	-	-
Estoques	4.476	3.452
Tributos a recuperar	42.247	42.406
Instrumentos financeiros derivativos	428	4.518
Ativo financeiro setorial	186.474	160.672
Outros créditos	55.073	74.826
Total do circulante	1.025.836	988.331
Não circulante		
Realizável a longo prazo		
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	17.053	16.137
Consumidores e concessionárias	34.313	36.117
Tributos a recuperar	21.261	21.587
Créditos tributários	142.670	139.527
Cauções e depósitos vinculados	70.427	68.120
Instrumentos financeiros derivativos	19.480	29.783
Ativo financeiro setorial	5.793	37.393
Contas a receber da concessão	452.455	438.954
Outros créditos	4.263	4.509
	767.715	792.127
Investimentos	599	610
Intangível	819.995	816.335
Total do não circulante	1.588.309	1.609.072
Total do ativo	2.614.145	2.597.403

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 31 DE MARÇO DE 2016 E 31 DE DEZEMBRO DE 2015
(Em milhares de reais)

	31/03/2016	31/12/2015
Passivo		
Circulante		
Fornecedores	171.620	212.259
Encargos de dívidas	2.867	2.753
Empréstimos e financiamentos	70.998	76.932
Debentures	86.957	51.414
Folha de pagamento	2.561	2.671
Tributos e contribuições sociais	77.072	70.694
Instrumentos financeiros derivativos	11.736	11.423
Obrigações estimadas	22.768	17.914
Taxa de iluminação pública arrecadada	27.416	21.302
Benefícios a empregados - plano de pensão	45	84
Obrigações intrassetoriais	67.620	78.033
Incorporação de redes	23.371	24.369
Passivos financeiros setoriais	93.461	76.052
Outros passivos	10.828	10.431
Total do circulante	669.320	656.331
Não circulante		
Fornecedores	5.706	7.600
Empréstimos e financiamentos	527.720	538.136
Debentures	331.774	351.639
Tributos e contribuições sociais	11.768	10.940
Provisões para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais	220.346	206.239
Benefícios a empregados - plano de pensão	82	82
Obrigações intrassetoriais	13.418	9.175
Passivos financeiros setoriais	-	11.002
Outros passivos	1.544	2.670
Total do não circulante	1.112.358	1.137.483
Patrimônio líquido		
Capital social	595.649	595.649
Reservas de capital	118.594	118.594
Reservas de lucros	23.851	23.851
Dividendos adicionais propostos	44.471	44.471
Lucros acumulados	28.878	-
Outros resultados abrangentes	(59)	(59)
Recursos destinados a futuro aumento de capital	21.083	21.083
Total do patrimônio líquido	832.467	803.589
Total do passivo e patrimônio líquido	2.614.145	2.597.403

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
 TRÊS MESES FINDOS EM 31 DE MARÇO DE 2016 E 2015
 (Em milhares de reais)

	1T16	1T15
Receita operacional bruta		
Fornecimento de energia elétrica	768.958	668.837
Disponibilização do sistema	23.251	16.133
Ativas e passivos regulatórios - CVA	(23.280)	64.022
Receita de construção	39.928	32.109
Outras receitas operacionais	3.896	12.316
	812.753	793.417
Deduções à receita operacional		
ICMS faturado	137.292	110.398
PIS, Cofins e ISS	68.183	69.472
Outras (CCC, CDE, P&D e PEE)	79.821	38.379
	285.296	218.249
Receita operacional líquida	527.457	575.168
Despesas operacionais		
Energia elétrica comprada	268.829	302.259
Encargos de uso do sistema	37.273	31.562
Pessoal	42.302	32.480
Entidade de previdência privada	1.006	991
Material	4.781	4.841
Serviços de terceiros	29.783	30.450
Depreciação e amortização	18.996	17.403
Provisão para crédito de liquidação duvidosa / contingência	4.342	4.901
Custo de construção	39.928	32.109
Outras despesas	30.035	25.122
Outras receitas operacionais	-	(546)
Outras despesas operacionais	3.481	5.824
	480.756	487.396
Resultado antes das receitas e despesas financeiras	46.701	87.772
Resultado financeiro		
Receita de aplicações financeiras	11.361	6.476
Variação monetária e acréscimo moratório de energia vendida	2.435	1.562
Outras receitas financeiras	35.697	52.461
Encargos de dívidas - Juros	(24.851)	(21.427)
Encargos de dívidas - variação monetária e cambial	15.033	-
Marcação a mercado derivativos	1.986	(147)
Marcação a Mercado - Empréstimos	(2.221)	-
Ajuste a valor presente de ativos	716	6.285
Outras despesas financeiras	(43.192)	(38.107)
	(3.036)	7.103
Resultado antes dos tributos	43.665	94.875
Imposto de renda e contribuição social	(14.787)	(32.125)
Lucro líquido do período	28.878	62.750

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 Período findo em 31 de março de 2016 (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) nova razão social da Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL é uma sociedade por ações de capital aberto, brasileira, com sede na cidade de Campo Grande - MS, controlada pela Rede Energia S.A. ("REDE")- em "Recuperação Judicial", 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 976.792 consumidores (informações não revisadas pelos 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:

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

I - fornecer energia elétrica a consumidores localizados em sua área de concessão, nos níveis de qualidade e continuidade estabelecidos em legislação específica;

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

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

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

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

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

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

As informações referentes à revisão e aos reajustes tarifários, ativos e passivos financeiros setoriais, contas a receber da concessão, ativos vinculados à concessão e receita de construção e prazo de concessão, estão apresentadas nas notas explicativas nº 7, 9, 13, 15, 24 e 30, respectivamente.

2. Apresentação das informações financeiras intermediárias (informações trimestrais)

As informações financeiras intermediárias (informações trimestrais) da Companhia, aprovadas em 13 de maio 2016 pelo Conselho de Administração, compreendem:

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

As demais informações referentes às bases de elaboração, apresentação das informações financeiras intermediárias e resumo das principais práticas contábeis não sofreram alterações em relação àquelas divulgadas na Nota Explicativa nº 2 às Demonstrações Financeiras Anuais referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015 (doravante denominadas de “Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2015”), publicadas na imprensa oficial em 23 de março de 2016.

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

3. Adoção dos padrões internacionais de contabilidade

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

As informações referentes aos novos procedimentos contábeis emitidos pelo IASB não trouxeram alterações significativas em relação àquelas divulgadas na nota explicativa nº 3 das Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2015.

4. Informações por segmento

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

Os resultados de segmentos que são reportados à Administração incluem itens diretamente atribuíveis ao segmento, bem como aqueles que podem ser alocados em bases razoáveis. O item não alocado compreende principalmente ativos corporativos.

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

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

Descrição	31/03/2016	31/12/2015
Caixa e depósitos bancários a vista	9.022	14.874
Aplicações financeiras de liquidez imediata	67.291	64.473
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	6.028	105
Compromissadas (1)	61.263	64.368
Total de caixa e equivalente de caixa (2)	76.313	79.347

A carteira de aplicações financeiras é constituída, principalmente, por Certificados de Depósito Bancário (CDB's) e Operações Compromissadas. A rentabilidade média ponderada da carteira em 31 de março de 2016 equivale a 118,11% do CDI (114,06% do CDI em 31 de dezembro de 2015).

- (1) Operações compromissadas em debêntures - São operações de venda de títulos com compromisso de recompra assumido pelo vendedor, concomitante ao compromisso de revenda assumido pelo comprador. Essas operações possuem liquidez imediata, são remuneradas a 103,2% do CDI e estão lastreadas em debêntures emitidas pelo Banco.
- (2) As datas apresentadas representam o vencimento do título que lastreia a aplicação financeira. Por cláusula contratual, essas aplicações financeiras são resgatáveis em até 90 dias da data de sua contratação pelas taxas contratadas.

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

Descrição	31/03/2016	31/12/2015
Avaliadas ao valor justo por meio do resultado		
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	10.758	10.434
Fundo de Investimetro (1)	49.776	27.552
Fundos de Investimento Exclusivos (2)		
CCB	37.208	29.550
Debêntures	75.620	54.249
Compromissadas	1.672	6.598
DPGE	5.658	3.319
Títulos públicos	22.030	16.707
Fundo de Renda Fixa	59.313	66.419
Letra Financeira	7.948	-
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios não Padronizados IV Energisa Centro Oeste (3)	17.053	16.137
Total de aplicações no mercado aberto e recursos vinculados (4)	287.036	230.965
Circulante	269.983	214.828
Não Circulante	17.053	16.137

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 consolidada em 31 de março de 2016 equivale a 118,11% do CDI (114,06% do CDI em 31 de dezembro de 2015).

- (1) Fundos de investimento - São classificados como renda fixa e são remunerados de 101,54% a 103,63% do CDI.
- (2) Fundos de investimentos exclusivos, inclui aplicações em CDB, Debêntures, DPGE, Fundos de Renda Fixa, LFT, LF, LTN, NTN-B e Fundos Multimercados, são remuneradas de 100,31% até 135,09% do CDI.
- (3) Fundos de investimentos em direitos creditórios - FIDC não padronizados IV Energisa Centro Oeste com vencimento em 01/11/2034.
- (4) Inclui R\$67.429 (R\$54.103 em 31 de dezembro de 2015) referente a recursos vinculados a empréstimos, leilões e bloqueios judiciais.

