



Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A | Resultados do 1º trimestre de 2015

Cuiabá, 15 de maio de 2015 - A Administração da Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A (“Energisa Mato Grosso”, “EMT” ou “Companhia”) apresenta os resultados do primeiro trimestre de 2015 (1T15).

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 é uma distribuidora de energia elétrica que atende a mais de 1.278 mil clientes e uma população de aproximadamente 3,2 milhões de habitantes em 141 municípios do Estado do Mato Grosso, em uma área de 903.378 Km². A Energisa Mato Grosso é uma empresa do Grupo Energisa, que assumiu o seu controle acionário indireto em 11 de abril de 2014.

Resume-se a seguir o desempenho econômico-financeiro da Companhia no primeiro trimestre de 2015 e 2014:

Descrição	1T15	1T14	Variação %
Resultados - R\$ milhões			
Receita Operacional Bruta	1.205,6	851,0	+ 41,7
Receita Operacional Bruta, sem receita de construção	1.131,4	793,4	+ 42,6
Receita Operacional Líquida	753,0	604,0	+ 24,7
Receita Operacional Líquida, sem receita de construção	678,8	546,4	+ 24,2
Resultado antes das Receitas e Despesas Financeiras (EBIT)	44,5	(16,7)	-
EBITDA	73,8	14,0	+ 427,1
EBITDA Ajustado	84,4	22,1	+ 281,9
Resultado financeiro	(49,3)	(17,4)	+ 183,3
Lucro Líquido	(2,3)	(35,8)	- 93,6
Indicadores Financeiros - R\$ milhões			
Ativo Total	4.575,3	3.727,3	+ 22,8
Caixa / Equivalentes de Caixa / Aplicações Financeiras	633,8	84,3	+ 651,8
Patrimônio Líquido	1.314,8	781,2	+ 68,3
Endividamento Líquido	1.296,0	1.279,8	+ 1,3
Indicadores Operacionais			
Número de Consumidores Cativos (mil)	1.277,5	1.229,7	+ 3,9
Vendas de energia a consumidores cativos (GWh)	1.618,8	1.488,7	+ 8,7
Energia Elétrica Total Distribuída (GWh)	2.165,0	1.922,0	+ 12,6
Perdas de Energia (% últimos 12 meses)	13,47	14,84	- 1,37 p.p
Indicadores Relativos			
EBITDA Ajustado / Receita Líquida (%)	11,2	3,7	+ 7,5 p.p
Endividamento líquido / EBITDA Ajustado anualizado (vezes)	3,8	14,5	- 73,8

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

2 Desempenho financeiro

2.1 Receita operacional bruta e líquida

Em 1T15, a Energisa Mato Grosso apresentou receita operacional bruta, sem a receita de construção que é atribuída margem zero, de R\$ 1.131,4 milhões, ante R\$ 793,4 milhões registrados em 1T14, aumento de 42,6% (R\$ 338,0 milhões). A receita operacional líquida, também deduzida da receita de construção, cresceu 24,2% (R\$ 132,4 milhões) no período, para R\$ 678,8 milhões.

A composição da receita líquida é a seguinte:

Receita por Classe de Consumo Valores em R\$ milhões	Trimestre		Variação	
	1T15	1T14	%	R\$ milhões
(+) Receita de energia elétrica (mercado cativo)	924,7	668,6	+ 38,3	+ 256,1
✓ Residencial	336,7	243,2	+ 38,4	+ 93,5
✓ Industrial	146,3	116,2	+ 25,9	+ 30,1
✓ Comercial	229,0	174,0	+ 31,6	+ 55,0
✓ Rural	123,0	71,0	+ 73,2	+ 52,0
✓ Outras classes	89,7	64,2	+ 39,7	+ 25,5
(+) Suprimento de energia elétrica	104,5	62,8	+ 66,4	+ 41,7
(+) Fornecimento não faturado líquido	49,5	10,5	+ 371,4	+ 39,0
(+) Disponibilidade do sistema elétrico	37,3	28,6	+ 30,4	+ 8,7
(+) Receitas de construção	74,2	57,6	+ 28,8	+ 16,6
(+) Outras receitas	15,4	22,9	- 32,8	- 7,5
(=) Subtotal 1 - Receita bruta	1.205,6	851,0	+ 41,7	+ 354,6
(-) Impostos sobre vendas	(313,1)	(232,2)	+ 34,8	- 80,9
(-) Encargos setoriais	(139,5)	(14,8)	+ 842,6	- 124,7
(=) Subtotal 2 - Receita líquida	753,0	604,0	+ 24,7	+ 149,0
(-) Receitas de construção	74,2	57,6	+ 28,8	+ 16,6
(=) Total - Receita líquida, sem receitas de construção	678,8	546,4	+ 24,2	+ 132,4

2.2 Ambiente regulatório - revisão tarifária

2.2.1 Bandeiras tarifárias

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) aprovou o “Sistema de Bandeiras Tarifárias” nas contas de energia elétrica a partir de janeiro de 2015. O acionamento da bandeira é sinalizado mensalmente pela Aneel, de acordo com as informações prestadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), com base na capacidade de geração de energia elétrica no país. A aplicação da bandeira é o primeiro dia do mês posterior à data de divulgação. As bandeiras são verde, amarela e vermelha e indicam se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de energia elétrica do país e do acionamento das usinas térmicas. O sistema tem por objetivo aliviar o dispêndio de caixa das distribuidoras no curto prazo, conforme descrição seguinte:

Bandeira Verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa de energia elétrica não sofre nenhum acréscimo; Bandeira Amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,025 para cada quilowatt-hora consumido; e Bandeira Vermelha: condições mais onerosas de geração de energia. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,055 para cada quilowatt-hora consumido.

2.2.2 Revisão tarifária extraordinária

A Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica), em reunião realizada em 27/02/2015, deliberou por conceder revisão tarifária extraordinária (RTE) para a Energisa Mato Grosso, cujo efeito médio a ser percebido pelos consumidores foi de 26,8% a partir de 02/03/2015.

Adicionalmente, em 8 de abril de 2015, foi concedido à Energisa Mato Grosso reajuste nas suas tarifas de energia elétrica, com redução média de 0,38% percebida pelos consumidores.

A Energisa Mato Grosso recebeu o montante de R\$ 8,1 milhões provenientes dos recursos da conta ACR (Conta no Ambiente de Contratação Regulada) repassados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE para cobertura da exposição involuntária no Mercado de Curto Prazo - MCP e despacho termoelétrico vinculado aos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado na modalidade por disponibilidade - CCEAR-D relativo aos meses de novembro e dezembro de 2014. Os valores foram registrados como redução dos custos de energia comprada e de encargos de serviço do sistema.

A Aneel também homologou em cumprimento ao disposto no Decreto nº 7.891/2013, recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) a serem repassados a Energisa Mato Grosso pelas Centrais Elétricas Brasileiras S/A - Eletrobras referentes aos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica no montante de R\$ 56,2 milhões. O valor foi registrado pela Companhia como receita de venda de energia.

2.3 Despesas operacionais

No 1T15, as despesas operacionais totalizaram R\$ 708,5 milhões, aumento de 14,1% (R\$ 87,8 milhões) em relação ao 1T14. Desse total, as despesas controláveis cresceram 7,2% (R\$ 6,6 milhões), totalizando R\$ 98,9 milhões. As despesas não controláveis de compra de energia elétrica e transporte apresentaram evolução R\$ 98,2 milhões no trimestre, um incremento de 25,4%, decorrente da elevação dos custos da energia elétrica comprada em função da hidrologia desfavorável no país.

A composição das despesas operacionais pode ser assim demonstrada:

Composição das despesas operacionais (R\$ milhões)	Trimestre		Variação	
	1T15	1T14	%	R\$ milhões
1 - Despesas controláveis	98,9	92,3	+ 7,2	+ 6,6
1.1 Pessoal (inclui fundo de pensão)	37,6	30,3	+ 24,1	+ 7,3
1.2 Material	10,2	8,6	+ 18,6	+ 1,6
1.3 Serviços de terceiros	51,1	53,4	- 4,3	- 2,3
2 - Despesas não controláveis (compra de energia e transporte)	485,5	387,3	+ 25,4	+ 98,2
3 - Depreciação e amortização	28,4	28,4	+ 0,0	+ 0,0
4 - Provisões contingências e devedores duvidosos	2,0	23,3	- 91,4	- 21,3
5 - Outras despesas/receitas	19,5	31,8	- 38,7	- 12,3
Subtotal	634,3	563,1	+ 12,6	+ 71,2
6 - Custo de construção (*)	74,2	57,6	+ 28,8	+ 16,6
Total	708,5	620,7	+ 14,1	+ 87,8

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

2.4 Lucro líquido e geração de caixa

No primeiro trimestre de 2015, a Energisa Mato Grosso registrou o prejuízo líquido de R\$ 2,3 milhões, redução de 93,6% em relação ao registrado no 1T14. A geração operacional de caixa (EBITDA ajustado), entretanto, atingiu R\$ 84,4 milhões no período, ante os R\$ 22,1 milhões apurados no 1T14, um crescimento de 281,9%.

A evolução da geração de caixa da Companhia é a seguinte:

Composição da Geração de Caixa Valores em R\$ milhões	Trimestre		
	1T15	1T14	Var. %
(=) Lucro Líquido	(2,3)	(35,8)	- 93,6
(-) Contribuição social e imposto de renda	2,5	(1,6)	-
(-) Resultado financeiro	(49,3)	(17,4)	+ 183,3
(-) Depreciação e amortização (*)	(29,3)	(30,8)	- 4,9
(=) Geração de caixa (EBITDA)	73,8	14,0	+ 427,1
(+) Receita de acréscimos moratórios	10,6	8,1	+ 30,9
(=) Geração ajustada de caixa (EBITDA Ajustado)	84,4	22,1	+ 281,9
Margem do EBITDA Ajustado (%)	11,2	3,7	+ 7,5 p.p

(*) Incluem créditos de Pis e Cofins (9,25%)

2.5 Resultado financeiro

O resultado financeiro líquido (receitas financeiras menos despesas financeiras) no 1T15 representou despesa financeira líquida de R\$ 49,3 milhões, ante uma despesa financeira líquida de R\$ 17,4 milhões no 1T14.

O quadro a seguir apresenta as dívidas de curto e longo prazo, líquidas de disponibilidades financeiras (caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras) da Energisa Mato Grosso em 31 de março de 2015 e em 31 de dezembro de 2014:

Descrição Valor em R\$ milhões	31/03/2015	31/12/2014
Curto Prazo	222,7	258,7
Empréstimos, financiamentos e arrendamentos	79,5	79,6
Debêntures	58,0	46,7
Encargos de dívidas	3,1	2,9
Parcelamento de impostos e déficit atuarial	4,7	5,9
Parcelamento de encargos setoriais	77,4	123,6
Longo Prazo	1.707,1	1.715,3
Empréstimos, financiamentos e arrendamentos	745,3	754,5
Debêntures	447,5	447,3
Parcelamento de impostos e déficit atuarial	12,5	11,7
Parcelamento de encargos setoriais	150,7	150,7
Parcelamento de compra de energia Itaipu	351,1	351,1
Total das dívidas	1.929,8	1.974,0
(-) Disponibilidades financeiras	633,8	681,6
Total das dívidas líquidas	1.296,0	1.292,4

3 Mercado de energia

No primeiro trimestre de 2015, as vendas de energia elétrica a consumidores finais (mercado cativo), localizados na área de concessão da Energisa Mato Grosso, somadas à energia associada aos consumidores livres (TUSD), totalizaram 1.902,6 GWh, incremento de 6,7% em relação a igual período do ano anterior. O consumo foi impulsionado pelas classes residencial e rural, que cresceram 11,7% e 10,6%, respectivamente, no período. A energia total distribuída no 1T15 foi de 2.165,0 GWh, ante os 1.922,0 GWh registrados em igual período do ano passado, conforme composição seguinte:

Energia Total Distribuída por Classe de Consumo (Em GWh)

Descrição	1T15	1T14	Var. %
1) Vendas de energia no mercado cativo	1.618,8	1.488,7	+ 8,7
✓ Residencial	619,4	554,7	+ 11,7
✓ Industrial	200,0	200,6	- 0,3
✓ Comercial	388,2	360,3	+ 7,7
✓ Rural	206,2	186,4	+ 10,6
✓ Outras Classes	204,9	186,7	+ 9,7
2) Energia associada aos consumidores livres (TUSD)	283,8	294,5	- 3,6
3) Mercado cativo + TUSD (1+2)	1.902,6	1.783,2	+ 6,7
4) Suprimento de energia e não faturado	262,4	138,8	+ 89,0
5) Energia Total Distribuída (3+4)	2.165,0	1.922,0	+ 12,6

A Energisa Mato Grosso encerrou o 1T15 com aproximadamente 1.278 mil unidades consumidoras cativas, quantidade 3,9% superior à registrada no fim de março de 2014.

As perdas de energia elétrica da Energisa Mato Grosso situaram em 13,47% nos últimos doze meses encerrados em março de 2015, queda de 1,37 ponto percentual em relação a igual período terminado em março do ano passado.

4 Investimentos

No 1T15, os investimentos da Energisa Mato Grosso totalizaram R\$ 80,3 milhões, o que representa um aumento de 46,3% em relação ao mesmo período do ano anterior.

5 Energisa Mato Grosso realiza amortização extraordinária da 2ª emissão de debêntures

Em 7 de maio de 2015, a Energisa Mato Grosso resgatou antecipadamente a totalidade das 100 (cem) debêntures remanescentes da 2ª (segunda) emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie com garantia real, em treze séries, para distribuição pública com esforços restritos de colocação da Companhia (“2ª Emissão”), referentes à 1ª série (“Debêntures Série CDI”).

O valor unitário pago por cada debênture resgatada foi equivalente ao saldo do valor nominal unitário acrescido da atualização das Debêntures Série CDI, da remuneração calculada *pro rata temporis* desde a última data de pagamento da remuneração até a data de resgate antecipado, calculada nos termos do item 4.9 da Escritura da 2ª Emissão, perfazendo, assim, o montante total de R\$ 34,9 milhões pelo resgate antecipado das 100 (cem) Debêntures Série CDI. Com esse resgate antecipado não restam mais debêntures da 2ª emissão em circulação.

6 Dividendos do exercício de 2014

Com base nos resultados apurados no exercício de 2014, a Assembleia Geral de Acionistas, realizada em 29/04/2015, deliberou distribuir dividendos no montante de R\$ 17,0 milhões, correspondentes a R\$ 0,09995357374 por ação de emissão da Companhia, tendo sido antecipados e quitados em 27 de março

de 2015 o montante de R\$ 14,5 milhões (R\$ 0,08549579674 por ação) e o valor de R\$ 2.5 milhões (R\$ 0,014457777 por ação) em 11 de maio de 2015.