6. Consumidores e concessionárias

	Saldo a vencer		Saldo vencidos				Provisão para devedores duvidosos (4)	Total	
	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 90 dias	91 a 180 dias	181 a 360 dias	há mais de 360 dias		31/03/2016	31/12/2015
Valores correntes (1)									
Residencial	58.637	2	51.968	4.950	623	28	(5.601)	110.607	100.343
Industrial	11.905	-	4.247	571	1.013	865	(865)	17.736	18.577
Comercial	31.746	6	13.980	1.816	1.560	2.300	(3.860)	47.548	43.880
Rural	4.594	3	9.879	1.889	264	25	(25)	16.629	21.623
Poder público	12.744	-	10.582	1.194	498	65	(65)	25.018	21.989
Iluminação pública	2.100	-	1.526	438	130	-	-	4.194	4.027
Serviço público	5.758	-	228	507	-	-	-	6.493	6.956
Serviço taxado	328	-	408	107	18	12	(12)	861	934
Fornecimento não faturado	119.598	-	-	-	-	-	-	119.598	130.957
Arrecadação Processo Classificação	7.104	-	-	-	-	-	-	7.104	12.864
Valores renegociados:									
Residencial	2.934	8.259	1.590	448	21	1.758	(6.124)	8.886	10.407
Industrial	2.812	4.399	832	113	121	1.625	(2.452)	7.450	6.459
Comercial	1.404	17.566	785	216	108	1.507	(4.730)	16.856	19.741
Rural	500	1.850	310	85	12	198	(1.370)	1.585	2.307
Poder público	5.253	21.035	3.332	411	737	8.179	(19.665)	19.282	26.652
Iluminação pública	428	4.427	82	74	88	60	(3.157)	2.002	3.672
Serviço público	95	1.133	87	87	149	204	(1.530)	225	2.010
Serviço taxado	17	38	12	4	-	-	-	71	71
(-) Ajuste valor Presente (2)	(1.560)	(6.816)	-	-	-	-	-	(8.376)	(9.092)
Subtotal -clientes	266.397	51.902	99.848	12.910	5.342	16.826	(49.456)	403.769	424.377
Suprimento Energia - Moeda Nacional (3)	210	-	-	-	-	2.229	-	2.439	2.514
Encargos de Uso da Rede Elétrica	3.658	-	-	-	-	-	-	3.658	3.550
Outros	9.639	366	3.140	457	156	1.812	(281)	15.289	13.958
Total	279.904	52.268	102.988	13.367	5.498	20.867	(49.737)	425.155	444.399
Circulante								390.842	408.282
Não Circulante								34.313	36.117

- (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. Englobam, principalmente, o fornecimento de energia elétrica faturada e não faturada, esta última apurada por estimativa reconhecida pelo regime de competência, até o encerramento do balanço.
- (2) Ajuste a Valor Presente: Refere-se ao valor de ajuste para os contratos renegociados sem a inclusão de juros e para aqueles renegociados com taxa de juros abaixo do WACC do setor (antes dos tributos). Para o desconto a valor presente utilizou-se uma taxa de 11,36% a.a. (conforme Resolução Homologatória nº 1.874 de 07 de abril de 2015), que a ANEEL considera como a taxa de retorno adequada para os serviços de distribuição de energia, cuja metodologia está definida na Resolução Normativa ANEEL nº 457 de 8 de novembro de 2011. Essa taxa é compatível com a natureza, o prazo e os riscos de transações similares em condições de mercado na situação atual.
- (3) Inclui energia vendida na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

O saldo da conta de consumidores e concessionárias em 31 de março de 2016 refere-se ao registro dos valores da comercialização de energia no âmbito da CCEE no montante de R\$2.439 (R\$2.514 em 31 de dezembro de 2015), deduzido das liquidações parciais ocorridas até 31 de março de 2016. Esses saldos foram apurados com base em cálculos preparados e divulgados pela CCEE.

A composição desses valores, incluindo os saldos registrados na rubrica "fornecedores" no passivo circulante de R\$12.733 (R\$18.461 em 31 de dezembro de 2015), referente a aquisição de energia elétrica e aos encargos de serviços do sistema de R\$18.261 (R\$31.036 em 31 de dezembro de 2015), conforme demonstrados a seguir:

Composição dos créditos da CCEE	31/03/2016	31/12/2015
Créditos vinculados a liminares até dezembro de 2002	2.299	2.299
Créditos a vencer	140	215
	2.439	2.514
(-) Aquisições de Energia na CCEE	(12.733)	(18.461)
(-) Encargos de serviços do sistema	(18.261)	(31.036)
	(28.555)	(46.983)

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

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

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

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

- (4) Provisão para créditos de devedores duvidosos - foi constituída em bases consideradas suficientes para fazer face às eventuais perdas na realização dos créditos e se baseiam nas instruções da ANEEL a seguir resumidas:

Clientes com débitos relevantes:

- Análise individual do saldo a receber dos consumidores, por classe de consumo, considerado de difícil recebimento.

Para os demais casos:

- Consumidores residenciais - Vencidos há mais de 90 dias;
- Consumidores comerciais - Vencidos há mais de 180 dias;
- Consumidores industriais, rurais, poderes públicos, iluminação pública, serviços públicos e outros - Vencidos há mais 360 dias;
- Parcelamento energia - Faturas Novadas com parcelas vencidas há mais de 90 dias, são constituídas provisão dos valores vencidos e vincendos.

Movimentação das provisões	31/03/2016	31/12/2015
Saldo - inicial - circulante - 31/12/2015 e 31/12/2014	51.002	36.355
Reversões de provisões no exercício	(18.672)	(18.025)
Provisões constituídas no exercício	17.407	32.672
Saldo - final - circulante - 31/03/2016 e 31/12/2015	49.737	51.002

7. Reajustes e Revisões Tarifárias

7.1. Reajuste tarifário:

Pela execução dos serviços públicos de energia elétrica, a concessionária tem o direito de cobrar dos consumidores as tarifas determinadas e homologadas pelo Poder Concedente. Os valores das tarifas serão reajustados em periodicidade anual e a receita da concessionária será dividida em duas parcelas: Parcela A (composta pelos custos não gerenciáveis) e Parcela B (custos operacionais eficientes e custos de capital). O reajuste tarifário anual tem o objetivo de repassar os custos não gerenciáveis e atualizar monetariamente os custos gerenciáveis.

A ANEEL, através da Resolução Homologatória n.º 2.054, de 05 de abril de 2016, aprovou o reajuste tarifário da Companhia, em vigor a partir de 08 de abril de 2016, cujo impacto tarifário médio percebido pelos consumidores foi de um aumento de 10,91%

7.2. Reajuste tarifário extraordinário

A ANEEL, em reunião realizada em 27 de fevereiro de 2015, deliberou por conceder, a partir de 02 de março de 2015, reajuste tarifário extraordinário (RTE) diferenciada para todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica do país. O efeito médio para a Companhia foi de 27,9%.

O reajuste tarifário extraordinário (RTE) aplicada tem por objetivo adequar a cobertura tarifária dos custos atuais com Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e compra de energia.

7.3. 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.

O resultado da terceira revisão tarifária da Companhia foi aprovado pela Aneel através da resolução nº 1.505, de 05 de abril de 2013 com reajuste médio percebido pelos consumidores de -3,17%, aplicados desde 08 de abril de 2013.

7.4. Bandeiras tarifárias:

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

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

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

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

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

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

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

8. Impostos a recuperar

	31/03/2016	31/12/2015
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS (1)	36.465	36.765
Imposto de Renda - IRPJ (2)	14.163	14.023
Contribuição Social - CSSL (2)	4.894	5.048
PIS e COFINS (3)	6.654	6.765
Outros	1.332	1.392
Total	63.508	63.993
Circulante	42.247	42.406
Não Circulante	21.261	21.587

- (1) Inclui ICMS originados das aquisições dos equipamentos e materiais para o ativo intangível, realizáveis nos próximos 48 meses mediante as compensações mensais com o imposto incidente sobre a venda de energia elétrica aos consumidores.
- (2) Saldos negativos de imposto de renda e contribuição social apurados no ano calendário de 2015 e em exercícios anteriores, decorrentes de estimativas pagas à maior, que serão utilizados para compensação de tributos administrados pela Receita Federal do Brasil - RFB e desde que o montante já pago exceda o valor do imposto ou da contribuição, determinados com base nos resultados apurados nos respectivos exercícios.
- (3) Corresponde substancialmente a créditos não cumulativos de PIS e COFINS incidentes sobre a despesas de depreciação de máquinas e equipamentos do ativo intangível, os quais são realizáveis mediante compensação com os débitos desses tributos incidentes sobre fornecimento de energia elétrica.

9. Ativos e Passivos financeiros setoriais

A conta de compensação dos valores da parcela A (CVA) é o mecanismo destinado a registrar as variações de custos relacionados à compra de energia e encargos regulatórios, ocorridas no período entre reajustes tarifários e/ou revisões periódicas, de modo a permitir maior neutralidade no repasse dessas variações para as tarifas.

Em 2014 a ANEEL decidiu aditar os contratos de concessão e permissão, das Companhias de distribuição de energia elétrica, com vistas a eliminar eventuais incertezas, até então existentes, quanto ao reconhecimento e à realização das diferenças temporais, cujos valores são repassados anualmente na tarifa de distribuição de energia elétrica - Parcela A (CVA) e outros itens financeiros o que permitiu a contabilização dos saldos da CVA de forma prospectiva de acordo com o OCPC 08.

No termo aditivo emitido pela ANEEL, o órgão regulador garante que os valores de CVA e outros itens financeiros serão incorporados no cálculo da indenização, quando da extinção da concessão.

Desta forma, os valores iniciais reconhecidos de ativos e passivos financeiros setoriais tiveram a contrapartida a receita de venda de bens e serviços.

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

Ativos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2015	Receita Operacional		Resultado financeiro	Transf.	Saldo em 31/03/2016	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
		Adição	Amortização	Remuneração					
CVA Ativa (1)									
Aquisição de Energia - (CVAenerg)	134.851	17.837	(54.258)	8.811		107.241	107.241	107.241	-
Programa Incentivo Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	292	3.075	(292)	317	(20)	3.372	3.372	3.372	-
Transporte Rede Básica	7.127	(1.937)	(3.965)	236	-	1.461	1.461	1.461	-
Transporte de Energia - Itaipu	1.219	298	(87)	129	-	1.559	1.559	1.559	-
Conta Desenvolvimento Energético - CDE	41.621	4.800	(585)	8.703	-	54.539	54.539	54.539	-
Conta Consumo de Combustível - CCC	182	-	(182)	-	-	-	-	-	-
Demais Ativos Financeiros Setoriais									
Neutralidade da Parcela A (3)	4.354	8.311	-	1.399		14.064	14.064	14.064	-
CUSD	502	209	-	46	-	757	757	757	-
Exposição de submercados	1.474	-	(1.474)	-	-	-	-	-	-
Outros	6.443	4.113	(1.324)	42	-	9.274	9.274	3.481	5.793
Total Ativos Financeiros Setoriais	198.065	36.706	(62.167)	19.683	(20)	192.267	192.267	186.474	5.793

Ativos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2015	Despesa Operacional		Resultado financeiro	Transf.	Saldo em 31/03/2016	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
		Adição	Amortização	Remuneração					
CVA Passiva (1)									
Programa Incentivo Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	20	-	-	-	(20)	-	-	-	-
Encargos de Serviços de Sistema - ESS	35.456	10.787	(16.145)	2.803	-	32.901	32.901	32.901	-
Demais Passivos Financeiros Setoriais									
Neutralidade da Parcela A (3)	1.913	-	(1.913)	-	-	-	-	-	-
Subcontratação de energia (2)	48.762	(19.228)	(24.083)	404	-	5.855	5.855	5.855	-
CUSD	386	-	(386)	-	-	-	-	-	-
Exposição de submercados	-	1.918	-	(34)	-	1.884	1.884	1.884	-
Outros	517	47.386	(517)	5.435	-	52.821	52.821	52.821	-
Total Passivos Financeiros Setoriais	87.054	40.863	(43.044)	8.608	(20)	93.461	93.461	93.461	-
Saldo líquido	111.011	(4.157)	(19.123)	11.075	-	98.806	98.806	93.013	5.793

- (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) **Repasso de sobrecontratação de energia (energia excedente):** O Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, em seu art. 38, determina que no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar até 105% do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. Este repasse foi regulamentado pela Resolução ANEEL nº 255, de 6 de março de 2007. As distribuidoras de energia elétrica são obrigadas a garantir 100% do seu mercado de energia por meio de contratos aprovados, registrados e homologados pela ANEEL, tendo também a garantia do repasse às tarifas dos custos ou receitas decorrentes das sobras e déficits de energia elétrica, limitados em 5% do requisito de carga.
- (3) **Neutralidade:** Refere-se à neutralidade dos encargos setoriais na tarifa, apurando as diferenças mensais entre os valores faturados e os valores inseridos nas tarifas.