7 Serviços prestados pelo auditor independente

A remuneração total da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes pelos serviços prestados para a Energisa Mato Grosso no primeiro trimestre de 2015 foi de R\$ 160 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 S/A - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA
BALANÇO PATRIMONIAL
EM 31 DE MARÇO DE 2015
(Em milhares de reais)

	31/03/2015	31/12/2014
Ativo		
Circulante		
Caixa e equivalente de caixa	128.991	130.640
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	504.846	550.962
Consumidores e concessionárias	543.104	440.277
Títulos de crédito a receber	8.098	9.259
Estoques	6.352	6.170
Tributos a recuperar	23.746	23.578
Ativos regulatórios	219.541	38.409
Outros créditos	193.817	169.371
Total do circulante	1.628.495	1.368.666
Não circulante		
Realizável a longo prazo		
Consumidores e concessionárias	55.742	57.229
Títulos de crédito a receber	16.359	16.359
Tributos a recuperar	41.506	43.254
Créditos tributários	169.995	151.772
Cauções e depósitos vinculados	9.838	8.141
Instrumentos financeiros derivativos	6.884	3.154
Contas a receber da concessão	913.722	878.868
Ativos regulatórios	2.451	151.968
Depósitos judiciais	1.720	2.075
Outros créditos	53.690	53.791
Total do realizável a longo prazo	1.271.907	1.366.611
Investimentos	2.846	2.850
Imobilizado	12.408	13.780
Intangível	1.659.603	1.650.965
Total do não circulante	2.946.764	3.034.206
Total do ativo	4.575.259	4.402.872

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

2. Balanço Patrimonial Passivo

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

	31/03/2015	31/12/2014
Passivo		
Circulante		
Fornecedores	234.981	188.018
Encargos de dívidas	3.078	2.878
Empréstimos e financiamentos	74.484	75.443
Debêntures	57.984	46.745
Financiamento por arrendamento mercantil	5.064	4.142
Folha de pagamento	8.290	7.705
Tributos e contribuições sociais	130.162	94.413
Dividendos e JCP	2.618	17.169
Obrigações estimadas	12.257	12.793
Taxa de iluminação pública arrecadada	13.256	13.374
Benefícios a empregados - plano de pensão	2.308	2.369
Obrigações intrassetoriais	173.542	188.092
Incorporação de redes	100.000	100.019
Passivos regulatórios	227.962	11.684
Outros contas a pagar	39.855	16.701
Total do circulante	1.085.841	781.545
Não circulante		
Fornecedores	351.140	351.140
Empréstimos e financiamentos	708.205	722.748
Debêntures	447.539	447.307
Financiamento por arrendamento mercantil	37.092	31.783
Tributos e contribuições sociais	2.730	2.365
Provisões para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais	204.941	208.980
Benefícios a empregados - plano de pensão	9.750	9.346
Obrigações intrassetoriais	211.444	206.559
Incorporação de redes	184.592	152.577
Instrumentos financeiros derivativos	-	259
Passivos regulatórios	-	153.044
Outros contas a pagar	17.164	18.123
Total do não circulante	2.174.597	2.304.231
Patrimônio líquido		
Capital social	1.118.910	1.118.910
Reservas de lucro	53.783	53.783
Outros resultados abrangentes	(6.024)	(6.024)
Ajuste de avaliação patrimonial	146.136	150.427
Lucro/Prejuízo acumulado	2.016	-
Total do patrimônio líquido	1.314.821	1.317.096
Total do passivo e patrimônio líquido	4.575.259	4.402.872

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

3. Demonstrações de Resultados

ENERGISA MATO GROSSO S/A - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO
PARA OS PERÍODOS FINDOS EM 31 DE MARÇO DE 2015 E 2014
 (Em milhares de reais, exceto lucro (prejuízo) líquido básico por ação)

	1T15	1T14
Receita operacional bruta		
Fornecimento de energia elétrica	974.161	679.144
Suprimento de energia elétrica	104.552	62.786
Disponibilidade do Sistema Elétrico	37.297	28.555
Receita de construção	74.199	57.643
Outras receitas	15.440	22.852
	1.205.649	850.980
Deduções à receita operacional		
ICMS faturado	212.528	158.328
PIS, Cofins e ISS	100.535	73.968
Outras (CCC, CDE, P&D e PEE)	139.596	14.723
	452.659	247.019
Receita operacional líquida	752.990	603.961
Despesas (receitas) operacionais		
Pessoal	36.824	29.451
Material	10.200	8.611
Serviços de terceiros	51.083	53.396
Energia elétrica comprada para revenda	456.979	357.965
Transporte de potência elétrica	28.535	29.298
Depreciação e amortização	28.411	28.386
Despesa com fundo de pensão	818	808
Provisão para contingências /devedores duvidosos	1.954	23.340
Custo de construção	74.199	57.643
Outras despesas	10.857	9.190
Outras receitas operacionais	(1.188)	(797)
Outras despesas operacionais	9.828	23.404
	708.500	620.695
Resultado antes da equivalência patrimonial	44.490	(16.734)
Resultado de equivalência patrimonial		
Resultado antes das receitas e despesas financeiras	44.490	(16.734)
Receita (Despesa) financeira		
Receitas de aplicações financeiras	20.963	1.676
Variação monetária e acréscimo moratório de energia vendida	10.639	8.090
Atualização financeira CVA	16.232	-
Outras receitas financeiras	29.562	78.615
Encargos de dívidas - juros	(33.716)	(30.266)
Encargos de dívidas - variação monetária e cambial	(24.225)	(24.872)
(-) Transferência para ordens em curso	-	192
Ajuste a valor presente de ativos	(3.279)	(12.663)
Marcação a mercado de derivativos	(92)	-
Outras despesas financeiras	(65.397)	(38.220)
	(49.313)	(17.448)
Resultado antes dos tributos	(4.823)	(34.182)
Contribuição social e imposto de renda	2.548	(1.569)
Prejuízo do período	(2.275)	(35.751)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Notas Explicativas

Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A **Notas explicativas às informações trimestrais** **Período findo em 31 de março de 2015** (Em milhares de reais, exceto quando indicado o contrário)

1. Contexto operacional

A Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A (“Companhia” ou “EMT”), nova razão social das Centrais Elétricas Matogrossenses S/A - Cemat, é uma sociedade por ações de capital aberto, concessionária distribuidora de energia elétrica, sob o controle acionário da Rede Energia S.A. (“REDE”) - em “Recuperação Judicial”, que por sua vez é integrante do GRUPO ENERGISA, que atua na de distribuição de energia elétrica além da geração própria de energia por meio de usinas térmicas para o atendimento a sistemas isolados em sua área de concessão que abrange todo o Estado de Mato Grosso com 903.378 km², atendendo 1.277.543 consumidores (informação não revisada pelos auditores independentes) em 141 municípios. A alteração da razão social da Companhia foi aprovada em Ata de Assembleia Geral Extraordinária de 02 de fevereiro de 2015. A Companhia possui sede na cidade de Cuiabá, Estado de Mato Grosso e obteve registro de Companhia aberta na CVM em 25 de Outubro de 1994.

As obrigações da concessionária, previstas no contrato de concessão do serviço público 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 em posições acionárias que impliquem em mudanças de controle. Na hipótese de transferência de ações representativas do controle acionário, o novo controlador deverá assinar termo de anuência e submissão às cláusulas do contrato de concessão e às normas legais e regulamentares da concessão;

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, contas a receber da concessão, ativos vinculados à concessão, receita de construção e prazo de concessão, estão apresentadas nas notas explicativas nº 9, 15, 17, 27 e 35, respectivamente.

1.1 Intervenção administrativa da ANEEL

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, através da Resolução Autorizativa nº 3.647 (“Resolução”), de 31 de agosto de 2012, determinou, cautelarmente, a intervenção administrativa na Companhia, por um

prazo de 1 (um) ano, contado da edição da referida resolução, que poderia ser prorrogada a critério da ANEEL.

Através da Resolução Autorizativa n.º 4.282, de 20 de agosto de 2013, a ANEEL prorrogou, pelo prazo de 2 (dois) anos, a intervenção administrativa na Companhia, determinada pela Resolução Autorizativa n.º 3.647 de 31 de agosto de 2012, continuando inalteradas as disposições anteriores.

Em 08 de abril de 2014, foi publicada a Resolução Autorizativa da ANEEL n.º 4.622 que decretou o fim da intervenção federal na Companhia. A conclusão do processo foi condicionada à lavratura da transferência das ações nos livros societários das empresas que compõem o compromisso de compra e venda e à realização de Assembleia Geral para a eleição dos novos administradores da Concessionária (nota explicativa nº 1.4).

1.2 Plano de Recuperação da Companhia

Em 31 de agosto de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, determinou a intervenção administrativa na Energisa Mato Grosso, pelo prazo de 1 (um) ano, que poderia ser prorrogada a critério da ANEEL. Nos termos do § 3º do artigo 3º da Resolução, os acionistas da Companhia teriam que apresentar no prazo de 60 (sessenta) dias, contados da data da intervenção, um Plano de Recuperação e Correção das falhas e transgressões que ensejaram a intervenção.

Em 26 de outubro de 2012, o representante legal do acionista controlador protocolizou na ANEEL, um plano de recuperação para análise e aprovação da agência reguladora.

Esse plano foi baseado na premissa de entrada de novo controlador, com aporte de novos recursos na Rede Energia S.A. - em "Recuperação Judicial". Após a entrada do novo acionista, a Rede Energia S.A. - em "Recuperação Judicial", injetaria diretamente ou via Rede Power do Brasil S.A., recursos na Companhia.

Em 01 de Outubro de 2013, a Rede Energia S.A. apresentou à ANEEL, um novo plano de recuperação para análise e aprovação da agência reguladora. Esse plano estava vinculado à transferência de controle acionário para a Energisa S.A. cujo compromisso de investimento, compra e venda de ações, foi firmado em 11 de julho de 2013.

Em 17 de dezembro de 2013, a ANEEL aprovou através do despacho n.º 4.463/2013 o plano de recuperação da Companhia apresentado pelo Grupo Rede Energia que foi detalhado e atualizado pelo Grupo Energisa. Em até 60 (sessenta) dias após a transferência do controle societário, o Grupo Energisa deveria comprovar o aporte dos recursos previstos nos planos aprovados para recuperação e correção das falhas e transgressões que ensejaram a intervenção.

Em 28 de Janeiro de 2014, a Resolução Autorizativa n.º 4.510, anuiu a transferência do controle societário da Rede Energia e definiu que a nova controladora deverá observar a expressa vedação para a transferência de recursos via mútuo das distribuidoras para qualquer holding, protegendo assim o serviço público de eventuais percalços financeiros.

Diante do compromisso dos financiadores para aportar recursos na holding, a serem repassados às distribuidoras nas mesmas condições originais pactuadas, ficam autorizadas as necessárias operações de mútuo no exercício de 2014, tendo como mutuárias as concessionárias de distribuição.

Com o fim da intervenção passou a vigorar na Companhia o regime excepcional de sanções aprovado pela ANEEL, que está condicionado ao aporte dos recursos previstos nos planos para recuperação e correção das falhas e transgressões que ensejaram a intervenção. O regime excepcional resolve:

- Autorizar a revisão extraordinária dos limites relativos à continuidade dos serviços de distribuição de energia elétrica, nos seus aspectos de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - FEC, para a Companhia;
- Autorizar a destinação dos recursos das compensações por violação dos limites de qualidade referentes à continuidade do serviço de que trata o item 5.11 da seção 8.2 do Módulo 8 do PRODIST, até sua próxima revisão tarifária, para a realização de investimentos na área de concessão;
- Prorrogar o prazo de incorporação das redes particulares que trata o §2º do Art. 8-A da Resolução

Normativa nº. 229, de 8 de agosto de 2006, para 31 de dezembro de 2016;

- Autorizar a Eletrobrás a conceder parcelamento de débitos relativos às quotas mensais da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE e Reserva Global de Reversão - RGR, em até 60 (sessenta) parcelas;
- Anuir o pedido da Eletrobrás do parcelamento dos débitos relativos às quotas mensais de Itaipu;
- Autorizar que os débitos originários de multas com exigibilidade suspensa pelo Despacho nº 1.493, de 14 de maio de 2013, possam ser pagos em até 48 (quarenta e oito) parcelas mensais e sucessivas;
- Autorizar o regime excepcional de sanções regulatórias, contemplando o caráter exclusivamente de orientação, sem aplicação de penalidades, das ações fiscalizadoras de caráter técnico/comercial, cujos termos de notificação sejam emitidos até 31 de dezembro de 2015.

1.3 Recuperação Judicial - Rede Energia

Em 19 de dezembro de 2012, a acionista direta da Energisa Mato Grosso, Rede Energia S.A. - em “Recuperação Judicial” e as coligadas Companhia Técnica de Comercialização de Energia (“CTCE”) em “Recuperação Judicial” e a QMRA Participações S.A. (“QMRA”) em “Recuperação Judicial” tiveram seus pedidos de recuperação judicial (RJ) deferidos nos termos da Lei nº 11.101/2005.

Os planos de recuperação judicial foram apresentados em juízo no dia 15 de março de 2013, dentro do prazo legal, para ser submetido à deliberação das assembleias gerais de credores das empresas, a serem instaladas no prazo de até 150 (cento e cinquenta) dias, contados do deferimento do processamento dos pedidos de recuperação (art. 56, §1º, da Lei de Recuperação). Esses planos, que foram divulgados aos acionistas e ao mercado na forma da regulamentação vigente, estavam sujeitos às modificações que poderiam ser propostas pelos credores e deliberadas em assembleia geral de credores, respeitados os quóruns legais e a aprovação das próprias empresas (art. 56, §3º, da Lei de Recuperação).

Em 09 de setembro de 2013, o juiz responsável pela recuperação judicial da Rede Energia S/A - “Em Recuperação Judicial”, aprovou o plano deliberado em assembleia de credores do grupo em 5 de julho.

1.4 Compromisso de Investimento, compra e venda de ações e outras avenças

Em 11 de julho de 2013, a controladora Rede Energia S.A. - “em Recuperação Judicial” publicou fato relevante ao mercado que foi celebrado, naquela data, Compromisso de Investimento, Compra e Venda de Ações e Outras Avenças entre, de um lado, Energisa S.A. e, de outro lado, o Sr. Jorge Queiroz de Moraes Junior, pelo qual este último, mediante a verificação de determinadas condições precedentes, compromete-se a transferir à Energisa S.A. a totalidade de suas ações de emissão da REDE e das sociedades J.Q.M.J. Participações S.A., BBPM Participações S.A., Denerge Desenvolvimento Energético S.A. - “em recuperação judicial” e Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. - “em recuperação judicial”, participações societárias essas que conferiram à Energisa S.A. o controle indireto da REDE e, por consequência, das demais sociedades do Grupo, inclusive das distribuidoras de energia.