10. Outros créditos

	31/03/2016	31/12/2015
Subvenção Baixa renda (1)	5.001	4.793
Subvenção CDE (2)	6.878	31.251
Adiantamentos a empregados	1.019	1.422
Adiantamentos a fornecedores	2.651	2.041
Dispêndios a reembolsar	986	956
Ordens de desativações em curso (3)	3.964	3.376
Alienação em curso (3)	91	27
Ordens de serviços - P&D	4.649	3.343
Ordens de serviços - PEE	22.034	19.263
Ordens de serviços - Outros	524	588
Padrão baixa renda	3.377	3.589
Aplicações vinculadas	209	96
Despesas pagas antecipadamente	813	603
Plano de universalização	3.030	3.343
Banco Daycoval (4)	61.818	61.818
(-) Provisão para perdas Daycoval (4)	(61.818)	(61.818)
Outros créditos a receber	4.110	4.644
Total	59.336	79.335
Circulante	55.073	74.826
Não Circulante	4.263	4.509

- (1) **Subvenção à Baixa Renda:** Esses créditos referem-se à subvenção da classe residencial baixa renda, das unidades consumidoras com consumo mensal inferior a 220 kWh, desde que cumpridos certos requisitos. Essa receita é custeada com recursos financeiros oriundos da RGR - Reserva Global de Reversão e da CDE - Conta de Desenvolvimento Energético, ambos sob a administração da Eletrobrás. O saldo refere-se as provisões de Fevereiro e Março/2016

	31/03/2016	31/12/2015
Saldo inicial - circulante - 31/12/2015 e 31/12/2014	4.793	6.401
Subvenção baixa renda	7.530	28.910
Ressarcimento Eletrobrás	(7.322)	(30.518)
Saldo final - circulante - 31/03/2016 e 31/12/2015	5.001	4.793

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

	31/03/2016	31/12/2015
Saldo inicial -circulante - 31/12/2015 e 31/12/2014	31.251	6.699
Desconto tarifário subvenção irrigante e rural aplicados na tarifa	14.333	121.439
Ressarcimento Eletrobrás	(38.706)	(97.704)
Atualização financeira	-	817
Saldo final - circulante - 31/03/2016 e 31/12/2015	6.878	31.251

A Companhia desde 02/09/2015, 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 março de 2016, foram compensados R\$38.706 referente a subvenção CDE e R\$7.322 referente subvenção baixa renda.

Em 31 de março de 2016, o saldo em aberto corresponde a subvenção incorrida no mês de março de 2016, cujo ressarcimento será compensado no segundo trimestre de 2016.

- (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 S.A. - “em Recuperação Judicial”, em 28 de fevereiro de 2012, para quitação de dívidas vencidas desta acionista por antecipação, conforme justificativa da Instituição Financeira. A Administração da Companhia considera essa transferência indevida e ajuizou medida judicial para a recuperação desse valor, que, atualmente, 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 S/A, (63,11% 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), Caiuá Distribuição de Energia S/A (Caiuá), Companhia Força e Luz do Oeste (CFLO), Companhia Nacional de Energia Elétrica (CNEE), Empresa de Distribuição de Energia Elétrica do Vale Paranapanema S/A (EDEV), Empresa Elétrica Bragantina S/A (EEB), Multi Energisa Serviços S.A (Multi Energisa), Companhia Técnica e Comercialização de Energia S/A (REDECOM), Tangará Energia S/A, Vale do Vacaria Açúcar e Alcool S/A, Companhia Geral e QMRA Participações S/A e Rede Power do Brasil S/A (REDE POWER) que também possui 36,83% de participação no capital social.

A Rede Energia é controlada pela Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S/A (EEVP) (68,27%) que por sua vez é controlada pela Denerge (99,99%). Desde de 11 de abril de 2014 a Denerge é controlada pela Energisa (49,28%), BBPM (39,89%) e JQMJ (10,81%). A BBPM passou a ser controlada pela Energisa (89,61%) e JQMJ com 10,38%. A Energisa controla a JQMJ (99,99%). Energisa S/A possui 15,02% e Denerge 11,79% da Rede Energia.

Transações efetuadas durante o exercício pela Companhia:

	Relacionamento	31/03/2016	31/03/2015
Outras receitas:			
Multi Energisa Serviços S.A.	Grupo Econômico	25	31
		<u>25</u>	<u>31</u>
Encargo de uso de energia elétrica (1):			
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	Grupo Econômico	(711)	(541)
Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A.	Grupo Econômico	(355)	(307)
		<u>(1.066)</u>	<u>(848)</u>
Serviços contratados			
Energisa Soluções S.A (3)	Grupo Econômico	-	(41)
Multi Energisa Serviços S.A. (2)	Grupo Econômico	(2.282)	(1.449)
Energisa Soluções e Construções e Serviços em Linha e Rede S.A. (3)	Grupo Econômico	(1.128)	-
		<u>(3.410)</u>	<u>(1.490)</u>

	Relacionamento	31/03/2016	31/12/2015
SALDOS PASSIVOS			
Circulante			
Fornecedores:			
Caiuá Distribuição de Energia S.A. (1)	Grupo Econômico	76	71
Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A. (1)	Grupo Econômico	39	39
Empresa de Distribuição de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. (1)	Grupo Econômico	-	58
Multi Energisa Serviços S.A. (2)	Grupo Econômico	712	5.398
Energisa Soluções S.A (3)	Grupo Econômico	-	411
Energisa Soluções e Construções e Serviços em Linha e Rede S.A. (3)	Grupo Econômico	366	144
Energisa Serviços Aéreos de Aeroinspeção S.A. (4)	Grupo Econômico	-	78
		1.193	6.199
Recursos destinados para futuro aumento de capital (5):			
Rede Energia S.A. - em Recuperação Judicial	Controladora	21.083	21.083
		21.083	21.083

- (1) **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.
- (2) **Multi Energisa Serviços S.A. - Serviços Administrativos:** os contratos referem-se a serviços de CALL CENTER e Suporte a TI firmados junto à Multi Energisa e foram submetidos à aprovação da ANEEL. Os custos são referenciados ao modelo de empresa de referência utilizado pela área regulatória da ANEEL para fins regulatórios.
- (3) **Energisa Soluções e Energisa Construções S.A. - Serviços de Manutenção:** as transações com as empresas ligadas referem-se a serviços de manutenção de linhas, subestações, engenharia e de projetos. Os contratos que foram submetidos à aprovação da ANEEL e são referenciados ao modelo de empresa de referência utilizado pela área regulatória da ANEEL para fins regulatórios.
- (4) **Energisa Serviços Aéreos de Aeroinspeção S.A. - Serviços Aéreos de Prospecção** usados nas linhas de alta tensão, subestações e nas redes de distribuição.
- (5) Os recursos destinados para futuro aumento de capital não são remunerados.

Remuneração dos administradores

No período findo em 31 de março de 2016, a remuneração dos administradores foi de R\$697 (R\$596 em 31 de março de 2015) que corresponde em sua totalidade a benefícios de curto prazo. Os encargos sociais sobre as remunerações totalizaram R\$128 (R\$119 em 31 de março de 2015).

A maior e a menor remuneração atribuídas aos dirigentes foram de R\$68 e R\$2, a remuneração média no 1º trimestre de 2016 foi de R\$16 (R\$15 em 31 de março de 2015).

Na AGE de 30 de abril de 2015, foi aprovado o limite global da remuneração anual dos administradores para o exercício de 2015 no montante de R\$6.597 (R\$7.245 para o exercício de 2014).

12. Créditos tributários, impostos diferidos e despesa de imposto de renda e contribuição social corrente

Os impostos diferidos são oriundos de prejuízos fiscais e bases negativas de contribuição social, assim como diferenças temporárias, que estão registrados segundo as normas do CPC 32 e apresentado conforme normas do CPC 26.

A estimativa para as realizações dos impostos diferidos está apresentada a seguir, ressaltando que as projeções de resultados utilizadas no estudo de recuperabilidade desses ativos foram aprovadas pelo Conselho de Administração.

Impostos diferidos reconhecidos nas informações financeiras:

	31/03/2016	31/12/2015
Ativo		
Prejuízos fiscais	31.184	36.858
Base negativa da CSLL	7.346	9.389
Diferenças temporárias:		
Imposto de renda	119.228	119.080
Contribuição social sobre o lucro líquido	42.921	42.870
Total	200.679	208.197
Ativo		
Diferenças temporárias:		
Imposto de renda	(42.654)	(50.491)
Contribuição social sobre o lucro líquido	(15.355)	(18.179)
Total	(58.009)	(68.670)
Total líquido - ativo não circulante	142.670	139.527

As diferenças temporárias são como segue:

	31/03/2016		31/12/2015	
	Base de cálculo	IRPJ + CSLL	Base de cálculo	IRPJ + CSLL
Prejuízos fiscais	124.737	31.184	147.433	36.858
Base negativa da CSLL	81.627	7.346	104.320	9.389
Provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD	49.737	16.911	51.002	17.340
Provisão para riscos	220.346	74.918	206.239	70.121
Provisão para perdas	64.951	22.083	64.951	22.083
Amortização do ágio	125.275	42.594	129.188	43.924
Provisão ajuste atuarial - Res Abrangente	82	28	82	28
Ajuste a valor presente	10.383	3.530	11.099	3.774
Marcação a mercado - derivativo	(8.172)	(2.778)	(22.278)	(7.575)
Marcação a mercado - empréstimo	(1.437)	(489)	(3.659)	(1.244)
Parcela do VNR das contas a receber da concessão e atualização	(69.560)	(23.650)	(64.422)	(21.903)
Ativos e passivos financeiros setoriais líquido	(98.806)	(33.594)	(111.011)	(37.744)
Outros	13.493	4.587	13.164	4.476
Total - Ativo não Circulante	512.656	142.670	526.108	139.527

A seguir as realizações dos créditos fiscais.

Exercício	Realização dos créditos fiscais
2016	22.573
2017	36.006
2018	27.915
2019	15.922
2020	15.922
2021 a 2025	82.341
Total	200.679

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

Alíquota efetiva	31/03/2016	31/03/2015
Lucro antes dos impostos	43.665	94.874
Alíquotas fiscais combinadas	34%	34%
Despesa de imposto de renda e da contribuição social calculadas às alíquotas fiscais	(14.846)	(32.257)
Incentivos fiscais	70	137
Outras adições	(11)	(5)
Despesas com imposto de renda e contribuição social	(14.787)	(32.125)
Alíquota efetiva	33,86%	33,86%

Uso de estimativa: os créditos tributários são reconhecidos com base nos prejuízos fiscais e bases negativas e em relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos para fins contábeis e os correspondentes valores usados para fins de tributação. Se o reconhecimento ocorre na extensão em que seja provável que o lucro tributável dos próximos anos esteja disponível para ser usado na compensação dos créditos tributários, com base em projeções de resultados elaborados e fundamentadas em premissas internas e em cenários econômicos futuros que possibilitam a sua utilização. Periodicamente, os valores registrados são revisados e os efeitos, considerando os de realização ou liquidação, estão refletidos em consonância de acordo com a legislação fiscal.

13. Contas a receber da concessão

A Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei 12.783/2013, confirmou a intenção do Poder Concedente de utilizar o VNR - Valor novo de reposição para valoração dos créditos a receber, ao final da concessão, a título de indenização dos investimentos efetuados e não recuperados por meio da prestação de serviços outorgados.

No entendimento da Administração da Companhia, este fato alterou as condições contratuais da concessão relacionadas à forma de remunerar a Companhia pelos investimentos realizados na infraestrutura vinculados à prestação de serviços outorgados, que até o exercício de 2011, era reconhecido pelo custo histórico.

A partir de 31 de dezembro de 2012 a Companhia passou a reconhecer o VNR - Valor Novo de Reposição, homologados pela ANEEL, dos ativos que compõe a concessão, corrigidos pela variação do IGPM. Em novembro de 2015 a ANEEL, através da Resolução Normativa nº 686/2015, determinou que a base de remuneração fosse atualizada pela aplicação do IPCA.

No período findo em 31 de março de 2016, foram reconhecidos em receita financeira - atualização do contas a receber da concessão - VNR o montante de R\$5.340 (R\$4.456 em 31 de março de 2015).

Esse direito está classificado como disponível para venda no não circulante. Em 31 de Março de 2016, o saldo dessa rubrica monta:

Movimentação	31/03/2016	31/12/2015
Ativo financeiro - 31/12/2015 e 31/12/2014	438.954	318.859
Adições no exercício (1)	8.757	96.807
Baixas no exercício	(596)	(1.574)
Sub total	447.115	414.092
Atualização contas a receber da concessão - VNR	5.340	24.862
Ativo financeiro custo corrigido - 31/03/2016 e 31/12/2015	452.455	438.954

(1) Transferência do intangível para contas a receber da concessão.

14. Investimentos

A Companhia mantém ativos não remunerados destinados à locação

Movimentação	31/03/2016	31/12/2015
Investimento - 2014 e 2013	610	654
Depreciação acumulada	(11)	(44)
Investimento - 2015 e 2014	599	610
Edificações, obras civis e benfeitorias	597	608
Terrenos	2	2

15. Intangível- contrato de concessão

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

INTANGÍVEL	Saldo 31/12/2015	Adição	Baixas (*)	Amortização	Transferências	Saldo 31/03/2016
Intangível em Serviço						
Custo:	2.195.403	-	(12.468)	-	26.872	2.209.807
Amortização Acumulada	(1.249.477)	-	9.053	(41.261)	-	(1.281.685)
Subtotal	945.926	-	(3.415)	(41.261)	26.872	928.122
Em Curso	126.710	42.988	(9.794)	-	(26.872)	133.032
Total Intangível	1.072.636	42.988	(13.209)	(41.261)	-	1.061.154
(-) Obrigações vinc. à concessão						
Em Serviço						
Custo	454.313	-	-	-	18.076	472.389
Amortização Acumulada	(258.926)	-	-	(20.849)	-	(279.775)
Subtotal	195.387	-	-	(20.849)	18.076	192.614
Em Curso	60.914	6.744	(1.037)	-	(18.076)	48.545
Total	256.301	6.744	(1.037)	(20.849)	-	241.159
Total Intangível	816.335	36.244	(12.172)	(20.412)	-	819.995

(*) As baixas totalizaram no período R\$12.172, sendo R\$8.757 transferidos para o ativo financeiro (bifurcação) e R\$3.415 referentes às baixas operacionais realizadas no período.

INTANGÍVEL	Saldo 2014	Adição	Baixas (*)	Amortização	Transferências	Saldo 2015
Intangível em Serviço						
Custo:	2.077.109	-	(42.315)	-	160.609	2.195.403
Amortização Acumulada	(1.181.934)	-	27.598	(95.141)	-	(1.249.477)
Subtotal	895.175	-	(14.717)	(95.141)	160.609	945.926
Em Curso	179.741	220.052	(112.474)	-	(160.609)	126.710
Total Intangível	1.074.916	220.052	(127.191)	(95.141)	-	1.072.636
(-) Obrigações vinc. à concessão						
Em Serviço						
Custo	436.362	-	-	-	17.951	454.313
Amortização Acumulada	(238.103)	-	-	(20.823)	-	(258.926)
Subtotal	198.259	-	-	(20.823)	17.951	195.387
Em Curso	50.962	43.570	(15.667)	-	(17.951)	60.914
Total	249.221	43.570	(15.667)	(20.823)	-	256.301
Total Intangível	825.695	176.482	(111.524)	(74.318)	-	816.335

(*) As baixas totalizaram no período R\$111.524, sendo R\$96.807 transferidos para o ativo financeiro (bifurcação) e R\$14.717 referentes às baixas operacionais realizadas no exercício, inicialmente são contabilizados nas Ordens de desativação - ODD, e ao final do processo os valores são transferidos para a demonstração do resultado do exercício na rubrica de outras receitas (despesas) operacionais.

A infraestrutura utilizada pela Companhia nas suas operações é vinculada ao serviço público de geração, transmissão, distribuição, inclusive comercialização de energia elétrica, não podendo ser retirada, alienada, cedidas ou dada em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL nº 20/99, regulamenta a desvinculação da infraestrutura das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para sua desvinculação, quando 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 está sendo efetuada pelo prazo da concessão com base nos benefícios econômicos gerados anualmente. A taxa média ponderada de amortização utilizada no período é de 4,41% (4,34% em 31 de dezembro de 2015)

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

Obrigações vinculadas à concessão	31/03/2016	31/12/2015
Contribuição do consumidor	399.076	395.452
Participação da União	41.325	40.876
Universalização - CDE	155.609	154.378
Universalização - Governo do Estado	5.948	5.949
Participação do Governo do Estado	29.103	28.872
Participação de Governos Municipais	17.211	16.826
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	39.194	35.509
(-) Amortização acumulada	(279.775)	(258.926)
Total	407.691	418.936
Alocação:		
Contas a receber da concessão	166.532	162.635
Intangível em serviço	192.614	195.387
Intangível em curso	9.351	25.405
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	39.194	35.509
Total	407.691	418.936

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.

A partir da segunda revisão tarifária periódica, ocorrida em abril de 2008 as obrigações vinculadas a concessão (obrigações especiais) estão sendo amortizadas pela taxa média de depreciação do ativo imobilizado da respectiva atividade em que tiverem sido aplicados os recursos das obrigações especiais. As novas adições ocorridas a partir de 01 de janeiro de 2015 passaram a ser amortizadas de acordo com a data de aquisição, até estar totalmente amortizada.

Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente

A ANEEL, através da REN n° 463 de 22 de novembro de 2011, determinou que os valores provenientes do faturamento de multas por ultrapassagem de demanda e consumo de energia reativa excedente, a partir do 3º ciclo de revisões tarifárias, passem a ser contabilizadas como Obrigações especiais. Anteriormente ao 3º ciclo esses valores eram contabilizados como receita operacional.

A Companhia passou pelo 3º ciclo de revisão tarifária em abril de 2013 e, a partir dessa data, os faturamentos das ultrapassagens de demanda passaram a ser contabilizados na rubrica Obrigações vinculadas à concessão.

Em 31 de março de 2016, o montante contabilizado naquela rubrica é de R\$39.194 (R\$35.509 em 31 de dezembro 2015).

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

16. Fornecedores

	31/03/2016	31/12/2015
Suprimento (1)		
CCEE	12.733	18.461
Contrato bilateral	95.071	109.589
Uso do sistema de transmissão/distribuição	1.378	1.654
Encargo de serviço no sistema	18.261	31.036
Materiais, serviços e outros (2)	49.883	59.119
Total	177.326	219.859
Circulante	171.620	212.259
Não circulante	5.706	7.600

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 e comercialização de energia elétrica, com prazo médio de liquidação de 40 dias.

17. Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

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

	31/03/2016	31/12/2015
Empréstimos e Financiamentos - moeda nacional	429.546	430.765
Empréstimos e Financiamentos - moeda estrangeira	171.882	188.587
Encargos de dívidas - moeda nacional	2.633	2.352
Encargos de dívidas - moeda estrangeira	346	401
(-) Custos a amortizar	(1.385)	(625)
(-) Marcação a mercado de dívidas	(1.437)	(3.659)
Total	601.585	617.821
Circulante	73.865	79.685
Não circulante	527.720	538.136

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

Empresa / Operação	Total		Encargos Financeiros Anuais	Vencimento	Periodicidade Amortização	TIR (Taxa efetiva de juros) (*)	Garantias
	31/03/2016	31/12/2015					
FIDC Grupo energisa IV	292.333	292.166	TR +8,00%	out-34	Mensal	2,45%	F
FINAME I Safra	-	20	8,00%(Pré)	mar-16	Mensal	2,00%	B
FINAME II Safra	-	5	TJLP +5,70%	mar-16	Mensal	8,93%	B
Repasse BNDES I - Bradesco (3)	30.195	29.976	TJLP +3,98% a 4,26%	nov-21	Mensal	8,50% a 8,57%	A
Repasse BNDES I - Itaú (3)	26.636	26.445	TJLP +3,98% a 4,26%	nov-21	Mensal	8,50% a 8,57%	A
Repasse BNDES II - Bradesco (3)	24.211	23.400	SELIC +4,34%	nov-21	Mensal	4,35%	A
Repasse BNDES II - Itaú (3)	21.359	20.644	SELIC +4,34%	nov-21	Mensal	4,35%	A
Luz para Todos - Eletrobrás (-) Custo de captação incorrido na contratação	37.446 (1385)	40.469 (624)	6,00% a 8,00%(Pré)	mai-22	Trimestral	1,50% a 2,00%	-
Total em Moeda Nacional	430.795	432.491					
Resolução 4131- Bank Of America ML I (1)	112.118	123.015	2,00%(Pré)	jun-17	Final	-8,36%	A
Resolução 4131- Bank Of America ML II (1)	27.124	29.788	3,52%(Pré)	ago-16	Final	-7,98%	A
Resolução 4131- Bank Of America ML III (1)	32.985	36.186	1,90%(Pré)	set-16	Final	-8,39%	A
(-) Marcação à Mercado de Dívida (2)	(1437)	(3.659)	-	-	-	-	-
Total em Moeda Estrangeria	170.790	185.330					
Total	601.585	617.821					

(*) Incluir variação cambial

A = Aval Energisa S.A., B= Alienação Fiduciária, F=Recebíveis.

- (1) Os contratos junto ao Bank of America Merrill Lynch possuem proteção de *swap* cambial e instrumentos financeiros derivativos (vide nota explicativa nº 27)
- (2) Em 31 de março de 2016, estas operações estão sendo mensurada ao valor justo por meio do resultado, de acordo com os métodos da contabilidade de "hedge" de valor justo ou pela designação como "Fair Value Option" (nota explicativa nº 27)
- (3) A controladora final Energisa S/A., firmou um acordo de investimentos com a BNDES Participações S.A - BNDESPAR por meio de um sindicato de bancos, formado entre Itaú Unibanco S.A., Banco Bradesco S.A., Banco BTG Pactual S.A. e Banco Citibank S.A., visando o repasse no âmbito dos programas FINAME e FINEM, no montante de R\$147.123, sujeito ao atendimento das condições estabelecidas entre os Agentes Repassadores e à confirmação, aprovação e disponibilidade de recursos por parte do BNDES.

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

Até 31 de março de 2016 foram liberados R\$100.367, referente a 1ª tranche do programa do Acordo de Investimentos.

Esses recursos serão destinados a expansão e modernização do sistema de distribuição de energia elétrica na área de concessão da empresa, além de investimentos na aquisição de máquinas e equipamentos e investimentos sociais não contemplados nos licenciamentos ambientais.

Os contratos com o BNDES e com Bank of America Merrill Lynch possuem cláusulas restritivas que em geral requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis. Estes indicadores são mensurados com base nos números da Energisa S.A.. O descumprimento desses níveis pode implicar em vencimento antecipado das dívidas. Em 31 de março de 2016 as exigências contratuais foram cumpridas.

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 de empréstimos e financiamentos tiveram as seguintes variações percentuais no período/exercício:

Moeda/indicadores	31/03/2016	31/12/2015
US\$ x R\$	-8,86%	47,01%
TJLP	7,50%	7,00%
CDI	3,25%	13,24%
TR	0,45%	1,80%
LIBOR	0,62%	0,29%
SELIC	3,26%	13,32%

Em 31 de março de 2016, os financiamentos de longo prazo têm seus vencimentos assim programados:

	31/03/2016
2017	134.622
2018	27.659
2019	26.677
2020	26.091
2021	22.250
Após 2021	290.421
Total	527.720

Seguem as movimentações ocorridas nos período/exercício:

Descrição	31/03/2016	31/12/2015
Saldos em 2015 e 2014	617.821	448.668
Novos empréstimos e financiamentos obtidos	-	260.121
Encargos de dívidas - juros, variação monetária e cambial	(4.730)	62.146
Marcação a mercado	2.221	(3.659)
Pagamento de principal	(3.047)	(112.891)
Pagamento de juros	(10.680)	(36.564)
Saldos em 2016 e 2015	601.585	617.821
Circulante	73.865	79.685
Não circulante	527.720	538.136

18. Debêntures (não conversíveis em ações)

Principais características das debêntures:

	7º emissão
Tipo de emissão	Pública
Data de emissão	31/05/2014
Data de vencimento	30/05/2021
Garantia	Quirografia
Rendimentos	CDI + 2,28% a.a.
TIR (taxa efetiva de juros)	3,82%
Quantidade de títulos	40.000
Valor na data de emissão	400.000
Títulos em circulação	40.000
Carencia de juros	2 anos
Amortizações/parcelas	Mensal após carência
Saldo em 31 de março de 2016 (1)	<u>418.731</u>
Circulante	86.957
Não circulante	331.774
Saldo em 31 de dezembro de 2015 (1)	<u>403.053</u>
Circulante	51.414
Não circulante	351.639

(1) Deduzido de R\$2.185 (R\$2.389 em 31 de dezembro de 2015) referente a custos de captação incorridos na contratação.

As debêntures possuem cláusulas restritivas que em geral requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis. Estes indicadores são mensurados com base nos números da Energisa S.A.. O descumprimento desses níveis pode implicar em vencimento antecipado das dívidas. Em 31 de março de 2016 as exigências contratuais foram cumpridas.

Em 31 de março de 2016 as debêntures têm seus vencimentos assim programados:

	31/03/2016
2016	67.676
2017	80.160
2018	80.160
2019	80.160
2020	80.160
2021	32.600
	<u>420.916</u>
Custo de captação a apropriar	<u>(2.185)</u>
	<u>418.731</u>

Seguem as movimentações ocorridas nos período/exercício:

Descrição	2016	2015
Saldos em 31/12/2015 e 31/12/2014	403.053	401.893
Encargos de dívidas - juros, variação monetária	15.678	60.915
Pagamento de encargos	-	(59.755)
Saldos em 31/03/2016 e 31/12/2015	418.731	403.053
Circulante	86.957	51.414
Não circulante	331.774	351.639

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

Contratos	2016	2017	2018	2019	2020 em diante	Total
Debêntures - 7ª emissão	584	642	479	312	168	2.185

19. Tributos e contribuições sociais

	31/03/2016	31/12/2015
ICMS	45.167	43.358
Encargos sociais	3.146	3.083
PIS / COFINS	21.370	23.040
IRPJ	12.914	7.514
CSLL	4.659	2.705
IRRF	162	245
ISS	783	974
Outros	639	715
Total	88.840	81.634
Circulante	77.072	70.694
Não circulante	11.768	10.940

20. Provisões para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais

	Trabalhista	Cíveis	Fiscais	Regulatórias	31/03/2016	31/12/2015
Saldos iniciais - 31/12/2015 e 31/12/2014	117.211	84.318	157	4.553	206.239	191.969
Provisão de riscos	11.572	2.603	1	-	14.176	66.087
Reversões de provisões	(1.501)	(1.106)	(1)	-	(2.608)	(44.141)
Pagamentos	(1.523)	(2.544)	-	-	(4.067)	(27.107)
Atualização	3.629	2.824	4	149	6.606	19.431
Total	129.388	86.095	161	4.702	220.346	206.239
Depósitos e cauções vinculados					47.679	45.723

A Companhia possui depósitos e cauções vinculados no ativo não circulante, no montante de R\$70.427 (R\$68.120 em 31 de dezembro de 2015). Desse total, R\$22.748 (R\$22.397 em 31 de dezembro de 2015) não possuem provisões para riscos em face do prognóstico de êxito ser possível ou provável.

Perdas prováveis:

Trabalhistas

A maioria dessas ações tem por objeto a periodicidade das promoções dos funcionários, indenização por tempo de serviço e subsidiariedade/solidariedade.

O aumento de provisão neste trimestre ocorreu a entrada de 77 novos processos, de diversos objetos, que totalizaram R\$9.923 e revisão pelo andamento processual no total de R\$1.649, por outro lado ocorreram reversões de provisões que totalizaram R\$1.501, bem como liquidação de processos e por consequência os pagamentos realizados de R\$1.523.

Cíveis

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

O aumento de provisão neste trimestre ocorreu a entrada de 358 novos processos, de diversos objetos, que totalizaram R\$1.974 e revisão pelo andamento processual no total de R\$629, por outro lado ocorreram reversões de provisões que totalizaram R\$1.106, bem como liquidação de processos e por consequência os pagamentos realizados de R\$2.544.

Fiscais

As ações de natureza fiscal e tributária referem-se basicamente a 3 processos, dos quais 2 discutem execução de multa do PROCON e 1 discute exigibilidade da contribuição INCRA.

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\$477.710 (R\$464.248 em 31 de dezembro de 2015), cuja probabilidade de êxito foi estimada pelos consultores jurídicos como possível, não requerendo a constituição de provisão.

Segue os comentários de nossos consultores jurídicos referente as ações consideradas com riscos possíveis:

Trabalhistas

As ações judiciais de natureza trabalhistas no montante R\$23.624 (R\$23.566 em 31 de dezembro de 2015), 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.

Cíveis

As ações judiciais de natureza cível, cujo montante é de R\$383.352 (R\$372.161 em 31 de dezembro de 2015), têm majoritariamente os seguintes objetos: (i) revisão ou o cancelamento de faturas de energia elétrica em razão da incerteza de seu valor; (ii) indenizações por danos materiais e morais decorrentes da suspensão do fornecimento de energia elétrica por falta de pagamento, por irregularidades nos aparelhos de medição, de variações de tensão elétrica, ou de falta momentânea de energia. A variação ocorrida no trimestre foi em função de aplicação do índice de atualização monetária.

Fiscais

Ações de natureza fiscal e tributária no montante R\$70.734 (R\$68.521 em 31 de dezembro de 2015). Refere-se principalmente a duas ações, as quais discutem: 1) a 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.

21. Encargos do consumidor a recolher e Obrigações intrasetoriais

21.1. Taxas Regulamentares

	31/03/2016	31/12/2015
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE (1)	24.759	34.206
Taxa de fiscalização - ANEEL	223	223
Encargo Capacidade Emergencial - ECE	241	251
Encargo de Aquisição de Energia Elétrica Emergencial - EAEEE	4	4
Total - Circulante	25.227	34.684

(1) A Resolução Homologatória 2.018 da ANEEL, de 02 de fevereiro de 2016, homologa as quotas anuais da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE para o ano de 2016.