O compromisso assinado reflete o plano de recuperação judicial votado na assembleia geral de credores realizada na mesma data. A efetiva conclusão do negócio estava sujeita a condições precedentes, dentre elas: (i) à obtenção das devidas aprovações por parte dos órgãos públicos competentes e de determinados credores e investidores, nos termos da legislação, contratos e acordos de acionistas aplicáveis (vide nota explicativa 1.3); (ii) à aprovação do plano de recuperação das distribuidoras de energia elétrica, apresentado à ANEEL, para levantamento da intervenção; e (iii) à homologação do plano de recuperação judicial apresentado na assembleia geral de credores de 05 de julho de 2013, no âmbito da recuperação judicial da REDE, ajuizada em conjunto com sociedades relacionadas (nota explicativa nº 1.3).

Em publicação no diário oficial da União de 16 de outubro de 2013, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), aprovou sem restrições, a aquisição, pela Energisa, do controle acionário da Rede Energia - “Em Recuperação Judicial”.

A transferência das ações do controle acionário da Companhia foram lavradas em 11 de abril de 2014 após atendidas todas as condições precedentes, e em 14 de abril de 2014 foram eleitos os novos administradores da Companhia.

2. Apresentação das informações financeiras intermediárias (informações trimestrais)

As informações financeiras intermediárias (informações trimestrais) da Companhia, aprovadas em 14 de maio de 2015 pelo Conselho de Administração, compreendem:

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

As demais informações referentes às bases de elaboração, apresentação das informações financeiras intermediárias e resumo das principais práticas contábeis não sofreram alterações em relação àquelas divulgadas na Nota Explicativa nº 3 às Demonstrações Financeiras Anuais referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2014 (doravante denominadas de “Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2014”), publicadas na imprensa oficial em 28 de março de 2015.

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 2014.

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 informações contábeis individualizadas estão disponíveis.

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 141 municípios do Estado do Mato Grosso, e sua demonstração de resultado reflete essa atividade.

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

a) Caixa e equivalente de caixa

Instituição financeira	Tipo	Vencimento (1)	Remuneração	31/03/2015	31/12/2014
CEF	CDB	16/06/2015 a 30/11/2017	100,5% a 101,0% do CDI	8.232	22.846
CEF	Debêntures	30/12/2016 a 29/12/2017	101,5% do CDI	-	17.892
ITAU	CDB Autom	31/12/2015	20% do CDI	467	2.700
MODAL	CCB	29/04/2016	IPCA+2%	-	37.484
				8.699	80.922
Caixas e depósitos bancários				120.292	49.718
				120.292	49.718
Total caixa e equivalente de caixa				128.991	130.640

b) Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados

Instituição financeira	Tipo	Vencimento	Remuneração	31/03/2015	31/12/2014
BRASIL (2)	CDB	23/09/2015 a 08/11/2017	95 a 97,5% do CDI	1.349	1.313
SANTANDER	CDB	30/12/2016	102,10% do CDI	8	8
CEF - LPT	CDB	22/08/2019 a 04/09/2019	100,5% do CDI	17.355	16.936
BRASESCO	Fundo Invest Brad DI Premium	30/12/2015 a 25/02/2016	Benchmark CDI	38.161	31.927
ITAU	CDB	22/01/2015	90% do CDI	1	1
ITAU - FDIC	Fundo Invest Dir Cred	29/12/2020	100% do CDI	23.821	23.150
MODAL	CCB	29/04/2016	243,17% a 264,52% do CDI	1.456	-
Caixa FI Energisa (3)	LFT	01/03/2020	SELIC	5.573	1.340
Caixa FI Energisa (3)	NTN	15/05/2045	IPCA	-	2.530
Caixa FI Energisa (3)	DEBÊNTURES	15/04/2016	CDI+1,09% a 1,11%	593	1.894
Caixa FI Energisa (3)	DPGE	23/09/2015 a 18/04/2016	109,0% a 113,0% do CDI	7.111	19.890
Caixa FI Energisa (3)	LF	25/04/2016	106,0% a 109,0% do CDI	6.155	19.711
Caixa FI Energisa (3)	NTNB	15/05/2045	SELIC	7.559	1.868
FIM Zona da Mata (3)	CDB	28/01/2015 a 31/07/2019	100,5% a 105% do CDI	11.063	46.645
FIM Zona da Mata (3)	DEBÊNTURES	10/07/2017 a 15/07/2019	IPCA e CDI	22.028	9.863
FIM Zona da Mata (3)	Compromissada	24/08/2015 a 14/11/2016	100,5% a 103,2% do CDI	98.045	116.496
FIM Zona da Mata (3)	DPGE	21/05/2015 a 09/12/2015	107,5% a 116% do CDI	45.710	34.296
FIM Zona da Mata (3)	LF	04/05/2015 a 04/05/2017	CDI e PRÉ	41.276	47.506
FIM Zona da Mata (3)	CCB	24/02/2017	CDI + 6,16%	78.459	19.743
FIM Zona da Mata (3)	Nota Promissória	26/01/2015	CDI + 2,25%	-	37.361
FIM Zona da Mata (3)	Fundos de Renda Fixa	-	CDI	72.169	83.638
FIM Zona da Mata (3)	LFT	07/09/2016 a 01/09/2018	SELIC	4.543	18.500
FIM Zona da Mata (3)	NTN	01/07/2017 e 15/08/2018	IPCA e IGPM	3.464	1.874
FIM Zona da Mata (3)	Fundos de Crédito	-	Fundos de Crédito	18.947	14.472
				504.846	550.962
Total aplicações no mercado aberto e recursos vinculados				504.846	550.962
Total Caixa e equivalentes de caixa e aplicações no mercado aberto e recursos vinculados				633.837	681.602

(1) 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.

(2) Inclui R\$1.349 (R\$1.313 em 31 de dezembro de 2014) referente recursos vinculados a leilões de energia.

(3) Fundos de investimentos exclusivos, inclui aplicações em CDB, CCB, Debêntures, Depósito a prazo - DPGE, Fundos de Renda Fixa, LFT, LF, LTN, NTN-B e Fundos de crédito.

6. Consumidores e concessionárias

Classes de consumidores	Saldos Vincendos (1)	Vencidos					31/03/2015	31/12/2014
		Até 30 dias	31 a 90 dias	91 a 180 dias	181 a 360 dias	há mais de 360 dias		
Residencial	60.691	43.759	7.403	3.166	3.261	6.713	124.993	110.288
Industrial	42.937	7.453	1.197	867	1.116	8.796	62.366	51.525
Comercial	55.450	15.573	2.297	1.692	2.618	5.812	83.442	68.899
Rural	32.875	3.913	1.239	595	484	946	40.052	29.563
Poder público:								
Federal	2.563	1.635	487	285	-	107	5.077	5.071
Estadual	5.767	623	523	130	2	2	7.047	7.472
Municipal	6.116	1.019	435	89	51	8.753	16.463	16.914
Iluminação pública	386	249	95	107	-	9.972	10.809	11.538
Serviço público	6.606	959	2.390	1.587	4.216	77.425	93.183	91.606
Parcelamento energia (faturas novadas)	34.592	3.282	2.868	3.551	17.711	77.866	139.870	139.738
(-) Ajuste a valor presente (2)	(1.590)	-	-	-	-	-	(1.590)	(899)
Subtotal - consumidores	246.393	78.465	18.934	12.069	29.459	196.392	581.712	531.715
Concessionárias (3)	44.478	-	-	-	-	-	44.478	39.968
Fornecimento não faturado	160.222	-	-	-	-	-	160.222	110.680
Redução de uso do sistema de distribuição	12.201	-	-	-	-	-	12.201	12.201
Outros	29.870	2.200	639	417	6.967	-	40.093	40.065
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(13.699)	(890)	(7.500)	(6.574)	(28.292)	(182.905)	(239.860)	(237.123)
Total	479.465	79.775	12.073	5.912	8.134	13.487	598.846	497.506
Circulante							543.104	440.277
Não circulante							55.742	57.229

- (1) Os vencimentos são programados para o 5º dia útil após a entrega das faturas, exceto os clientes do Poder Público que possuem 10 dias úteis para efetuar os pagamentos.
- (2) Ajuste a Valor Presente: Refere-se ao valor de ajuste 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 n.º 1.704 de 07 de abril de 2014), 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 n.º 457 de 08 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. A Administração da Companhia entende que essa taxa de desconto representa adequadamente o custo de capital.
- (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 2015, refere-se ao registro dos valores da comercialização de energia no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE no montante de R\$44.478 (R\$39.968 em 31 de dezembro de 2014), deduzido das liquidações parciais ocorridas até 31 de março de 2015. Esses saldos foram apurados com base em cálculos preparados e divulgados pela CCEE.

Composição dos créditos da CCEE	31/03/2015	31/12/2014
Créditos vincendos	44.478	39.968
	44.478	39.968

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

7. Títulos de créditos a receber

	31/03/2015	31/12/2014
Processo execução de precatórios P M de Cuiabá (1)	50.258	50.258
Outros títulos a receber	9.723	10.884
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa (*)	(35.524)	(35.524)
	24.457	25.618
Circulante	8.098	9.259
Não circulante	16.359	16.359

(*) Incluído no total apresentado como redutora no ativo não circulante

- (1) Ação de Execução (processo nº 383/2001 - 3ª Vara de Fazenda Pública - Cuiabá) ajuizada em desfavor do Município de Cuiabá, que deu origem ao Precatório Requisitório nº 13.699/2004/TJMT. Atualmente o processo está 15º (15º em dezembro de 2014) lugar na listagem de precatórios pendentes de pagamento por parte da Fazenda Pública Municipal de Cuiabá, sendo que os 11 precatórios precedentes já se encontram integralmente provisionados (informação não auditada pelos auditores independentes). Em 31 de março de 2015 foi constituída provisão de perda da atualização reconhecida, assim o título ficou registrado pelo seu valor original.

Em 31 de março de 2015, os títulos de créditos têm seus vencimentos assim programados:

	31/03/2015
2015	8.098
2016	2.955
2017	3.023
2018	3.084
2019 em diante	7.297
Total	24.457

8. Provisão para créditos de liquidação duvidosa

Movimentação das provisões	31/03/2015	31/12/2014
Saldo - inicial circulante - 31/12/2014 e 31/12/2013	237.123	175.895
Complemento da provisão	8.721	95.936
Recuperação de perdas	1.228	3.162
Perdas no período/exercício	(7.212)	(37.870)
Saldo - final - circulante - 31/03/2015 e 31/12/2014	239.860	237.123

A provisão para créditos de liquidação duvidosa foi constituída em bases consideradas suficientes para fazer face às eventuais perdas na realização dos créditos e se baseiam nas instruções da ANEEL a seguir resumidos:

- 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;
- ✓ Títulos de créditos a receber com parcelas vencidas há mais de 90 dias, são constituídas provisão dos valores vencidos e vincendos;
- ✓ Parcelamento energia - faturas novadas com parcelas vencidas há mais de 90 dias, são constituídas provisão dos valores vencidos e vincendos.

Após análise criteriosa efetuada pela Administração da Companhia, foram excluídas contas vencidas, cuja perda não é considerada como incorrida.

O valor de recebíveis vencidos e a vencer (considerando a regra acima) e não provisionados em 31 de março de 2015 é de R\$13.487 (R\$13.487 em 31 de dezembro de 2014), e refere-se ao valor de título precatório da Prefeitura Municipal de Cuiabá (processo nº 383/2001 - 3ª Vara de Fazenda Pública - Cuiabá).

9. Reajuste tarifário, extraordinário e revisão tarifária periódica

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.

Através da Resolução Homologatória n.º 1.704 de 07 de abril de 2014 e Notas Técnicas n.º 104 de 03 de abril de 2014 e n.º 114 de 07 de abril de 2014, foram reajustadas as tarifas da base econômica da Companhia em 16,62%, sendo 11,46% referentes ao reajuste tarifário anual econômico e 5,16% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O impacto tarifário médio percebido pelos consumidores, a partir de 08 de abril de 2014, foi de 11,89%, sendo de 13,42% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de 11,16% em média para aqueles conectados em Baixa Tensão (BT).

As tarifas que contemplam o reajuste tarifário anual econômico e os componentes financeiros pertinentes entraram em vigor no período de 08 de abril de 2014 a 07 de abril de 2015.

Reajuste tarifário extraordinário:

A Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica), em reunião realizada em 27 de fevereiro de 2015, deliberou por conceder, a partir de 02 de março de 2015, revisão tarifária extraordinária (RTE) diferenciada para todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica do país.

A Resolução Homologatória n.º 1.858, de 27 de fevereiro de 2015, homologou o resultado da revisão gerando, para a EMT, um efeito médio sobre os consumidores cativos de alta tensão e baixa tensão de 28,50% e 24,86%, respectivamente.

A revisão tarifária extraordinária (RTE) aplicada tem por objetivo adequar a cobertura tarifária dos custos atuais com Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e compra de energia.

Distribuidora	Ato ANEEL	Efeito médio para o consumidor (%)	Vigência (início)	Vigência (término)
EMT	Resolução 1.858, de 27/02/2015	26,80%	02/03/2015	07/04/2015

Bandeiras tarifárias:

A partir de janeiro de 2015, as contas de energia sofreram 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.

As bandeiras verde, amarela e vermelha indicarão se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade.

- **Bandeira verde:** condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- **Bandeira amarela:** condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,025 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos;
- **Bandeira vermelha:** condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,055 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos.

A distribuidora de energia divulgará, na conta de energia, a aplicação das bandeiras para que o consumidor possa compreender então, qual bandeira estaria valendo no mês atual.

As bandeiras tarifárias são homologadas pela ANEEL, a cada ano civil, considerada a previsão das variações relativas aos custos de geração por fonte termelétrica e à exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo que afetem os agentes de distribuição de energia elétrica conectados ao Sistema Interligado Nacional - SIN, cabendo a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE criar e manter a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias, destinada a administrar os recursos decorrentes da aplicação das bandeiras tarifárias instituídas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

Revisão tarifária periódica:

A revisão tarifária periódica ocorre a cada 5 anos sendo a próxima revisão em abril de 2018. Neste processo, a ANEEL procede ao recálculo das tarifas, considerando as alterações na estrutura de custos e mercado da concessionária, estimulando a eficiência e a modicidade das tarifas. Os reajustes e as revisões são mecanismos de atualização tarifária, ambos previstos no contrato de concessão. A Concessionária também pode solicitar uma revisão extraordinária sempre que algum evento provoque significativo desequilíbrio econômico-financeiro da concessão.

A ANEEL através da Resolução Homologatória nº 1.506 de 05 de abril de 2013, aprovou o resultado da terceira revisão tarifária da Companhia em vigor desde 08 de abril de 2013. O impacto tarifário médio percebido pelos consumidores, a partir de 08 de abril de 2013, foi um aumento de 0,95%.

10. Tributos a recuperar

	31/03/2015	31/12/2014
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS (1)	39.565	40.134
Imposto de Renda retido na fonte	2.116	-
Imposto de Renda - IRPJ (2)	10.909	12.987
Contribuição Social Sobre o Lucro - CSSL (2)	2.285	1.963
Contribuição do PIS e COFINS	9.920	11.292
Outros	457	456
	65.252	66.832
Circulante	23.746	23.578
Não circulante	41.506	43.254

(1) O ICMS a compensar apurado na aquisição de bens do ativo intangível será recuperado em até 48 (quarenta e oito) meses. Está incluso nesta rubrica uma carta de crédito no montante de R\$19.924 adquirido junto ao estado de Mato Grosso. Essa carta de crédito foi apresentada como garantia na habilitação para usufruir dos benefícios fiscais instituídos pela Lei 9.165/2009, cuja prestação de contas ocorreu em 07 de novembro de 2014 e aguarda homologação da SEFAZ-MT. Após a homologação, os créditos serão compensados com ICMS corrente;

- (2) Saldos negativos de imposto de renda e contribuição social apurados no ano calendário de 2014 e anos-calendários anteriores, decorrentes de estimativas pagas à maior e parceladas, que serão utilizados para compensação de tributos administrados pela Receita Federal do Brasil - RFB após a homologação do parcelamento extraordinário.

11. Ativos e passivos regulatórios

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 25 de novembro de 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. 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.

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

Ativos regulatórios	31/03/2015	31/12/2014
Parcela A (1)		
Energia elétrica comprada para revenda	149.005	131.846
Transporte de Energia Elétrica Rede Básica	44.684	37.668
Programa Incentivo Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	5.830	3.681
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	15.472	1.253
Conta Consumo de Combustível - CCC	3.915	1.078
Transporte de Energia Elétrica - Itaipu Binacional	635	233
Componentes financeiros		
Sobrecontratação de energia - energia excedente (2)	-	13.434
Itens financeiros	-	361
Outros	2.451	823
	221.992	190.377
Circulante	219.541	38.409
Não circulante	2.451	151.968
Passivos regulatórios	31/03/2015	31/12/2014
Parcela A		
Conta ACR - Energia elétrica comprada para revenda	50.987	-
Encargo de serviços de sistema - ESS (3)	82.253	78.247
Componentes financeiros		
Conta ACR - Sobrecontratação (4)	80.140	48.943
Sobrecontratação de energia - energia excedente (2)	-	20.170
Neutralidade (5)	1.594	14.704
Outros	12.988	2.664
Total	227.962	164.728
Circulante	227.962	11.684
Não circulante	-	153.044
Saldo líquido dos ativos e passivos regulatórios	(5.970)	25.649

Efeito na demonstração do resultado	31/03/2015	31/12/2014
Receita operacional	(33.144)	26.662
Outras receitas financeiras	1.525	(1.013)
Total - resultado	(31.619)	25.649

- (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) Repasse 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 103% 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 3% do requisito de carga;
- (3) Encargo de Serviço do Sistema - ESS: representa um encargo destinado a cobertura dos custos dos serviços do sistema, que inclui os serviços ancilares, prestados pelos usuários do Sistema Interligado Nacional - SIN;
- (4) Sobrecontratação: a legislação que rege são os Decretos nº 5.163 de 30/07/2004 alterado pelo Decreto nº 7.945 de 07 de março de 2013, que determinou que no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar 105% do montante total de energia elétrica contratada em relação a carga anual de fornecimento. As distribuidoras são obrigadas a garantir 100% do seu mercado de energia por meio de contratos homologados pela ANEEL;
- (5) Neutralidade: refere-se à neutralidade dos encargos setoriais na tarifa, apurando as diferenças mensais entre os valores faturados e os valores inseridos nas tarifas.

12. Outros créditos

	31/03/2015	31/12/2014
Eletrobrás Subvenção Baixa Renda (1)	8.033	6.543
Eletrobrás Subvenção CDE - Desconto Tarifário (2)	114.975	90.092
Banco Daycoval (3)	102.985	102.985
(-) Provisão para perdas (3)	(102.985)	(102.985)
Outros créditos a Receber - CELPA - em "Recuperação Judicial" (4)	21.547	21.547
(-) Ajuste a Valor presente - CELPA (4)	(8.027)	(8.356)
ICMS - Aquisição de crédito terceiros (5)	11.246	11.246
Aquisição de combustível para conta CCC	18.468	12.663
Ordens de serviço em curso - PEE e P&D	22.375	25.617
Ordens de serviço em curso - Outros	5.685	4.276
Sub-rogação CCC (6)	39.130	42.857
Adiantamentos a fornecedores	6.034	7.025
Créditos a receber de terc-alienação de bens e direitos	7.336	8.099
Bloqueio Judicial	449	658
Outros	256	895
Total	247.507	223.162
Circulante	193.817	169.371
Não circulante	53.690	53.791

- (1) **Subvenção à Baixa Renda - Tarifa Social:** O Governo Federal, por meio da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, determinou a aplicação da tarifa social de baixa renda, o que causou uma redução na receita operacional da Companhia que foi compensada por meio do Decreto Presidencial nº 4.538, de 23 de dezembro de 2002, em que foram definidas as fontes para concessão e subvenção econômica com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da subclasse residencial baixa renda. Conforme disposição da Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010, para o consumo mensal inferior ou igual a 30 kWh o desconto será de 65%, entre 31 kWh e 100 kWh o desconto será de 40% e entre 101 kWh e 220 kWh o desconto será de 10%.

Segue abaixo a movimentação no período/exercício:

	31/03/2015	31/12/2014
Saldo - inicial circulante - 31/12/2014 e 31/12/2013	6.543	5.831
Subvenção Baixa Renda	8.033	37.855
Ressarcimento pela Eletrobrás	(6.543)	(37.143)
(1) Saldo - final - circulante - 31/03/2015 e 31/12/2014	8.033	6.543

- (2) **Subvenção CDE:** A Resolução Homologatória 1.421 da ANEEL, de 24 de janeiro de 2013, entre outras providências homologa valor mensal a ser repassado pela Eletrobrás à Companhia, referente aos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Segue abaixo a movimentação histórica dos descontos concedidos:

	31/03/2015	31/12/2014
Desconto tarifário subvenção Irrigante e Rural	355.396	299.196
Ressarcimento pela Eletrobrás	(240.421)	(209.104)
(2) Saldo - final - circulante - 31/03/2015 e 31/12/2014	114.975	90.092
Total Subvenções Eletrobrás (1) + (2)	123.008	96.635

- (3) Refere-se à transferência de valor efetuado pelo Banco Daycoval S.A. para a conta corrente da acionista Rede Energia S.A. - “em Recuperação Judicial”, em 28 de fevereiro de 2012, para quitação de dívidas vencidas desta acionista por antecipação, conforme justificativa da Instituição Financeira. A Administração da Companhia considera essa transferência indevida e ajuizou medida judicial para a recuperação desse valor, que, atualmente, tramita perante o Juízo da Segunda Vara Especializada em Direito Bancário de Cuiabá (Proc. 24768-64.2012.811.0041 - Numeração antiga 1.461/2012 - Código 771688). A ação foi julgada improcedente em 13 de dezembro de 2013, contra o que a Companhia apresentou recurso de apelação, em 04 de fevereiro de 2014. Os autos foram distribuídos ao Desembargador Relator, com o qual se encontram desde 04 de junho de 2014. A Companhia, por meio de seus assessores jurídicos, está acompanhando o andamento do processo.

- (4) Crédito a receber da Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA - em “Recuperação Judicial”, oriundo de transações entre partes relacionadas. Os créditos intra-grupo foram parcialmente assumidos pela Rede Power do Brasil S.A., até onde se compensavam, que quitou perante às Partes Relacionadas a parcela do crédito assumido. Do saldo total de R\$68.813 que a Companhia tem direito, cerca de 69% (R\$47.266) foram assumidas pela Rede Power do Brasil S.A. e o restante será pago em parcelas semestrais a partir do último dia do mês de setembro de 2019, com conclusão em setembro de 2034. A Companhia mantém ajuste a valor presente a receber no valor de R\$8.027.

- (5) Créditos de ICMS adquiridos de gerador de energia elétrica, titular de Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH's), localizadas no Estado de Mato Grosso. Referidos créditos foram habilitados e registrados pela Companhia no sítio da Secretaria de Fazenda do Estado de Mato Grosso, por meio de Pedido de Habilitação de Crédito, conforme procedimento disposto pela Secretaria. Posteriormente à habilitação e registro dos créditos, o Fisco Estadual notificou o gerador, e solidariamente a Companhia, questionando a validade do procedimento de habilitação dos créditos. Diante da notificação, a Companhia suspendeu o aproveitamento dos créditos até julgamento final dos recursos interpostos pelo gerador. O Ativo está vinculado a uma obrigação com o gerador que será exigida após a efetiva compensação dos créditos, desde que possível.

- (6) Sub-rogação CCC: Em conformidade com as disposições da Resolução ANEEL nº 784, de 24 de dezembro de 2002, e Resolução Autorizativa - ANEEL nº 81, de 09 de março de 2004, a Companhia foi enquadrada na sub-rogação do direito de uso da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC, devido à implantação de projetos elétricos que proporcionaram a redução do dispêndio da CCC, que contribui para a modicidade das tarifas aos consumidores finais. Para fins de cálculo do benefício, foram aprovados os seguintes projetos com saldos a receber em aberto:

- Sistema de Transmissão Juruena, com projeto e subsídio aprovado no montante de R\$40.310, acrescido de ajuste de R\$3.549, por meio da Resolução Autorizativa nº 1.371 de 20 de maio de 2008. Foi recebido em 2011 o montante de R\$6.558, R\$ 10.649 em 2012, R\$6.765 em 2013, R\$8.069 em 2014 e R\$3.234 no primeiro trimestre de 2015, totalizando R\$35.275;

- Sistema de Transmissão Sapezal / Comodoro, energizado em 31 de outubro de 2013, com projeto e subsídio aprovado no montante de R\$32.254, por meio da Resolução Autorizativa nº 1.877 de 07 de abril de 2009. Foi recebido R\$1.215 em 2014 e R\$493 no primeiro trimestre de 2015, totalizando R\$1.708.

O Despacho ANEEL nº 4.722, de 18 de dezembro de 2009, para aplicação nas publicações do exercício de 2009, trata nos itens 53 e 54, a respeito da contabilização do subsídio recebido pela concessionária, oriundo do fundo da CCC em virtude de obras que visam à desativação de usinas térmicas e consequente redução de óleo diesel no processo de geração de energia em nosso país.

O mencionado despacho determina que todos os valores já recebidos ou aprovados sejam registrados no grupo de contas “223 - Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica”. Dentro desse grupo é feita a segregação dos valores já efetivamente recebidos e dos valores pendentes de recebimento que já foram aprovados pelo órgão regulador.

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

Obra	Status	Valor aplicado	Valor sub-rogado	Recebido	A receber	
					31/03/2015	31/12/2014
Sistema de Transmissão Juruena	em serviço	52.135	43.859	35.275	8.584	11.818
Sistema de Transmissão Sapezal / Comodoro	em serviço	45.166	32.254	1.708	30.546	31.039
Total		97.301	76.113	36.983	39.130	42.857
Circulante (Principal)					9.279	12.386
Circulante (Variação IGP-M)					926	1.118
Total do Circulante					10.205	13.504
Não Circulante (Principal)					26.301	26.922
Não Circulante (Variação IGP-M)					2.624	2.431
Total do Não circulante					28.925	29.353

13. Transações com partes relacionadas

A Companhia é controlada pela REDE ENERGIA S/A, (57,7% do capital total), que por sua vez detém o controle acionário da Energisa Mato Grosso do Sul, Energisa Tocantins, 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), Rede Eletricidade e Serviços S/A (REDESERV), Rede Power do Brasil S/A (REDE POWER), 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.

A Rede Energia é controlada pela Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S/A (EEVP) (68,27%) do capital total, que por sua vez é controlada pela Denerge (99,99%). A partir 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 (89,57%), que por sua vez também controla a JQMJ (99,95%).

Transações efetuadas durante o período pela Companhia:

Relacionamento	Período findo em:	
	31/03/2015	31/03/2014
Transações de mútuos:		
Receitas financeiras	-	3.960
Receita de uso da rede elétrica (1):		
Energisa Mato Grosso do Sul S.A.	Grupo Econômico	307
		405

Custo na compra de energia elétrica (1):			
Tangará Energia S.A.	Grupo Econômico	(23.768)	(15.918)
Custo na prestação de serviços:			
Energisa Soluções S.A.	Grupo Econômico	560	-

Conforme disposto no artigo 2º da resolução autorizativa da Aneel n.º 4.463/2013, a Energisa tinha que comprovar, em até 60 (sessenta) dias após a transferência do controle societário, o aporte dos recursos previstos no plano aprovado para recuperação e correção das falhas e transgressões que ensejaram a intervenção. O aporte incluiu a quitação dos mútuos entre todas as empresas do Grupo Rede Energia.

Em 11 de junho de 2014, a Energisa efetuou os referidos aportes para a quitação dos mútuos.

Relacionamento		31/03/2015	31/12/2014
SALDOS ATIVOS			
Circulante			
Consumidores e concessionárias:			
Energisa Mato Grosso do Sul S.A.	Grupo Econômico	35	36
Total		35	36

Relacionamento		31/03/2015	31/12/2014
SALDOS PASSIVOS			
Circulante			
Fornecedores (1):			
Energisa Soluções S.A.	Grupo Econômico	560	358
Tangará Energia S.A.	Grupo Econômico	8.227	9.468
Total		8.787	9.826

(1) Contratos relacionados ao setor elétrico

No curso normal dos negócios, a Companhia compra e vende energia nos termos de CCVE - Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica e CCEAR - Contratos de Comercialização no Ambiente Regulado, CCD - Contratos de Conexão ao Sistema de Distribuição e CUSD- Contratos de Uso do Sistema de Distribuição.

Remuneração dos Administradores

No 1º trimestre de 2015, a remuneração dos membros do Conselho de Administração foi de R\$50 e da Diretoria foi de R\$650 (R\$466 em 31 de março de 2014). Além da remuneração, a Companhia é patrocinadora dos benefícios da previdência privada, seguro saúde e seguro de vida para seus diretores, sendo a despesa no montante de R\$21 (R\$24 em 31 de março de 2014).

No 1º trimestre de 2015, a maior e a menor remuneração atribuídas a dirigentes foram de R\$41 e R\$2, respectivamente. A remuneração média no 1º trimestre de 2015 foi de R\$9.