A Companhia desde 02/09/2015, 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 março de 2016, foram compensados R\$38.706 referente a subvenção CDE e R\$7.322 referente subvenção baixa renda.

21.2. Obrigação do programa de eficiência energética

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

	31/03/2016	31/12/2015
Fundo Nacional Desenv. Científico Tecnológico - FNDCT	630	1.024
Ministério de Minas e Energia - MME	315	512
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	20.751	19.423
Programa de Eficiência Energética - PEE	34.115	31.565
Total	55.811	52.524
Circulante	42.393	43.349
Não circulante	13.418	9.175

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 das Resoluções Normativas nº 316, de 13 de maio de 2008, alterada pela nº 504 de 14 de agosto de 2012 e nº 556 de 18 de junho de 2013, a ANEEL estabeleceu novos critérios para cálculo, aplicação e recolhimento dos recursos do programa de eficiência energética e pesquisa e desenvolvimento. 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.

A realização das obrigações com o PEE e P&D por meio da aquisição de ativo intangível tem como contrapartida o saldo de obrigações especiais.

21.3. Incorporação de Redes Particulares

As Resoluções Normativas da ANEEL n.º 243/2003, n.º 249/2006, 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.

Descrição	31/03/2016	31/12/2015
Saldos em 31/12/2015 e 31/12/2014	24.369	65.316
Encargos de dívidas - juros, variação monetária	1.119	6.122
Pagamento de principal e juros	(2.117)	(47.069)
Saldos em 31/03/2016 e 31/12/2015 - Circulante	<u>23.371</u>	<u>24.369</u>

22. Outros Passivos

	31/03/2016	31/12/2015
Credores diversos - consumidores	6.926	6.861
Arrecadação de terceiros a repassar	4.906	5.493
Outras contas a pagar	540	747
Total	<u>12.372</u>	<u>13.101</u>
Circulante	10.828	10.431
Não circulante	1.544	2.670

23. Patrimônio líquido

23.1. Capital Social

O capital social, subscrito e integralizado é de R\$595.649 (R\$595.649 em 31 de dezembro de 2015) está representado por 63.116.354 mil ações ordinárias (63.116.354 mil em 31 de dezembro de 2015), todas nominativas sem valor nominal.

24. Receita operacional

Receita Bruta	31/03/2016			31/03/2015		
	Não revisado pelos auditores independentes		R\$	Não revisado pelos auditores independentes		R\$
	Nº de consumidores	MWh		Nº de consumidores	MWh	
Residencial	791.549	471.893	313.054	763.261	476.679	248.271
Industrial	8.261	125.209	81.292	8.238	161.564	73.578
Comercial	77.450	289.920	187.121	76.170	296.325	147.603
Rural	86.995	118.577	61.626	87.174	121.289	46.109
Poder Público	8.695	60.850	37.255	8.753	63.309	30.856
Iluminação Pública	2.414	56.961	21.292	2.291	53.283	14.168
Serviço Público	1.196	44.369	21.078	1.059	42.507	14.200
Consumo Próprio	188	1.815	-	186	1.823	-
Subtotal	976.748	1.169.594	722.718	947.132	1.216.779	574.785
Suprimento	-	80.707	39.421	-	-	-
Fornecimento Não Faturado Líquido	-	(14.985)	(11.359)	-	(13.895)	32.247
Disponibilidade do sistema de transmissão e de distribuição	44	-	23.251	44	-	16.133
Faturamento Bandeiras Tarifárias - CCRBT (3)	-	-	(503)	-	-	8.224
Receita de Construção (1)	-	-	39.928	-	-	32.109
Subvenções vinculadas ao serviço concedido	-	-	21.863	-	-	65.028
(-) Ultrapassagem Demanda	-	-	(1.387)	-	-	(1.304)
(-) Excedente de Reativos	-	-	(2.298)	-	-	(1.919)
Constituição e Amortiz. - CVA Ativa e Passiva e demais ativos e passivos financeiros setoriais(2)	-	-	(23.280)	-	-	64.022
Outras receitas operacionais	-	-	4.399	-	-	4.092
Total - receita operacional bruta	976.792	1.235.316	812.753	947.176	1.202.884	793.417
Deduções da receita operacional						
ICMS	-	-	137.292	-	-	110.398
PIS	-	-	12.162	-	-	12.392
COFINS	-	-	56.020	-	-	57.078
ISS	-	-	1	-	-	2
Programa de Eficiência Energética - PEE	-	-	2.438	-	-	2.639
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	74.277	-	-	32.530
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	-	-	2.438	-	-	2.639
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	-	-	668	-	-	571
Total - deduções receita operacional	-	-	285.296	-	-	218.249
Total - receita operacional líquida	976.792	1.235.316	527.457	947.176	1.202.884	575.168

- (1) A receita de construção está representada pelo mesmo montante em custo de construção. Tais valores são de reconhecimento obrigatório pela ICPC 01 - Contratos de Concessão e correspondem a custo de construção de obras de ativos da concessão de distribuição de energia elétrica.
- (2) Refere-se ao montante de ativos e passivos financeiros setoriais reconhecidos no resultado de 31 de março de 2016 de acordo com a Deliberação CVM nº 732/14.
- (3) A partir de janeiro de 2015, as contas de energia tiveram a aplicação do Sistema de Bandeiras Tarifárias. O acionamento da bandeira tarifária será sinalizado mensalmente pela ANEEL, de acordo com as informações prestadas pelo Operador Nacional do Sistema - ONS, conforme a capacidade de geração de energia elétrica no país.

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

As receitas auferidas pela Companhia referentes as bandeiras tarifárias no período findo em 31 de março de 2016, foram de R\$41.232, tendo sido repassados a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT, o montante de R\$503. Em 31 de março de 2015 a companhia recebeu recursos no montante de R\$8.224 da CCRBT.

Para os meses de janeiro a março de 2016 e 2015 a Aneel já homologou os valores conforme abaixo:

Meses	Despacho	31/03/2016	31/03/2015
Janeiro	Despacho nº 529 de 1 de março de 2016 (nº 583 de 04 de março de 2015)	(4)	1.766
Fevereiro	Despacho nº 797 de 30 de março de 2016 (nº 829 de 30 de março de 2015)	(9)	2.925
Março	Valor a ser homologado	(490)	3.533
Total		(503)	8.224

25. Energia elétrica comprada para revenda

Custo da energia comprada para revenda	M WH (*)		R\$	
	31/03/2016	31/03/2015	31/03/2016	31/03/2015
Energia de Itaipú - Binacional	214.645	181.196	45.898	43.152
Energia de Leilão	707.385	541.711	134.488	148.007
Energia Bilateral	94.592	183.605	11.626	36.904
Cotas de Angra REN 530/12	41.430	41.690	8.381	6.970
Energia de curto prazo - CCEE	12.370	156.064	57.494	80.556
Cotas Garantia Física Res. Homol. ANEEL 1410 - Anexo I	406.256	328.941	22.527	9.714
Programa Incentivo fontes alternativas energia - PROINFA	25.652	24.744	9.966	6.891
Ressarcimento pela exposição térmica (1)	-	-	-	(14.273)
(-) Parcela a compensar crédito	-	-	(21.551)	(15.662)
Total	1.502.330	1.457.951	268.829	302.259

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

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

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

(*) Informação não revisadas pelos 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 principais coberturas são:

Ramos	Data de Vencimento	Importância segurada	Prêmio Anual
			Anual 31/03/2016 e 31/12/2015
Riscos Operacionais	23/10/2016	R\$ 43.000	387
Responsabilidade Civil Geral	23/11/2016	R\$ 50.600	461
Frota - Danos Materiais, Corporais e Morais a Terceiros	30/11/2016	Até R\$ 360 / Veículo	215
Vida em Grupo e Acidentes Pessoais (*)	30/11/2016	R\$ 116.096	326
Transporte Nacional	30/01/2017	Até R\$ 2.000 / Transporte	26
			1.415

(*) Importância segurada relativa ao mês de janeiro de 2016 e prêmio anualizado.

Descrição dos riscos:

Riscos Operacionais: Na apólice contratada foram destacadas as subestações, prédios e equipamentos com seus respectivos valores segurados e seus limites máximos de indenização. Possui cobertura securitária básica tais como incêndio, raio e explosão de qualquer natureza, danos elétricos, queda de aeronave, impacto de veículo aéreo e terrestre, tumultos, riscos diversos, equipamentos móveis, alagamento/inundação, pequenas obras de engenharia, despesas extraordinárias, inclusão / exclusão de Bens e locais, erros e omissões.

Responsabilidade Civil Geral: Apólice contratada na modalidade GERIP, possui cobertura securitária para Danos Morais, Materiais e Corporais causados a terceiros em decorrência das operações da Companhia.

Frota: A Companhia mantém cobertura securitária para RCF/V - Responsabilidade Civil Geral Facultativa/Veículos, garantindo aos terceiros envolvidos em eventuais sinistros, cobertura de danos pessoais e/ou materiais e morais.

Vida em Grupo e Acidentes Pessoais: Garante cobertura securitária no caso de morte por qualquer causa, invalidez permanente total ou parcial por acidente, invalidez funcional permanente e total por doença e cesta básica.

Transporte: Garante a cobertura securitária para carga, descarga, transporte e roubo das mercadorias inerentes ao ramo de atividade do Segurado, principalmente Máquinas e Equipamentos, quando transportadas pelo mesmo em veículos próprios.

27. Instrumentos financeiros e gerenciamento de risco

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

ATIVO	Nível	31/03/2016		31/12/2015	
		Contábil	Valor Justo	Contábil	Valor Justo
Caixa e equivalentes de caixa	2	76.313	76.313	79.347	79.347
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	2	287.036	287.036	230.965	230.965
Consumidores e concessionárias	2	425.155	425.155	444.399	444.399
Conta a receber da concessão	3	452.455	452.455	438.954	438.954
Ativos financeiros setoriais	3	192.267	192.267	198.065	198.065
Instrumentos financeiros derivativos	2	19.908	19.908	34.301	34.301

PASSIVO	Nível	31/03/2016		31/12/2015	
		Contábil	Valor Justo	Contábil	Valor Justo
Fornecedores	2	177.326	177.326	219.859	219.859
Empréstimos e financiamentos, encargos de dívidas e debêntures	2	1.020.316	1.027.556	1.020.874	1.020.550
Passivos financeiros setoriais	3	93.461	93.461	87.054	87.054
Instrumentos financeiros derivativos	2	11.736	11.736	11.423	11.423
Incorporação de redes	2	23.371	23.371	24.369	24.369

Hierarquia de valor justo

A tabela abaixo apresenta instrumentos financeiros registrados pelo valor justo, utilizando um método de avaliação.