Até a data de 14 de abril de 2014 essa rubrica era constituída pela remuneração do Interventor, conforme valor definido na Resolução ANEEL nº 3.647/2012, dos diretores por ele nomeados e do Conselho Fiscal.

Na AGE de 29 de abril de 2015, foi aprovado o limite global da remuneração anual dos administradores para o exercício de 2015 no montante de R\$6.928 (R\$6.928 para o exercício de 2014).

14. Créditos tributários e despesa de imposto de renda e contribuição social corrente

Composição das despesas com impostos

O imposto de renda e a contribuição social correntes são calculados com base nas alíquotas vigentes nas datas dos balanços. Os impostos e contribuições sociais diferidos relativos às diferenças temporárias, prejuízos fiscais e base negativa da contribuição social são registrados em contas patrimoniais. Demonstramos a seguir a composição da base de cálculo e dos saldos desses impostos:

	31/03/2015		31/03/2014	
	Imposto de Renda	Contribuição Social	Imposto de Renda	Contribuição Social
Composição da receita (despesa) com impostos:				
Impostos correntes	12.331	3.344	-	-
Impostos diferidos - variação líquida	(14.453)	(3.770)	(650)	(919)
	(2.122)	(426)	(650)	(919)

A natureza dos créditos diferidos são como segue:

	31/03/2015		31/12/2014	
	base de cálculo	IRPJ + CSSL	base de cálculo	IRPJ + CSSL
Ativo				
Base negativa da CSSL	153.347	13.801	169.269	15.234
Provisões para riscos	222.302	75.583	208.975	71.051
Provisão para crédito de liquidação duvidosa - PCLD	389.828	132.542	386.587	131.439
Outras provisões (PEE; P&D; honorários e outras)	117.621	39.991	105.330	35.812
Outras adições (exclusões) temporárias	51.404	17.477	47.003	15.981
IRPJ e CSSL sobre a parcela do VNR do contas a receber da concessão e atualizações	(100.344)	(34.117)	(118.394)	(40.254)
Encargos sobre reserva de reavaliação	(221.418)	(75.282)	(227.915)	(77.491)
Totais - ativo não circulante	612.740	169.995	570.855	151.772

Reconciliação do imposto de renda e contribuição social sobre o lucro

Reconciliação para taxa efetiva	31/03/2015		31/03/2014	
	Imposto de Renda	Contribuição Social	Imposto de Renda	Contribuição Social
Prejuízo antes do imposto de renda e contribuição social	(4.823)	(4.823)	(34.182)	(34.182)
Adições (exclusões) permanentes				
Despesas indedutíveis	203	85	54	54
Multas indedutíveis	-	-	46	-
Ajustes RTT - Lei 11.638/07	-	-	(18.193)	(18.193)
Outras	-	-	2.431	2.431
Subtotal	203	85	(15.662)	(15.708)
Base de cálculo dos impostos	(4.620)	(4.738)	(49.844)	(49.890)
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
Saldo apurado	1.155	426	12.461	4.490
Créditos sobre incentivos fiscais (PAT/doações dedutíveis)	967	-	-	-

Créditos Não Constituídos - IN CVM 371/2002	-	-	(13.111)	(5.409)
Receita (despesa) com impostos	2.122	426	(650)	(919)
Taxa efetiva	44,00%	8,83%	-1,24%	-1,75%

A Companhia possui redução do imposto de renda e adicionais. Em dezembro de 2014 obteve aprovação do Ministério da Integração Nacional do seu pedido de benefício fiscal de 75% para o período de 01 de janeiro de 2014 a 31 de dezembro de 2023 e o deferimento de seu pedido junto a Receita Federal - Despacho Decisório nº 325/2015 - DRF/CBA de 02 de fevereiro de 2015 e consiste na redução de até 75% do Imposto de Renda calculado sobre o lucro de exploração.

No período findo em 31 de março de 2015 foram apurados R\$647 de redução de imposto de renda em face da Companhia ter apurado lucro na exploração.

Realização do imposto de renda e da contribuição social diferidos

Baseada no estudo técnico das projeções de resultados tributáveis computados de acordo com a Instrução CVM nº 371/2002, a Companhia estima recuperar o crédito tributário até o ano de 2024 conforme demonstrado abaixo:

Período	Realização dos Créditos (*)
2015	19.963
2016	28.321
2017	26.447
2018	22.089
2019	22.089
2020	22.089
2021 a 2024	104.279
Total	245.277

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

15. 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.

Em abril de 2013, a Companhia concluiu o 3º Ciclo de revisão tarifária periódica (3CRTP), e o valor estimado de indenização foi ajustado com base no laudo utilizado para determinação da base de remuneração regulatória até 2018.

Esse direito está classificado como disponíveis para venda no grupo de ativo não circulante. Em 31 de março de 2015, o saldo dessa rubrica monta:

Movimentação	31/03/2015	31/12/2014
Ativo financeiro custo corrigido - 31/12/2014 e 31/12/2013	878.868	737.080
Adições no período/exercício (*)	22.340	123.628
Baixas no período/exercício	(1.056)	(6.198)
Subtotal	900.152	854.510
Atualização contas a receber da concessão - VNR	13.570	24.358
Ativo financeiro custo corrigido -31/03/2015 e 31/12/2014	913.722	878.868

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

16. Investimentos

A Companhia mantém ativos não inclusos na base de remuneração tarifária, destinados à locação conforme abaixo:

Movimentação	31/03/2015	31/12/2014
Investimentos	3.100	3.100
Depreciação acumulada	(254)	(250)
Investimentos - 31/03/2015 e 31/12/2014	2.846	2.850
Edificações, obras civis e benfeitorias	1.325	1.327
Terrenos	1.384	1.384
Outros investimentos	137	139
	2.846	2.850

17. Imobilizado e Intangível

	31/03/2015	31/12/2014
Imobilizado	12.408	13.780
Intangível - contrato de concessão	1.659.603	1.650.965
Total	1.672.011	1.664.745

Imobilizado e Intangível - contrato de concessão

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

A mutação dos bens da concessão, é como segue:

	Saldo 31/12/2014	Adições(*)	Baixas (**)	Amortização	Transferências	Saldo 31/03/2015
Custo:						
Em serviço:						
Geração	9.042	-	(181)	-	-	8.861
Distribuição	3.318.679	-	(14.251)	-	32.191	3.336.619
Comercialização	5.079	-	-	-	(3.680)	1.399
Administração	84.033	-	(876)	-	6.397	89.554
Subtotal em serviço	3.416.833	-	(15.308)	-	34.908	3.436.433
(-) Amortização						
Geração	(5.231)	-	145	(100)	-	(5.186)
Distribuição	(1.381.349)	-	8.105	(40.993)	(2.678)	(1.416.915)
Comercialização	(3.903)	-	(1)	(42)	2.678	(1.268)
Administração	(49.852)	-	601	(1.940)	-	(51.191)

Subtotal amortização	(1.440.335)	-	8.850	(43.075)	-	(1.474.560)
Em Curso:						
Geração	394	112	-	-	-	506
Distribuição	423.395	72.927	(22.595)	-	(28.511)	445.216
Comercialização	-	48	-	-	-	48
Administração	4.844	7.234	(330)	-	(6.397)	5.351
Subtotal em curso	428.633	80.321	(22.925)	-	(34.908)	451.121
Total do intangível	2.405.131	80.321	(29.383)	(43.075)	-	2.412.994
(-) Obrigações vinc. à concessão						
Em Serviço	(866.335)	(7.350)	-	-	(3.834)	(877.519)
Amortização	227.417	-	-	11.940	-	239.357
Em curso	(115.248)	(4.399)	585	-	3.834	(115.228)
Sutotal Obrigações Especiais	(754.166)	(11.749)	585	11.940	-	(753.390)
(+) Imobilizado						
Em Serviço	38.658	-	-	-	-	38.658
Amortização	(24.878)	-	-	(1.373)	-	(26.251)
Sutotal Obrigações Especiais	13.780	-	-	(1.373)	-	12.407
Total Geral	1.664.745	68.572	(28.798)	(32.508)	-	1.672.011

(*)As adições totalizaram no exercício R\$ 68.572, sendo R\$81.543 referente a adições de obras em curso, R\$(1.222) referente a movimentação de material em estoque, R\$(7.350) referente a violação de metas nas obrigações especiais em serviço e R\$ (4.399) referente a adições em curso, de obrigações especiais.

(**) As baixas totalizaram no período R\$28.798, sendo transferido R\$22.340 transferido para o ativo financeiro (bifurcação) e R\$ 6.458 referente às baixas operacionais realizados no período.

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 destinada à alienação. Determina, também, que o produto da alienação seja depositado em conta bancária específica e os recursos reinvestidos na infraestrutura da própria concessão.

A amortização está sendo efetuada pelo prazo da concessão com base nos benefícios econômicos gerados anualmente. A taxa média ponderada de amortização utilizada foi de 3,95% (3,95% em 31 de dezembro de 2014).

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:	31/03/2015	31/12/2014
Contribuições do consumidor	216.723	219.857
Participação da União - recursos CDE	19.654	19.554
Participação do Governo do Estado	8.825	8.643
Participação dos Municípios	4.462	4.461
Doações e subv. destinadas a invest. do serv. concedido	486.935	481.063

Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	443	441
Universalização do serviço público de energia elétrica	423.377	420.893
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	39.475	36.091
Outros	95.731	87.672
(-) Amortização acumulada	(239.357)	(227.417)
Total	1.056.268	1.051.258
Alocação:		
Contas a receber da concessão	302.878	297.092
Infraestrutura - Intangível em serviço	638.162	638.918
Infraestrutura - Intangível em curso	75.753	79.157
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	39.475	36.091
Total	1.056.268	1.051.258

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.

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

A Companhia passou a amortizar as obrigações especiais em abril de 2008. A partir da segunda revisão tarifária periódica, as obrigações vinculadas a concessão (obrigações especiais) passaram a ser amortizadas pela taxa média de depreciação do ativo imobilizado da respectiva atividade em que tiverem sido aplicados os recursos das obrigações especiais.

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 08 de abril de 2013 e, a partir dessa data, o faturamento das ultrapassagens de demanda passou a ser contabilizado na rubrica Obrigações especiais.

Em 31 de março de 2015, o montante contabilizado naquela rubrica é de R\$39.475 (R\$36.091 em 31 de dezembro de 2014).

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.

Reavaliação Espontânea

A Companhia procedeu em 2005 a uma nova avaliação dos bens reavaliados em 2001, como forma de dar continuidade à prática contábil estabelecida para os bens do imobilizado.

A reavaliação abrangeu as usinas hidrelétricas, usinas térmicas, linhas e redes de transmissão, linhas e redes de distribuição, subestações e equipamentos em geral.

A Assembleia Geral Extraordinária realizada em 29 de julho de 2005 aprovou a nomeação de empresas especializadas e o respectivo Laudo de Avaliação apresentado pelas empresas, no qual constam os novos valores dos bens do imobilizado na data-base de 31 de maio de 2005, conforme detalhado a seguir:

	Laudo de avaliação	Valor residual	Incremento (redução)
Geração	183.051	112.947	70.104
Transmissão	1.795	2.677	(882)
Distribuição	1.208.244	815.424	392.820

Administração	43.444	37.265	6.179
Total	1.436.534	968.313	468.221
Impostos diferidos			(156.358)
Reavaliação anterior			150.728
Provisão de impostos sobre reserva de reavaliação de bens não depreciables			(3.494)
Realização da reserva de reavaliação líquida de impostos diferidos (depreciação/baixas/reversão)			(312.961)
Reserva de reavaliação própria registrada no patrimônio líquido em 31/03/2015			146.136

O efeito da realização da reavaliação no resultado no período findo em 31 de março de 2015, oriundo das amortizações, baixas e alienações, foi de R\$4.291 (R\$4.114 em 31 de março de 2014), líquido dos efeitos tributários.

Teste de recuperabilidade econômica

Por ocasião do encerramento das demonstrações financeiras referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2014, a Companhia procedeu ao teste de recuperabilidade econômica dos ativos intangível e financeiro dos contratos de concessão de acordo com o CPC 01 - R1 (Redução ao valor recuperável de ativos). O ativo intangível foi testado com base no seu valor em uso, utilizando o modelo de fluxo de caixa para o período de vigência da concessão. O ativo financeiro, resultante da adoção do OCPC 05 - Contratos de Concessão, teve como principal parâmetro a base de remuneração da última revisão tarifária ajustada. Durante o período findo em 31 de março de 2015, não ocorreu nenhum evento relevante que requeresse a revisão do referido teste. Para as projeções do modelo de fluxo de caixa, utilizou-se as seguintes principais premissas:

- Relação histórica entre o crescimento da energia vendida (MWh) e o da economia, dado pelo PIB;
- Para o cenário econômico futuro e variáveis macroeconômicas, utilizou-se estudos desenvolvidos por meio de modelos econométricos e outros dados de mercado disponíveis;
- Os fluxos de caixa foram trazidos a valor presente por meio de uma taxa média, representativa do custo médio ponderado de capital.

Os valores apurados no teste acima citado, mostraram-se suficientes para a cobertura dos ativos intangível e financeiro.

18. Fornecedores

	31/03/2015	31/12/2014
Suprimento:		
Contratos Bilaterais (1)	528.562	477.458
Uso da rede básica (1)	-	3.436
Energia livre	7.860	7.860
Combustível (2)	830	665
Materiais e serviços e outros (3)	48.869	49.739
Total	586.121	539.158
Circulante	234.981	188.018
Não Circulante	351.140	351.140

(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. Do montante, R\$351.330 (R\$351.140 em 31 de dezembro de 2014) representa parcelamento dos débitos com Eletrobrás referente ao repasse Itaipu, consolidado em agosto de 2014 em 60 parcelas, sendo nas 24 primeiras amortizado apenas os juros remuneratórios incidentes sobre o principal e nas 36 parcelas finais será amortizado o principal.

Movimentação ELB repasse Itaipú	31/03/2015
Parcelamento	351.140
Juros	11.409
Amortização	(11.219)
Total	351.330
Circulante	190
Não Circulante	351.140

- (2) Refere-se à aquisição de combustível da CCC - Conta de Consumo de Combustível, para as Usinas Térmicas da Guariba, Paranorte e Rondolândia.
- (3) 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.

19. Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

Operações	Encargos da dívida	Principal		Total	
		Circulante	Não Circulante	31/03/2015	31/12/2014
ELETROBRAS - 4º Tranche - ECF 235/2008	-	6.609	29.191	35.800	37.453
ELETROBRAS - IRD - ECF 991/96	2	49	316	367	380
ELETROBRAS - 1º Tranche - ECFS 029/2004	-	3.796	1.265	5.061	6.011
ELETROBRAS - 2º Tranche - ECF 139/2006	-	7.634	15.269	22.903	24.811
ELETROBRAS - 3º Tranche - ECF 189/2007	-	5.373	19.252	24.625	25.968
ELETROBRAS - 2º Tranche - ECF 2600/2006	-	10.297	30.032	40.329	42.903
ELETROBRAS - 5º Tranche - ECF 0276/2009	-	9.182	54.328	63.510	65.806
ELETROBRAS - ECF 3162/2014	-	-	144.187	144.187	144.187
FIBRA/BTG	45	4.942	-	4.987	7.971
FIDC	2.638	-	351.415	354.053	353.871
JP MORGAN	53	14.857	17.333	32.243	35.960
SAFRA	-	80	7	87	107
SANTANDER	308	-	32.000	32.308	32.270
Total em moeda nacional	3.046	62.819	694.595	760.460	777.698
MERRILL LYNCH - OP. 22239	32	11.665	13.610	25.307	23.371
Total em moeda Estrangeira	32	11.665	13.610	25.307	23.371
Total geral da dívida	3.078	74.484	708.205	785.767	801.069

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

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

Os contratos de empréstimos possuem cláusulas restritivas que em geral, requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis. O descumprimento desses níveis pode implicar em vencimento antecipado das dívidas. Em 31 de março de 2015, as exigências contratuais não foram cumpridas para o contrato CCB Fibra/BTG.

Condições contratuais dos empréstimos e financiamentos em 31 de março de 2015:

Operação	Vencimento	Características da Operação			Custo da Dívida		
		Periodicidade Amortização	Garantias Reais	Prazo Médio meses	Indexador	Taxa de Juros a.a.	TIR (Taxa efetiva de juros)
ELETROBRAS - 4º Tranche - ECF 235/2008	30/08/2020	MENSAL	Recebíveis	145	PRÉ	6,00%	1,50%
ELETROBRAS - IRD - ECF 991/96	15/08/2022	TRIMESTRAL	Livre de Garantias	313	PRÉ	8,00%	2,00%
ELETROBRAS - 1º Tranche - ECFS 029/2004	30/07/2016	MENSAL	Recebíveis	146	PRÉ	6,00%	1,50%
ELETROBRAS - 2º Tranche - ECF 139/2006	30/03/2018	MENSAL	Recebíveis	144	PRÉ	6,00%	1,50%
ELETROBRAS - 3º Tranche - ECF 189/2007	30/10/2019	MENSAL	Recebíveis	145	PRÉ	6,00%	1,50%
ELETROBRAS - 2º Tranche - ECF 2600/2006	28/02/2019	MENSAL	Recebíveis	146	PRÉ	7,00%	1,75%
ELETROBRAS - 5º Tranche - ECF 0276/2009	28/02/2022	MENSAL	Recebíveis	143	PRÉ	6,00%	1,50%
ELETROBRAS - RENEG. ECF 3162/2014	29/11/2019	MENSAL	Recebíveis	60	SELIC	0,00%	2,87%
FIBRA/BTG	11/08/2015	MENSAL	Cessão Subrogação CCC Proj Comodoro+Aval	60	CDI	4,43%	3,92%
FIDC	01/11/2034	MENSAL	Recebíveis	240	TR	7,00%	1,98%
JP MORGAN	26/05/2017	MENSAL	Recebíveis	53	CDI	2,00%	3,31%
SAFRA	15/04/2016	MENSAL	Livre de Garantias	59	URTJLP	3,90 a 6,50%	6,48 a 7,13%
SANTANDER	06/06/2019	MENSAL	Recebíveis + Aval	60	CDI	2,28%	3,38%
MERRILL LYNCH - OP. 22239	04/05/2017	MENSAL	Fiança	32	LIBOR	1,50%	0,64%

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

Moeda/indicadores	31/03/2015	31/12/2014
US\$ x R\$	20,77%	13,39%
TJLP	5,50%	5,00%
SELIC	2,87%	10,90%
CDI	2,81%	10,81%
TR	0,23%	0,86%
LIBOR	0,26%	0,16%

Em 31 de março de 2015, os empréstimos de longo prazo têm seus vencimentos assim programados:

	31/03/2015
2016	63.715
2017	108.020
2018	91.244
2019	69.377
2020	13.637
Após 2020	362.212
Total	708.205

Seguem as movimentações ocorridas no período/exercício:

Descrição	31/03/2015	31/12/2014
Saldo em 31/12/2014 e 31/12/2013	801.069	957.988
Novos empréstimos e financiamentos obtidos	-	378.246
Encargos de dívidas - juros, variação monetária e cambial	21.234	79.703
Pagamento de principal	(19.923)	(535.957)
Pagamento de juros	(16.613)	(78.911)
Saldo em 31/03/2015 e 31/12/2014	785.767	801.069
Circulante	77.562	78.321
Não circulante	708.205	722.748

20. Debêntures (não conversíveis em ações)

Principais características das debêntures:

Descrição	2ª Emissão	5ª Emissão
Tipo de emissão	Pública	Pública
Data de emissão	15/04/2010	15/05/2014
Data de vencimento	15/05/2017	17/05/2021
Garantia	Flutuante	Flutuante
Rendimentos	1ª Serie CDI + 2,75% a.a - 2ª a 13ª Séries IPCA + 9,15%	CDI + 2,28%
TIR (taxa efetiva de juros)	1ª Serie 13,6% a.a - 2ª a 13ª Séries 15,7%	13,08%
Quantidade de títulos	250	45000
Valor na data de emissão	1.000.000	10.000
Títulos em circulação	250	45000
Carência de Juros	6 meses	6 meses
Data de repactuação	01/08/2012	-
Amortizações/parcelas	Mensal	Mensal após a carência
	250.000.000	450.000.000

	2ª Emissão	5ª Emissão	Total
Saldos em 31/03/2015 (1)	36.262	469.261	505.523
Circulante	36.262	21.722	57.984
Não circulante	-	447.539	447.539
Saldos em 31/12/2014 (1)	40.430	453.622	494.052
Circulante	40.430	6.315	46.745
Não circulante	-	447.307	447.307

(1) Inclui R\$3.411 (R\$3.647 em 31 de dezembro de 2014) 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. O descumprimento desses níveis pode implicar em vencimento antecipado das dívidas. Em 31 de março de 2015, as exigências contratuais não foram cumpridas para a 2ª emissão.

Em 31 de março de 2015 as debêntures classificadas no não circulante têm seus vencimentos assim programados:

	31/03/2015
2016	51.929
2017	89.466
2018	89.647
2019	89.825
2020	90.012
após 2020	36.660
Total	447.539

Seguem as movimentações ocorridas nos períodos findos em 31 de março de 2015 e 31 de dezembro de 2014:

Descrição	31/03/2015	31/12/2014
Saldos em 31/12/2014 e 31/12/2013	494.052	287.777
Novas emissões de debêntures- 5ª emissão	-	450.000
Encargos de dívidas - juros, variação monetária e cambial	16.951	67.524
Pagamento de principal	(4.158)	(257.072)
Pagamento de juros	(1.322)	(54.177)
Saldos em 31/03/2015 e 31/12/2014	505.523	494.052
Circulante	57.984	46.745
Não circulante	447.539	447.307

21. Financiamento por arrendamento mercantil

Operações	Total	
	31/03/2015	31/12/2014
HP - 04365ER14V6	11	27
Total em moeda nacional	11	27
CESSNA FINANCE (1)	42.145	35.898
Total em moeda Estrangeira	42.145	35.898
Total	42.156	35.925
Circulante	5.064	4.142
Não Circulante	37.092	31.783

(1) Contratos com incidência de Caução no montante de R\$9.838 em 31 de março de 2015 (R\$8.141 em 31 de dezembro de 2014), contabilizado na rubrica Cauções e Depósitos Vinculados.

A Companhia possui arrendamento mercantil no montante de R\$42.156 (R\$35.925 em 31 de dezembro de 2014) referente a veículos, equipamentos e aeronave, líquido de depreciação, registrados no ativo imobilizado, adquiridos através de contrato de arrendamento mercantil com cláusulas de opção de compra, com prazo de duração e taxas de juros conforme abaixo:

Condições contratuais do arrendamento mercantil em 31 de março de 2015:

Operação	Vencimento	Características da Operação			Custo da Dívida		
		Periodicidade Amortização	Garantias Reais	Prazo Médio meses	Indexador	Taxa de Juros a.a.	TIR (Taxa efetiva de juros)
HP - 04365ER14V6	28/05/2015	MENSAL	Aval	37	CDI	0,00%	2,81%
CESSNA FINANCE	29/09/2020	TRIMESTRAL	Depósito Caução	120	PRÉ	6,75%	1,69%

Durante o período findo em 31 de março de 2015, a Companhia em atendimento ao CPC-06 (R1) (Operação de Arrendamento Mercantil), reconheceu os montantes de R\$1.363 (R\$5.452 em 31 de dezembro de 2014), como despesa de depreciação e de R\$667 (R\$2.307 em 31 de dezembro de 2014) como despesa financeira referente aos encargos dos contratos.

A liquidação dos contratos no montante de R\$42.156, será finalizada em 29 de setembro de 2020. Os montantes em moeda nacional montam em R\$11 (R\$27 em 31 de dezembro de 2014) e em moeda estrangeira R\$42.145 (R\$35.898 em 31 de dezembro de 2014).

Em 31 de março de 2015 os contratos têm seus vencimentos assim programados:

	31/03/2015
2015	3.771
2016	5.305
2017	5.673
2018	6.065
2019	6.485
2020	14.857
Total	42.156
Circulante	5.064
Não Circulante	37.092

Seguem as movimentações ocorridas nos períodos findos em 31 de março de 2015 e 31 de dezembro de 2014:

Descrição	31/03/2015	31/12/2014
Saldo em 31/12/2014 e 31/12/2013	35.925	35.149
Encargos de dívidas - juros, variação monetária e cambial	8.199	6.696
Pagamento de principal	(1.232)	(3.573)
Pagamento de juros	(736)	(2.347)
Saldo em 31/03/2015 e 31/12/2014	42.156	35.925
Circulante	5.064	4.142
Não circulante	37.092	31.783

22. Tributos e Contribuições Sociais

22.1. Impostos e contribuições sociais correntes

	31/03/2015	31/12/2014
ICMS	81.124	63.507
Encargos sociais	3.678	3.702
PIS / COFINS	29.184	10.299
IRPJ/CSLL	11.758	10.531
IRRF	598	696
Outros	1.479	2.144
Total I	127.821	90.879
Circulante	127.821	90.879

22.2. Parcelamentos de impostos

	31/03/2015	31/12/2014
ICMS (1)	5.071	5.681
ICMS (2)	-	218
Total II	5.071	5.899
Circulante	2.341	3.534
Não circulante	2.730	2.365
Total Geral - Circulante	130.162	94.413
Total Geral - Não Circulante	2.730	2.365

- (1) Em setembro de 2013, a Companhia consolidou junto a Secretaria de Fazenda - SEFAZ, parcelamento de ICMS sobre a demanda contratada de energia elétrica, conforme Processo 597481-2013 em 36 parcelas mensais e consecutivas. O valor de cada parcela será atualizada pelo IGPD, sendo a primeira parcela paga em 13 de setembro de 2013 e a última será paga em agosto de 2016.
- (2) Em junho de 2014, a Companhia consolidou parcelamento de ICMS oriundo do Termo de Notificação 705853/630/68/2012, em 10 parcelas mensais e consecutivas, sendo a primeira parcela paga em 16 de junho de 2014 e a última foi paga em março de 2015.

Segue a movimentação destes parcelamentos:

ICMS	
Saldo inicial em 31/12/2014	5.899
Juros	229
Amortização	(1.057)
Saldo em 31/03/2015	5.071

23. Provisões para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais

A Administração da Companhia, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos, constituiu provisão para riscos de natureza trabalhistas, cíveis e fiscais, como segue:

	Saldo inicial 31/12/2014	Provisões constituídas	Reversões de provisões	Atualização	Saldo final 31/03/2015
Trabalhistas	26.112	1.746	(4.084)	482	24.256
Cíveis	144.392	12.829	(20.088)	4.444	141.577
Fiscais	38.476	-	(611)	1.243	39.108
Total	208.980	14.575	(24.783)	6.169	204.941

A Companhia possui depósitos judiciais no ativo não circulante, no montante de R\$1.720 (R\$2.075 em 31 de dezembro de 2014) dos quais R\$81 (R\$2.019 em 31 de dezembro de 2014) não foram constituídas provisões para riscos pelo fato do prognóstico de êxito ser possível ou remoto.

Foram pagos no período R\$3.168 (R\$19.825 em 31 de dezembro de 2014) referentes a condenações e acordos judiciais.

Perdas prováveis:

Trabalhistas

A maioria dessas ações tem por objeto pedido de horas extras e reflexos, equiparação salarial, acidente de trabalho, sobreaviso e reaviso, FGTS e verbas contratuais/legais.

Cíveis

As ações de natureza cíveis se referem, a discussões por danos envolvendo a distribuição de energia elétrica, como corte indevido de fornecimento, inscrição indevida (SPC/Serasa), cancelamento/revisão de fatura de irregularidade de consumo; ressarcimento de danos elétricos, entre outros.

Fiscais

Refere-se a discussões relacionadas a Cofins, PIS, INSS, ISS, ICMS e CSLL. Os processos encontram-se com a exigibilidade de seus créditos suspensa, seja por estarem em trâmite os processos administrativos, seja porque se encontram devidamente garantidas as execuções fiscais em andamento.

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

Perdas possíveis:

A Companhia possui processos de naturezas trabalhistas, cíveis e fiscais em andamento em um montante total de R\$395.112 (R\$447.695 em 31 de dezembro de 2014), cuja probabilidade de êxito foi estimada pelos consultores jurídicos como possível, não requerendo a constituição de provisão.

Seguem comentários dos consultores jurídicos da Companhia referente as ações consideradas com riscos possíveis:

Trabalhistas

As ações judiciais de natureza trabalhistas no montante R\$25.388 (R\$29.054 em 31 de dezembro de 2014) têm como objeto o pleito de horas extras, de adicional de periculosidade, horas de sobreaviso, indenizações por danos decorrentes de acidente de trabalho, bem como a responsabilidade subsidiária da

Companhia em relação às verbas referentes aos contratos de trabalho firmados entre as empresas que lhe prestam serviços e seus empregados.

Cíveis

As ações judiciais de natureza cível, cujo montante é de R\$120.522 (R\$141.927 em 31 de dezembro de 2014), têm majoritariamente os seguintes objetos: (i) revisão ou o cancelamento de faturas de energia elétrica em razão da incerteza de seu valor; (ii) indenizações por danos materiais e morais decorrentes da suspensão do fornecimento de energia elétrica por falta de pagamento, por irregularidades nos aparelhos de medição, de variações de tensão elétrica, ou de falta momentânea de energia; e (iii) multas regulatórias originárias de procedimentos de fiscalização do poder concedente que encontram-se em processo de defesa administrativa.