Os diferentes níveis foram assim definidos:

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

Em função da Companhia ter classificado os respectivos contas a receber da concessão e ativos e passivos financeiros setoriais como disponíveis para venda, os fatores relevantes para avaliação ao valor justo não são publicamente observáveis. Por isso, a classificação da hierarquia de valor justo é de nível 3. A movimentação e respectivos ganhos (perdas) no resultado do período de R\$16.415, assim como as principais premissas utilizadas, estão divulgadas nas notas explicativas nº 9 e 13.

Em atendimento à Instrução CVM nº 475/2008 e à Deliberação nº 604/2009, a descrição dos saldos contábeis e do valor justo dos instrumentos financeiros incluídos no balanço patrimonial em 31 de março de 2016 e 31 de dezembro de 2015, estão identificadas a seguir:

Não derivativos - classificação e mensuração

Empréstimos e recebíveis

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

Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados

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

Ativos financeiros disponíveis para venda

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

Após mensuração inicial, ativos financeiros disponíveis para venda são mensurados a valor justo, com ganhos e perdas não realizados reconhecidos diretamente dentro dos outros resultados abrangentes até a baixa do investimento, com exceção das perdas por redução ao valor recuperável, dos juros calculados utilizando o

método de juros efetivos e dos ganhos ou perdas com variação cambial sobre ativos monetários que são reconhecidos diretamente no resultado do período.

Passivos financeiros pelo custo amortizado

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

Empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas e debêntures - Os instrumentos financeiros estão classificados como passivos financeiros ao custo amortizado. Os valores contábeis dos empréstimos e financiamentos vinculados aos investimentos obtidos em moeda nacional, junto a Eletrobrás, BNDES e empréstimos com bancos comerciais, se aproximam de seus respectivos valores justos, já que operações similares não estão disponíveis no mercado financeiro, com vencimentos e taxas de juros comparáveis. O valor justo dos passivos financeiros que são negociados em mercados ativos é determinado com base nos preços observados nesses mercados (fonte: CETIP), sendo a 7ª emissão de debêntures da Companhia.

Derivativos

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

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

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

Hedge Accounting

Em 01 de julho de 2015, a Companhia efetuou a designação formal de parte de suas operações de proteção do tipo “swap” (instrumento de hedge) para troca de variação cambial e juros, para variação do CDI como hedge accounting. Em 31 de março de 2016 essas operações, assim como as dívidas (objeto do hedge) estão sendo avaliadas de acordo com a contabilidade de “hedge” de valor justo. Em tais designações de hedge a Companhia documentou: (i) a relação de hedge; (ii) o objetivo e estratégia de gerenciamento de risco; (iii) a identificação do instrumento financeiro; (iv) o objeto ou transação coberta; (v) a natureza do risco a ser coberto; (vi) a descrição da relação de cobertura; (vii) a demonstração da correlação entre o hedge e o objeto de cobertura; e (viii) a demonstração da efetividade do hedge.

Os contratos de “swap” são designados e efetivos como “hedge” de valor justo em relação à taxa de juros e/ou variação cambial, quando aplicável. Durante o período, o “hedge” foi altamente efetivo na exposição do valor justo às mudanças de taxas de juros e, como consequência, o valor contábil das dívidas designadas como hedge foi impactado em R\$1.822 e reconhecido no resultado financeiro no mesmo momento em que o valor justo de “swap” de taxa de juros era reconhecido no resultado.

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 primeiro trimestre de 2016, o valor contábil das dívidas designadas como “Fair Value Option” foi impactado em R\$399 e reconhecido no resultado financeiro no mesmo momento em que o valor justo de “swap” de taxa de juros era reconhecido no resultado.

Incertezas

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

Administração financeira de risco

O Conselho de Administração tem responsabilidade geral pelo estabelecimento e supervisão do modelo de administração de risco da Companhia.

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

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

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

Gestão de risco de capital

O índice de endividamento no final do período/ exercício é o seguinte:

PASSIVO	31/03/2016	31/12/2015
Dívida (1)	1.020.316	1.020.874
Caixa e equivalentes de caixa	(76.313)	(79.347)
Dívida líquida	944.003	941.527
Patrimônio líquido (2)	832.467	803.589
Índice de endividamento líquido	1,13	1,17

(1) A dívida é definida como empréstimos, financiamentos, arrendamentos e debêntures de curto e longo prazos (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, as reservas da Companhia e os recursos destinados a futuro aumento de capital, 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 significantes nos fluxos de caixa incluídos nesta análise.

PASSIVO	Taxa média de juros efetiva ponderada (%)	Até 6 meses	6 a 12 meses	1 a 3 anos	3 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores		171.620	-	-	-	5.706	177.326
Empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas e debêntures	14,10%	170.974	90.491	482.888	286.333	586.742	1.617.428
Total		342.594	90.491	482.888	286.333	592.448	1.794.754

b) Risco de crédito

A Administração avalia que os riscos das aplicações financeiras de suas disponibilidades são reduzidos, em função de não haver concentração e as operações serem realizadas com bancos de percepção de risco aderentes à “Política de Gestão de Riscos decorrentes do Mercado Financeiro” da controladora Energisa.

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

Exposição a riscos de crédito

O valor contábil dos ativos financeiros representa a exposição máxima do crédito. A exposição máxima do risco do crédito na data das informações financeiras intermediárias foi:

	31/03/2016	31/12/2015
Caixa e equivalentes de caixa	76.313	79.347
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	287.036	230.965
Consumidores e concessionárias	425.155	444.399
Conta a receber da concessão	452.455	438.954
Ativos financeiros setoriais	192.267	198.065
Instrumentos financeiros derivativos	19.908	34.301

O detalhamento desses créditos está apresentado nas notas explicativas nº 5, 6, 9, 13 e 27.

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 a variações dos passivos atrelados a moedas estrangeiras, principalmente ao dólar norte-americano. A taxa de câmbio do dólar norte-americano encerrou o período findo em 31 de março de 2016, com queda de 8,97% sobre 31 de dezembro de 2015, cotado a R\$3,5589/USD. A volatilidade do dólar norte-americano em 31 de março de 2016 era de 22,96%, enquanto em 31 de dezembro de 2015 era de 22,07%.

Do montante das dívidas bancárias e de emissões da Companhia, em 31 de março de 2016 de R\$1.020.316 (R\$1.020.874 em 31 de dezembro de 2015), R\$170.790 estão representados em dólares (R\$185.330 em 31 de dezembro de 2015).

(i) US\$48,4 milhões de empréstimo com o Bank of America Merrill Lynch (US\$48,3 milhões de principal), cujo saldo no final do período, incluindo juros monta em R\$170,8 milhões.

A Companhia possui proteção contra variação cambial adversa dos financiamentos atrelados ao dólar, protegendo o valor principal e dos juros até o vencimento. A proteção acima está dividida no instrumento descritos a seguir:

Operação	Notional (USD)	Custo financeiros (% a.a.)		Vencimento	Designação
		Ponta ativa	Ponta passiva		
Resolução 4131 - Bank of America ML	31.446	Libor + 1,85%	CDI + 1,4925%	01/06/2017	Fair Value Hedge
Resolução 4131 - Bank of America ML (B)	7.600	Libor + 1,75%	CDI + 1,24%	08/08/2016	Fair Value Option
Resolução 4131 - Bank of America ML (C)	9.250	Libor + 1,90%	CDI + 1,39%	06/09/2016	Fair Value Option

Adicionalmente, a Companhia possui operações de swap de taxa de juros associada ao “Notional” de seu endividamento em moeda local (Reais). Segue a operação de swap de juros a seguir:

Operação	Notional (R\$)	Custo financeiros (% a.a.)		Vencimento	Designação
		Ponta ativa	Ponta passiva		
HSBC x EMS	23.704	CDI + 3,50%	132% CDI + (TJLP-6,00%)	01/06/2017	Não aplicável

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

De acordo com o CPC 40, apresentam-se abaixo os valores dos instrumentos financeiros derivativos da Companhia, vigentes em 31 de março de 2016 e 31 de dezembro de 2015 que podem ser assim resumidos:

Derivativos	Valor de referência		Descrição	Valor Justo	
	31/03/2016	31/12/2015		31/03/2016	31/12/2015
SWAP de juros	8.889	13.333	Posição Ativa		
			Taxa de juros pré-fixada, CDI	9.067	13.652
			Posição Passiva		
			Taxas de Juros CDI + TJLP	(9.124)	(13.780)
				(57)	(128)

Fair Value Option	Valor de referência		Descrição	Valor Justo	
	31/03/2016	31/12/2015		31/03/2016	31/12/2015
Dívida (Objeto de Hedge)	59.755	59.755	Moeda Estrangeira	(60.029)	(65.677)
SWAP Cambial (Instrumento de Hedge)	59.755	59.755	Posição Ativa Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	60.029	65.677
			Posição Passiva Taxas de Juros CDI	(60.933)	(61.159)
			Posição total	(904)	4.518
			Posição Líquida Dívida + Swap	(60.933)	(61.159)

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

Fair Value Hedge(*)	Valor de referência		Descrição	Valor Justo	
	31/03/2016	31/12/2015		31/03/2016	31/12/2015
Dívida (Objeto de Hedge)	100.000	100.000	Moeda Estrangeira	(110.762)	(119.653)
SWAP Cambial (Instrumento de Hedge)	100.000	100.000	Posição Ativa Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	112.000	121.646
			Posição Passiva Taxas de Juros CDI	(102.867)	(103.159)
			Posição total	9.133	18.487
			Posição Líquida Dívida + Swap	(101.629)	(101.166)

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

O Valor Justo dos derivativos contratados em 31 de março de 2016 e 31 de dezembro de 2015 foi apurado com base nas cotações de mercado para contratos com condições similares. Suas variações estão diretamente associadas às variações dos saldos das dívidas relacionadas na nota explicativa nº 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 a Instrução CVM 475/08, a Companhia realizou análise de sensibilidade dos principais riscos aos quais os instrumentos financeiros e derivativos estão expostos, conforme demonstrado:

a) Variação cambial

Considerando a manutenção da exposição cambial de 31 de março de 2016, com a simulação dos efeitos nas informações financeiras futuras, por tipo de instrumento financeiro e para três cenários distintos, seriam obtidos os seguintes resultados (ajustados a valor presente para a data base das informações financeiras trimestrais):

Operação	Exposição	Risco	Cenário I (Provável) (*)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Dívida Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	(172.029)	-	(174.526)	(218.157)	(261.788)
Variação da Dívida			(2.497)	(46.128)	(89.759)
Swap cambial					
Posição Ativa					
Instrumentos financeiros derivativos - USD e LIBRO	172.029		174.526	218.157	261.788
Variação - USD e LIBRO		Alta US\$	2.497	46.128	89.759
Posição Passiva					
Instrumentos financeiros derivativos - Taxas de Juros - CDI	(163.800)		(163.800)	(163.800)	(163.800)
Variação - Taxa de Juros CDI			-	-	-
Subtotal	8.229		10.726	54.357	97.988
Líquido	8.229		8.229	8.229	8.229

(*) Considera curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela Pesquisa Focus vigente em 31 de março de 2016, sendo a taxa de câmbio considerada de R\$3,5589 no cenário provável, R\$4,4486 no cenário 25% e R\$5,3384 no cenário 50%.