Fiscais

As ações de natureza fiscal e tributária no montante R\$249.202 (R\$276.714 em 31 de dezembro de 2014), referem-se basicamente, aos seguintes objetos: (i) ICMS incidente sobre a demanda de energia; (ii) compensação e aproveitamento de créditos de ICMS; (iii) diferencial de alíquota; e (iv) imposto sobre serviços de qualquer natureza (ISSQN) na figura de substituto tributário dos municípios, entre outros.

24. Obrigações intrassetoriais e Incorporação de Redes

24.1. Taxas Regulamentares

	31/03/2015	31/12/2014
Quota Reserva Global de Reversão - RGR	51.706	51.686
Programa Incentivo Fontes Alternativas Energia - PROINFA	42.706	68.264
Quota - Conta de Consumo de Combustível - CCC	33.724	53.906
Quota - Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	140.044	103.044
Total	268.180	276.900
Circulante	117.461	126.181
Não circulante	150.719	150.719

Em 12 de agosto de 2014 o parcelamento dos débitos em atraso da RGR e CDE foi consolidado em 60 parcelas, sendo nas 24 primeiras, amortização apenas dos juros remuneratórios incidentes sobre o principal e nas 36 parcelas finais, amortização do principal. Os débitos em atraso referente ao Proinfa e CCC foram divididos em 12 parcelas iguais e consecutivas.

Segue a movimentação no período:

Movimentação	31/03/2015
Parcelamento RGR, CDE, CCC e PROINFA	273.747
Juros	6.884
Amortização	(52.507)
Total Parcelamento	228.124
Quota corrente - CDE	40.056
Total Geral	268.180

24.2. Obrigação do Programa de Eficiência Energética

O contrato de concessão da Companhia estabelece a obrigação de aplicar anualmente o montante de 1% da receita operacional líquida, em ações que tenham como objetivo o combate ao desperdício de energia elétrica e o desenvolvimento tecnológico do setor elétrico. Esse montante é destinado aos Programas de

Eficiência Energética (PEE) e Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), a ser recolhido ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e ao Ministério de Minas e Energia (MME). A participação de cada um dos programas está definida pelas Leis nº 10.848, nº 11.465 e nº 12.212, de 15 de março de 2004, 28 de março de 2007 e 20 de janeiro de 2010, respectivamente.

	31/03/2015	31/12/2014
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	725	629
Ministério de Minas e Energia - MME	363	80
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	39.251	37.185
Programa de Eficiência Energética - PEE	76.467	79.857
Total	116.806	117.751
Circulante	56.081	61.911
Não Circulante	60.725	55.840

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

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

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

Total das obrigações intrassetoriais (taxas regulamentares e obrigação do PEE)	31/03/2015	31/12/2014
Circulante	173.542	188.092
Não Circulante	211.444	206.559

24.3. Incorporação de Redes

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

Conforme art. 7º da Resolução Autorizativa nº 4.463/2013, o prazo de que trata o §2º do Art. 8-A da Resolução Normativa nº. 229, de 8 de agosto de 2006, passou a ser 31 de dezembro de 2016.

As incorporações de redes particulares em 31 de março de 2015 montam em R\$284.592 (R\$252.596 em 31 de dezembro de 2014), dos quais R\$ 100.000 estão classificados como circulante (R\$ 100.019 em 31 de dezembro de 2014). O aumento do valor a ser pago ao consumidor ocorreu em função do aumento de 575 novos projetos a incorporar além da atualização dos saldos já constituídos.

25. Outras contas à pagar

	31/03/2015	31/12/2014
Bandeiras tarifárias (1)	23.396	-
Valores e encargos a recuperar tarifa - TUSD	12.201	12.201
Auto de infração	6.945	7.440
Adiantamento de consumidores	2.435	3.135
Encargos tarifários	3.635	3.641
Arrecadação de terceiros a repassar	768	746
Outros credores	7.639	7.661
	57.019	34.824
Circulante	39.855	16.701
Não circulante	17.164	18.123

1. Valor a pagar proveniente da aplicação das bandeiras tarifárias pela distribuidora que será revertido à Conta Bandeiras, considerados os valores realizados dos custos de geração por fonte termelétrica e de exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo, e a cobertura tarifária vigente.

26. Patrimônio líquido

26.1. Capital Social

O capital social, subscrito e integralizado é de R\$1.118.910 (R\$1.118.910 em 31 de dezembro de 2014) e está representado por 58.782 mil ações ordinárias e 111.546 mil ações preferenciais, todas nominativas sem valor nominal.

Independentemente de modificação estatutária, o capital social poderá ser aumentado em até o limite de 6.000.000.000 de ações, sendo até 4.092.176.000 em ações ordinárias e até 1.907.824.000 em ações preferenciais.

26.2. Dividendos e juros sobre capital próprio

Os acionistas têm direito a dividendos mínimos obrigatórios equivalentes a 25% do lucro líquido ajustado. Os dividendos a serem pagos às ações preferenciais terão um acréscimo de 10% (dez por cento) sobre aqueles pagos às ações ordinárias.

Abaixo estão demonstradas as movimentações relativas ao período/exercício findos em 31 de março de 2015 e 31 de dezembro de 2014:

Movimentação	31/03/2015	31/12/2014
Dividendos e JCP:		
Saldo no início do período/exercício - dividendos e JCP	17.169	19.625
Dividendos propostos no exercício	-	17.025
Dividendos/JCP pagos	(14.551)	(19.481)
Saldo dividendos e juros sobre capital próprio (JCP) no final do período/exercício	2.618	17.169

27. Receita operacional

	31/03/2015			31/03/2014		
	Informações não revisadas pelos auditores independentes		R\$	Informações não revisadas pelos auditores independentes		R\$
	Nº de consumidores	MWh		Nº de consumidores	MWh	
Residencial	983.057	619.430	336.667	942.716	554.706	243.160
Industrial	22.653	199.972	146.259	21.521	200.600	116.242
Comercial	94.596	388.247	229.000	91.233	360.303	174.060
Rural	163.219	206.215	122.991	160.514	186.351	70.906
Poder Público:	11.700	77.784	40.509	11.485	69.120	29.904
Federal	859	15.045	8.331	839	12.281	5.864
Estadual	2.729	33.858	14.719	2.713	30.422	10.771
Municipal	8.112	28.881	17.459	7.933	26.417	13.269
Iluminação Pública	814	80.996	19.573	757	72.343	14.654
Serviço Público	1.217	43.672	29.621	1.182	42.773	19.647
Consumo Próprio	287	2.481	-	287	2.493	-
Subtotal	1.277.543	1.618.797	924.620	1.229.695	1.488.689	668.573
Suprimento	-	256.006	104.552	-	115.153	62.786
Fornecimento não faturado (líquido)	-	6.398	49.541	-	23.647	10.571
Disponibilização do sistema de transmissão e de distribuição	-	283.752	37.297	-	294.536	28.555
Receita de Construção (1)	-	-	74.199	-	-	57.643
Outras receitas operacionais	-	-	15.440	-	-	22.852
Total - receita operacional bruta	1.277.543	2.164.953	1.205.649	1.229.695	1.922.025	850.980
Deduções da receita operacional						
ICMS	-	-	212.528	-	-	158.328
PIS	-	-	17.929	-	-	13.188
COFINS	-	-	82.583	-	-	60.741
ISS	-	-	23	-	-	39
Programa de Eficiência Energética - PEE	-	-	3.140	-	-	2.804
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	50.650	-	-	6.358
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D, FNDCT e MME	-	-	3.140	-	-	2.804
Ativos e passivos regulatórios (2)	-	-	33.144	-	-	-
Bandeiras tarifárias	-	-	46.138	-	-	-
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	-	-	3.384	-	-	2.757
Total	-	-	452.659	-	-	247.019
Total - receita operacional líquida	1.277.543	2.164.953	752.990	1.229.695	1.922.025	603.961

- (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, sendo a receita de construção igual a custo de construção;
- (2) Refere-se a montante de ativos e passivos regulatórios reconhecidos no resultado do exercício de 2014 de acordo com a Deliberação CVM nº 732/14 e Comunicado Técnico Ibracon nº 05/2014.

28. Despesas operacionais

Natureza do gasto	Custo do serviço			Despesas operacionais		Total	
	com energia elétrica	de operação	Prestado a terceiros	Com vendas	Gerais e Administrativas	31/03/2015	31/03/2014
Energia elétrica comprada para revenda	456.979	-	-	-	-	456.979	357.965
Encargo de uso - sistema de transmissão e distribuição	28.535	-	-	-	-	28.535	29.298
Pessoal e administradores	-	20.983	-	1.625	14.216	36.824	29.451
Entidade de previdência privada	-	544	-	46	228	818	808
Material	-	9.056	-	35	1.109	10.200	8.611
Serviço de terceiros	-	28.811	-	14.945	7.327	51.083	53.396
Depreciação e amortização	-	25.099	-	-	3.312	28.411	28.386
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	-	2.736	-	2.736	4.333
Provisão para riscos	-	-	-	-	(782)	(782)	19.007
Custo de construção	-	-	74.199	-	-	74.199	57.643
Taxa de fiscalização	-	-	-	-	909	909	1.134
Outros (1)	-	(4.914)	-	6.422	8.440	9.948	8.056
Total	485.514	79.579	74.199	25.809	34.759	699.860	598.088

- (1) Inclui o valor de (R\$ 6.080) referente a reembolso de geração térmica conforme Lei 12.111/2009.

28.1. Energia elétrica comprada para revenda

	31/03/2015		31/03/2014	
	MWh (**)	R\$	MWh (**)	R\$
Energia de Itaipú - Binacional	340.645	55.431	335.992	39.493
Energia de leilão	509.933	206.815	378.544	135.489
Energia bilateral	930.479	189.519	893.788	168.339
Cotas de Angra REN 530/12 (*)	60.727	9.974	60.482	8.866
Energia de curto prazo - CCEE	-	20.370	-	36.044
Cotas Garantia Física-Res.Homol.ANEEL 1410 - Anexo I	218.115	7.215	217.063	7.247
Programa incentivo fontes alternativas energia - PROINFA	37.283	11.308	34.788	11.736
Ressarcimento pela exposição térmica (1)	-	(8.124)	-	(19.630)
(-) Parcela a compensar crédito PIS/COFINS não cumulativo	-	(35.529)	-	(29.619)
Total	2.097.182	456.979	1.920.657	357.965

(*) Contempla valor da REN 1585/2013.

(**) Não revisado pelos auditores independentes.

- (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.

Para os meses de janeiro a março, a Aneel já homologou os valores para a Companhia conforme abaixo:

Meses	Despacho	Valor
Janeiro		-
Fevereiro		-
Março	Despacho nº 773 de 27 de março de 2015	8.124

O Despacho n.º 773 referente ressarcimento da exposição térmica dos meses de novembro e dezembro de 2014 já foram repassados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - 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.

29. Outros resultados

	31/03/2015	31/03/2014
Ganhos na desativação/alienação de bens e direitos	46	-
Perdas na desativação/alienação de bens e direitos	(10.647)	(14.486)
Provisões não operacionais	3.179	(7.095)
Outras receitas	1.142	797
Outras despesas	(2.360)	(1.823)
Total	(8.640)	(22.607)

30. Receitas e despesas financeiras

	31/03/2015	31/03/2014
Receitas financeiras:		
Renda de aplicação financeira no mercado aberto	14.925	-
Renda de aplicação financeira equivalente de caixa	6.038	1.676
Mútuo com partes relacionadas	-	3.960
Juros ativos	64	7.585
Variação monetária	1.927	36.894
Acréscimos moratórios	10.639	8.090
Operações de swap	4.056	-
Ajuste marcação a mercado - swap	75	-
Juros atualização contas a receber da concessão - VNR	13.570	15.762
Ajuste a valor presente	2.917	13.188
Juros ativo regulatório	16.232	-
Outras receitas financeiras	6.953	1.226
Total das receitas financeiras	77.396	88.381
Despesas financeiras:		
Encargos	(33.716)	(30.266)
Variações monetárias	(24.225)	(24.872)
Juros/multas	(46.080)	(32.110)
Operações de swap	(114)	-
Ajuste marcação a mercado - swap	(92)	-
Ajuste a valor presente	(3.279)	(12.663)
Encargos financeiros - parcelamento da lei nº 11.941/2009	-	(3.470)
Atualização projetos PEE - P&D	(2.776)	(1.985)
Juros passivo atuarial	(405)	(415)
Juros passivo regulatório	(14.707)	-
Outras despesas financeiras	(1.315)	(48)
Total das despesas financeiras	(126.709)	(105.829)
Resultado financeiro	(49.313)	(17.448)

31. Cobertura de seguros

A Companhia mantém apólices de seguros, por montantes considerados suficientes, para cobrir prejuízos causados por eventuais sinistros em seu patrimônio, bem como por reparações em que seja civilmente responsável por danos involuntários, materiais e/ou corporais causados a terceiros decorrentes de suas operações, considerando a natureza de sua atividade.

As premissas de risco adotadas, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo de uma auditoria das demonstrações financeiras e, conseqüentemente, não foram analisadas pelos nossos auditores independentes.

As principais coberturas são:

Ramos	Data de Vencimento	Importância Segurada	Prêmio Anual	
			31/03/2015	31/12/2014
Vida em Grupo	31/12/2015	R\$57.968	180	180
Riscos Operacionais	23/10/2015	R\$ 36.051	291	291
Responsabilidade Civil Geral	23/10/2015	R\$ 30.000	1.384	1.384
Frota	30/11/2015	LMI R\$300 / Danos morais R\$60	222	222
Aeronáutico (Casco)	30/11/2015	R\$ 170.537	67	67
Aeronáutico (RETA)	30/11/2015	R\$ 850	2	2
Transportes	30/11/2015	R\$2.000	73	73

Vida em Grupo: Cobertura Básica-Morte, Indenização Especial de Morte por Acidente, Invalidez Permanente Total ou Parcial por Acidente e Invalidez por Doença - Funcional.

Riscos Operacionais: a apólice garante as avarias, perdas e danos materiais de origem súbita, imprevista e acidental a edifícios, equipamentos, maquinismos, ferramentas, móveis e utensílios, e demais instalações que constituem o estabelecimento segurado descrito na apólice.

Responsabilidade Civil Geral: cobertura dos danos materiais e corporais causados a terceiros em decorrência das operações comerciais e industriais. Trata-se de apólice corporativa.

Automóveis: cobertura de colisão, incêndio e roubo (casco) e de danos materiais, corporais e morais causados a terceiros (RCF) em decorrência de acidentes automobilísticos.

Aeronáutico casco/LUC: Casco: garantia ao segurado na perda e/ou avaria da aeronave. LUC - Limite Único Combinado: é o reembolso das obrigações que o segurado vier a ser obrigado a pagar judicialmente ou por acordo previamente autorizado pela seguradora, por danos pessoais e/ou materiais e transportados e/ou não transportados.

Transportes: cobertura garantindo os reparos ou a reposição dos bens de sua propriedade em decorrência de sinistros ocorridos durante os transportes terrestres, aéreos e lacustres.

32. Instrumentos financeiros e gerenciamento de risco

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

ATIVO	31/03/2015		31/12/2014	
	Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Caixa e equivalente de caixa	128.991	128.991	130.640	130.640
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	504.846	504.846	550.962	550.962
Consumidores e concessionárias	598.846	598.846	497.506	497.506
Títulos de créditos a receber	24.457	24.457	25.618	25.618
Conta a receber da concessão	913.722	913.722	878.868	878.868
Instrumentos financeiros derivativos	6.884	6.884	2.895	2.895
Ativos regulatórios	221.992	221.992	190.377	190.377

PASSIVO	31/03/2015		31/12/2014	
	Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Fornecedores	586.121	586.121	539.158	539.158
Empréstimos, financiamentos, debêntures, arrendamento mercantil e encargos de dívidas	1.333.446	1.333.446	1.331.046	1.331.046
Parcelamento de tributos	5.071	5.071	5.899	5.899
Taxas regulamentares	268.180	268.180	276.900	276.900
Passivos regulatórios	227.962	227.962	164.728	164.728

Em atendimento à Instrução CVM nº 475/2008 e à Deliberação nº 604/2009, a descrição dos saldos contábeis e do valor justo dos instrumentos financeiros inclusos no balanço patrimonial em 31 de março de 2015 e 31 de dezembro de 2014, 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 exercício.

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 esse a 2ª e a 5ª 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.

Incertezas

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

Administração financeira de risco

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

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

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

Gestão de Risco de Capital

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

	31/03/2015	31/12/2014
Dívida (1)	1.333.446	1.331.046
Caixa e equivalentes de caixa	(128.991)	(130.640)
Dívida líquida	1.204.455	1.200.406
Patrimônio líquido (2)	1.314.821	1.317.096
Índice de endividamento líquido	0,92	0,91

(1) A dívida é definida como empréstimos, financiamentos e debêntures de curto e longo prazos (excluindo derivativos e contratos de garantia financeira), conforme detalhado nas notas explicativas nº 19, 20 e 21.

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

a) Risco de liquidez

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

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

	Taxa média de juros efetiva ponderada (%) meses	Até 6 meses	De 6 a 12 meses	De 1 a 3 anos	De 3 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	13,30%	281.682	-	156.062	195.078	-	632.823
Empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas e debêntures	11,07%	223.642	64.581	322.666	352.731	517.438	1.481.058
Parcelamento de tributos	13,57%	1.859	1.171	2.730	-	-	5.760
Taxas regulamentares	13,57%	108.361	-	66.986	83.733	-	259.080
Passivos regulatórios	13,57%	258.896	-	-	-	-	258.896
Total		874.440	65.752	548.444	631.542	517.438	2.637.617

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” do grupo Energisa.

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

Exposição a riscos de crédito

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

	31/03/2015	31/12/2014
Caixa e equivalente de caixa	128.991	130.640
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	504.846	550.962
Consumidores e concessionárias	598.846	497.506
Títulos de créditos a receber	24.457	25.618
Ativos regulatórios	221.992	190.377
Conta a receber da concessão	913.722	878.868
Instrumentos financeiros derivativos	6.884	2.895

O detalhamento desses créditos está apresentado nas notas explicativas nº 5, 6, 7, 11, 15 e 32.

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

Parte dos empréstimos, financiamentos, debêntures e arrendamentos em moeda nacional, apresentados na nota explicativa nº 19 a nº 21, é composta de financiamentos obtidos junto a diversos agentes de fomento nacional (Eletrobrás) e outras instituições do mercado de capitais. A taxa de juros é definida por estes agentes, levando em conta os juros básicos, o prêmio de risco compatível com as empresas financiadas, suas garantias e o setor no qual estão inseridas. Na impossibilidade de buscar alternativas ou diferentes hipóteses de mercado e/ou metodologias para suas estimativas, em face dos negócios e às peculiaridades setoriais, esses são mensurados pelo “método do custo amortizado” com base em suas taxas contratuais.

Os resultados da Companhia são suscetíveis a variações dos passivos atrelados a moedas estrangeiras, principalmente ao dólar norte-americano. A taxa de câmbio do dólar norte-americano encerrou o período findo em 31 de março de 2015, com alta de 20,77% sobre 31 de dezembro de 2014, cotado a R\$3,2080/USD. A volatilidade do dólar norte-americano em 31 de março de 2015 era de 21,86%, enquanto em 31 de dezembro de 2014 era de 14,33%.

Do montante das dívidas bancárias e de emissões da Companhia, em 31 de março de 2015 de R\$1.333.446 (R\$1.331.046 em 31 de dezembro de 2014), R\$67.452 (R\$59.269 em 31 de dezembro de 2014) estão representados em dólares:

- (i) US\$13,14 milhões de empréstimo com o Cessna Finance (US\$13,13 milhões de principal), cujo saldo no final do período, incluindo juros monta em R\$42,1 milhões e
- (ii) US\$7,89 milhões de empréstimo com o Bank of America Merrill Lynch (US\$7,88 milhões de principal), cujo saldo no final do período, incluindo juros monta em R\$25,3 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 descrito a seguir:

Dívida	Notional (USD)	Custo Financeiro/Taxa	Vencimento	Limitador
Loan 4131				
BAML	7.879		04/05/2017	-
P. Ativa		Libor + 1,50%		
P. Passiva		CDI + 1,45%		

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 2015 e 31 de dezembro de 2014 que podem ser assim resumidos:

	Valor de referência		Descrição	Valor justo	
	31/03/2015	31/12/2014		31/03/2015	31/12/2014
			Posição Ativa		
			Moeda Estrangeira-LIBOR	25.278	23.418
Swap Cambial BAML	17.964	20.036	Posição Passiva		
			Taxa de Juros CDI	(18.395)	(20.523)
			Posição Total	6.883	2.895

O Valor Justo dos derivativos contratados em 31 de março de 2015 e 31 de dezembro de 2014 foram apurados 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 19 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.

Analise de Sensibilidade

De acordo com a Instrução CVM 475/08 e a Deliberação nº 604/2009, a Companhia realizou análise de sensibilidade dos principais riscos aos quais os instrumentos financeiros estão expostos, conforme demonstrado:

a) Variação cambial

Considerando a manutenção da exposição cambial de 31 de março de 2015 e 31 de dezembro de 2014, 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%)
Instrumentos financeiros					
Swap com opções	-		2.290	(3.457)	(9.204)
Posição Ativa - Moeda Estrangeira - LIBOR	25.278		22.988	28.736	34.483
Posição Passiva - Taxa de Juros CDI	(18.395)	Alta US\$	(18.395)	(18.395)	(18.395)
Subtotal	6.883		4.594	10.341	16.088
Total Líquido - ganhos (perdas)	-		6.884	6.884	6.884

(*) Considera o cenário macroeconômico da Pesquisa Focus vigente em 31 de dezembro de 2015, para as datas futuras até a liquidação final das operações.

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 2015, atingem seu objetivo, o que é refletido no valor presente positivo de R\$6.884, 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\$6.884 em ambos os casos.

b. Variação das taxas de juros

Considerando que o cenário de exposição dos instrumentos financeiros indexados às taxas de juros de 31 de março de 2015 seja mantido e que os respectivos indexadores anuais acumulados sejam (CDI = 12,60% ao ano e TJLP = 5,50% ao ano) e caso ocorram oscilações nos índices de acordo com os três cenários definidos, o resultado financeiro líquido seria impactado em:

Instrumentos	Exposição (R\$ mil)	Risco	Cenário I (Provável) (*)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Instrumentos financeiros ativos:					
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	513.545	Alta do CDI	68.301	85.377	128.065
Subtotal	513.545		68.301	85.377	128.065
Instrumentos financeiros passivos:					
	(67.453)	Alta do Dólar	(6.834)	(25.405)	(43.977)
	(192.596)	PRE	(13.000)	-	-
Empréstimos, financiamentos e debêntures	(87)	Alta da TJLP	(2)	(2)	(3)
	(575.072)	Alta da CDI	(76.485)	(95.606)	(143.409)
	(354.053)	Alta da TR	(7.718)	(9.648)	(14.472)
	(144.185)	Alta da SELIC	(19.566)	(24.458)	(36.686)
Subtotal (*)	(1.333.446)		(123.605)	(155.119)	(238.547)
Total	(819.901)		(55.304)	(69.742)	(110.482)

(*) Considera o CDI de 31 de março de 2015 (13,30% ao ano), cotação das estimativas apresentadas pela recente Pesquisa do BACEN, datada de 31 de março de 2015, TJLP 5,50% ao ano.

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).

Instrumentos financeiros	Nível	31/03/2015	31/12/2014
Ativos			
Caixa e Equivalente de Caixa	2	128.991	130.640
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	2	504.846	550.962
Consumidores	2	598.846	497.506
Título de crédito a receber	2	24.457	25.618

Instrumentos financeiros derivativos	2	6.884	2.895
Ativos regulatórios	3	221.992	190.377
Contas a receber da concessão	3	913.722	878.868

33. Benefícios a empregados

Plano de Aposentadoria e Pensão

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

Em 31 de março de 2015, a despesa de patrocínio a esses planos foi de R\$818 (R\$799 em 31 de março de 2014).

Plano de saúde

A Companhia patrocina plano de saúde a seus empregados, administrados por operadoras reguladas pela ANS, não cabendo a Companhia, qualquer vínculo e ou obrigação pós-emprego. No período findo em 31 de março de 2015 as despesas com o plano de saúde foram de R\$2.417 (R\$3.111 em 31 de março de 2014).

34. Compromissos

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

Contratos de compra de energia						
Vigência	2015	2016	2017	2018	2019	Após 2019
2015 a 2048	1.349.629	1.309.986	1.334.503	1.455.894	1.537.721	18.588.271

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 2015, e foram homologados pela ANEEL.

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

35. Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Em 10 de dezembro de 1997, foi outorgado à Companhia a distribuição de energia elétrica em 141 municípios no Estado de Mato Grosso, pelo prazo de 30 anos. O contrato de concessão já foi homologado junto à ANEEL, podendo ser prorrogado por uma única vez, pelo mesmo período, conforme Lei 12.783/2013.

Além do contrato de distribuição acima mencionado, a Companhia possui Contrato de Concessão de Geração nº 04/1997 de 3 Usinas Termelétricas, com as respectivas subestações associadas, com vencimento em 10 de dezembro de 2027. De acordo com tais contratos, as concessões nas atividades de geração de energia elétrica da Companhia são as seguintes:

Concessão de usinas térmicas	Capacidade total instalada MW	Capacidade total utilizada MW (*)	Data da concessão	Data de vencimento
Concessão de 3 Usinas Termelétricas, são elas: Guariba, Paranorte e Rondolândia.	4,00	1,29	10/12/1997	10/12/2027

(*) Não revisado pelos auditores independentes

De acordo com o artigo 8º da Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004, regulamentada pelo Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004, ficou vedada às concessionárias que atuam na distribuição de energia elétrica, manter atividades de geração no sistema interligado nacional de transmissão. A exceção ficou para os casos de atendimento a sistema elétrico isolado, ou seja, aqueles não ligados ao sistema interligado de transmissão. Embora, possuindo 3 usinas termelétricas próprias no sistema isolado, a principal atividade da Companhia é a distribuição de energia elétrica, e a necessidade da manutenção desses ativos de geração é somente para atendimento dessas comunidades isoladas. Portanto, a administração da Companhia considera seu negócio principal a atividade de distribuição de energia elétrica e a pequena atividade de geração como parte integrante do negócio principal, o que levou a bifurcação de todo ativo imobilizado da concessão em ativo financeiro e ativo intangível visto que o contrato garante o direito de indenização.

Os ativos de geração de energia representam 0,25% de todo ativo financeiro e intangível da concessão da Companhia.

Os contratos de concessão (distribuição e geração) contêm cláusulas específicas que garantem o direito à indenização do valor residual dos bens vinculados ao serviço no final da concessão. Para efeito da reversão, consideram-se bens vinculados aqueles efetivamente utilizados na prestação do serviço.

36. Informações adicionais aos fluxos de caixa

No período findo em 31 de março de 2015 e 31 de dezembro de 2014, as movimentações patrimoniais que não afetaram o fluxo de caixa da Companhia, são como seguem:

	31/03/2015	31/12/2014
Atividades operacionais	47.886	207.615
Contas a receber da concessão - Bifurcação de Ativos	22.341	123.628
Contas a receber da concessão - Atualização VNR	14.936	24.358
Cauções	-	37.410
Fornecedores	10.609	22.219
Atividades de investimentos	10.609	22.219
Imobilizado e intangível	10.609	22.219
Atividade de Financiamento	-	37.418
Empréstimos e financiamentos	-	37.418

37. Eventos Subsequentes

a. Reajuste tarifário anual

Através da Resolução Homologatória n.º 1.873 de 07 de abril de 2015 e Nota Técnica n.º 68 de 01 de abril de 2015, foi aprovado o índice de reajuste tarifário anual médio de 31,20% a ser aplicado às tarifas da Companhia, que corresponde a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de -0,38% sendo de 3,43% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de -2,22% em média para aqueles conectados em Baixa Tensão (BT).

b. Amortização extraordinária da 2ª emissão de debêntures

Em 7 de maio de 2015, a Energisa Mato Grosso resgatou antecipadamente a totalidade das 100 (cem) debêntures remanescentes da 2ª (segunda) emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da

espécie com garantia real, em treze séries, para distribuição pública com esforços restritos de colocação da Companhia (“2ª Emissão”), referentes à 1ª série (“Debêntures Série CDI”).

O valor unitário pago por cada debênture resgatada foi equivalente ao saldo do valor nominal unitário acrescido da atualização das Debêntures Série CDI, da remuneração calculada *pro rata temporis* desde a última data de pagamento da remuneração até a data de resgate antecipado, calculada nos termos do item 4.9 da Escritura da 2ª Emissão, perfazendo, assim, o montante total de R\$ 34,9 milhões pelo resgate antecipado das 100 (cem) Debêntures Série CDI. Com esse resgate antecipado não restam mais debêntures da 2ª emissão em circulação.

c. Pagamento de Dividendos

Em 29 de abril de 2014 a Assembleia Geral de Acionistas, deliberou distribuir dividendos no montante de R\$ 17.047, correspondentes a R\$ 0,09995357374 por ação de emissão da Companhia, restando o valor de R\$ 2.496 (R\$ 0,014457777 por ação) em 11 de maio de 2015.