Os derivativos no “Cenário Provável”, calculados com base na análise líquida das operações acima apresentadas até o vencimento das mesmas, ajustadas a valor presente pela taxa prefixada brasileira em reais para 31 de março de 2016, atingem seu objetivo, o que é refletido no valor presente positivo de R\$8.229, que serve para mostrar a efetividade da mitigação das variações cambiais adversas das dívidas existentes. Neste sentido, quanto maior a deterioração do câmbio (variável de risco considerada), maiores serão os resultados positivos dos *swaps*. Por outro lado, com os cenários de deterioração do real frente ao dólar, de 25% e 50%, o valor presente seria positivo de R\$8.229 em ambos os casos.

b) Variação das taxas de juros

Considerando a manutenção da exposição às taxas de juros de 31 de março de 2016, com a simulação dos efeitos nas informações financeiras futuras, por tipo de instrumento financeiro e para três cenários distintos, seriam obtidos os seguintes resultados (ajustados a valor presente para a data base das informações financeiras trimestrais):

Operação	Exposição	Risco	Cenário I (Provável) (*)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Dívida Moeda Local - Taxa de Juros	(9.067)	-	(9.067)	(9.067)	(9.067)
Variação da Dívida			-	-	-
Swap de juros					
Posição Ativa					
Instrumentos financeiros derivativos - Taxas de Juro:	9.067		9.067	9.067	9.067
Variação - Taxa de Juros			-	-	-
Posição Passiva					
		TJLP/CDI			
Instrumentos financeiros derivativos - CDI + TJLP	(9.124)		(9.124)	(9.157)	(9.190)
Variação - Taxa de Juros CDI			-	(33)	(66)
Subtotal	(57)		(57)	(90)	(123)
Líquido	(57)		(57)	(90)	(123)

Considerando que o cenário de exposição dos instrumentos financeiros indexados às taxas de juros de 31 de março de 2016 seja mantido e que os respectivos indexadores anuais acumulados sejam (CDI = 3,25% ao ano e TJLP = 7,5%) 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	354.327	Alta do CDI	50.491	63.114	75.737
Instrumentos financeiros passivos:					
Swap	(170.790)	Alta do CDI	(24.338)	(30.422)	(36.507)
Empréstimos e Debêntures	(420.916)	Alta do CDI	(59.981)	(74.976)	(89.971)
	(56.831)	Alta da TJLP	(4.262)	(5.328)	(6.393)
	(45.570)	Alta da Selic	(6.494)	(8.117)	(9.741)
	(292.333)	Alta da TR	(5.262)	(6.577)	(7.893)
Subtotal (**)	(986.440)		(100.337)	(125.420)	(150.505)
Total (Perdas)	(632.113)		(49.846)	(62.306)	(74.768)

(*) Considera o CDI de 31 de março de 2017 (14,25% ao ano), cotação das estimativas apresentadas pela recente Pesquisa do BACEN, datada de 31 de março de 2016, TJLP 7,5% ao ano, Selic 14,25% e TR 1,8% ao ano.

(**) Não inclui as operações pré-fixadas no valor de R\$ 37.446

28. Lucro por ação

Cálculo de lucros por ação (em milhares de reais, exceto lucro líquido básico por ação):

Resultado básico por ação	31/03/2016	31/03/2015
Numerador		
Lucro líquido do período	28.878	62.749
	28.878	62.749
Denominador		
Média ponderada de número de ações ordinárias (*)	631.163	631.163
	631.163	631.163
Resultado básico por ação ordinária (**)	45,75	99,42

(*) Considerado o grupamento de ações conforme nota explicativa nº 33.2

(**) A Companhia não possui instrumento diluidor

29. Benefícios a empregados

Plano de Aposentadoria e Pensão

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

Em 31 de março de 2016 a despesa de patrocínio a esses planos foi de R\$ 1.006 (R\$ 991 em 31 de março de 2015).

Plano de saúde

A Companhia patrocina plano de saúde a seus empregados, administrados por operadoras reguladas pela ANS. No período findo em 31 de março de 2016 as despesas com o plano de saúde foram de R\$ 2.638 (R\$3.413 em 31 de março de 2015).

30. Compromissos

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

Contrato de compra de energia						
Vigência	2016	2017	2018	2019	2020	Após 2020
2016 a 2048	544.679	654.988	718.890	731.588	744.532	14.122.931

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

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

31. Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Em 04 de dezembro de 1997, foi outorgado à Companhia a distribuição de energia elétrica em 74 municípios no Estado de Mato Grosso do Sul, pelo prazo de 30 anos. O contrato de concessão já foi homologado junto à ANEEL, podendo ser prorrogado por uma única vez, pelo mesmo período, conforme Lei 12.783/2013.

Os contratos de concessão (distribuição) 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.

32. Informações adicionais aos fluxos de caixa

Nos períodos/exercício findos em 31 de março de 2016 e 31 de dezembro de 2015, as movimentações patrimoniais que não afetaram o fluxo de caixa da Companhia, são como segue:

	31/03/2016	31/12/2015
Outras transações não caixa		
Contas a receber da concessão - Bifurcação de Ativos	8.757	96.807
Contas a receber da concessão - Atualização VNR	5.340	24.862
Atividades operacionais		
Pagamento de Fornecedores a prazo	43.847	51.341
Estoque	(567)	2.705
Atividades de investimentos		
Intangível - transferência para estoques	(567)	2.705
Aquisição de intangível com pagamento a prazo	43.847	51.341

33. Evento subsequente

33.1. Dividendos

A Assembleia Geral Ordinária de Acionistas, realizada em 26 de abril de 2016, deliberou distribuir dividendos no montante de R\$104.082, correspondentes a R\$ 1,649053698334 por mil ações ordinárias, tendo sido antecipados e quitados em 30 de junho de 2015 o valor de R\$59.611 (R\$ 0,944468739423 por mil ações ordinárias). O saldo remanescente, no montante de R\$44.471 (R\$ 0,704584958911 por mil ações ordinárias) será pago em até 60 (sessenta) dias contados da data da Assembleia, podendo ser antecipado por decisão da administração da Companhia, com base na posição acionária de 26 de abril de 2016.

33.2. Grupamento de ações

A Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas, realizada em 26 de abril de 2016, aprovou o grupamento das ações em que se divide o capital social realizado da Companhia, na proporção de 100.000 (cem mil) ações por 1 (uma) ação nova da mesma espécie, classe e forma.

Considerando que o capital da Companhia é formado por 63.116.354.043 (sessenta e três bilhões, cento e dezesseis milhões, trezentos e cinquenta e quatro mil e quarenta e três) ações ordinárias, para o processo de grupamento de ações faz-se necessário, inicialmente, que o número de ações em que se divide o capital social torne-se múltiplo de cem mil, passando a ser 63.116.300.000 ações ordinárias. Para tal, a Companhia irá adquirir, para cancelamento, 54.043 ações ordinárias, ações estas que serão entregues a título gratuito pelo acionista controlador Rede Energia S.A. - Em Recuperação Judicial.

Aprovou que as frações de ações de cada acionista, provenientes do grupamento sejam adquiridas pela Companhia pelo valor patrimonial das ações em 31 de dezembro de 2015, ou seja, R\$ 0,0127 por ação, dividindo-se o produto da venda, proporcionalmente, aos acionistas titulares das frações, ressalvado o direito da Companhia de compensar eventuais créditos decorrentes do grupamento com débitos dos acionistas, quando aplicável.

Em consequência das deliberações contidas nos itens anteriores, aprovar a alteração do artigo 4º do Estatuto Social, que passará a ter a seguinte redação:

“Art. 4.º O capital social é de R\$ 595.649, dividido em 631.163 ações ordinárias, todas sem valor nominal.”

33.3. Aumento de Capital

A Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas, realizada em 26 de abril de 2016, aprovou o aumento do capital social da Companhia, por subscrição particular, no valor de R\$21.083 com a emissão de 15.852 novas Ações Ordinárias de emissão da Companhia, a serem subscritas e integralizadas pela Acionista Controladora, a Rede Energia S.A. - Em Recuperação Judicial, mediante a capitalização de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital, respeitado o exercício de preferência por acionistas minoritários, conforme descrito na respectiva proposta da administração (“Aumento de Capital”) divulgada pela Companhia em 24 de março de 2016.

33.4. Emissão quota FIDC IV

A Energisa Mato Grosso do Sul vem informar aos seus acionistas e ao mercado em geral que, em 6 de maio de 2016, foram emitidas e liquidadas 219,3 quotas seniores da 2ª Série de quotas do Fundo de Investimentos em Direitos Creditórios Não Padronizados IV Energisa Centro Oeste (“Nova Emissão FIDC IV”), no montante de R\$219.300 emitidas pela EMS. A Nova Emissão FIDC IV conta com prazo total de 15 (quinze) anos, com 5 (cinco) anos de carência e terá uma remuneração equivalente a CDI + 0,7% ao ano. A emissão tem nota de classificação de risco AAAsf (bra) pela agência Fitch Ratings.

RELATÓRIO SOBRE A 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 referentes ao trimestre findo em 31 de março de 2016, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de março de 2016 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de três meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

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

Alcance da revisão

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

Conclusão sobre as informações financeiras intermediárias

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

Outros assuntos

Demonstração do valor adicionado

Revisamos, também, a demonstração do valor adicionado (DVA) referente ao período de três meses findo em 31 de março de 2016, preparada sob a responsabilidade da Administração da Companhia, cuja apresentação nas informações financeiras intermediárias é requerida de acordo com as normas expedidas pela CVM - Comissão de Valores Mobiliários aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais - ITR, e como informação suplementar pelas IFRSs que não requerem a apresentação da DVA. Essa demonstração foi submetida aos mesmos procedimentos de revisão descritos anteriormente e, com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que não foi elaborada, em todos os seus aspectos relevantes, de forma consistente com as informações financeiras intermediárias tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 13 de maio de 2016

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

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