

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

Campo Grande, 14 de agosto de 2015 - A Administração da Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S/A ("Energisa Mato Grosso do Sul" ou "Companhia") apresenta os resultados do segundo trimestre (2T15) e dos primeiros seis meses de 2015 (6M15).

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

1 Perfil do negócio e destaques econômico-financeiros

A Energisa Mato Grosso do Sul é uma distribuidora de energia elétrica que atende a mais de 956 mil clientes e uma população de aproximadamente 2,4 milhões de habitantes em 74 municípios do Estado do Mato Grosso, em uma área de 328.335 Km².

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

Descrição	6M15	6M14	Variação %
Resultados - R\$ milhões			
Receita Operacional Bruta	1.539,4	1.029,2	+ 49,6
Receita Operacional Bruta, sem receita de construção	1.463,4	961,5	+ 52,2
Receita Operacional Líquida	926,5	755,4	+ 22,7
Receita Operacional Líquida, sem receita de construção	850,5	687,7	+ 23,7
Resultado antes das Receitas e Despesas Financeiras (EBIT)	106,5	(17,4)	-
EBITDA	141,6	16,2	+ 774,1
EBITDA Ajustado	158,6	27,4	+ 478,8
Resultado financeiro	(17,1)	(31,9)	-46,4
Lucro Líquido	59,4	(33,8)	-
Indicador Relativo			
EBITDA Ajustado / Receita Líquida (%)	17,1	3,6	+ 13,5 p.p
Indicadores Operacionais			
Número de Consumidores Cativos (mil)	956,8	919,4	+ 4,1
Vendas de energia a consumidores cativos (GWh)	2.296	2.182	+ 5,2
Energia Elétrica Total Distribuída (GWh)	2.548	2.494	+ 2,2
Perdas de Energia (% últimos 12 meses)	14,04	15,74	- 1,7 p.p
Descrição	30/06/2015	31/12/2014	Variação %
Indicadores Financeiros - R\$ milhões			
Ativo Total	2.362,9	2.334,0	+ 1,2
Caixa / Equivalentes de Caixa / Aplicações Financeiras	116,1	325,1	- 64,3
Patrimônio Líquido	732,3	754,1	- 2,9
Endividamento Líquido	722,5	525,8	+ 37,4

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

2 Desempenho financeiro

2.1 Receita operacional bruta e líquida

Em 6M15, a Energisa Mato Grosso do Sul apresentou receita operacional bruta, sem a receita de construção que é atribuída margem zero, de R\$ 1.463,4 milhões, ante R\$ 961,5 milhões registrados em 6M14, aumento de 52,2% (R\$ 501,9 milhões). Já a receita operacional líquida, também deduzida da receita de construção, cresceu 23,7% (R\$ 162,8 milhões) no período, para R\$ 850,5 milhões. A composição da receita líquida é a seguinte:

Receita por Classe de Consumo (R\$ milhões)	Trimestre			Semestre		
	2T15	2T14	Var. %	6M15	6M14	Var. %
(+) Receita de energia elétrica (mercado cativo)	718,9	429,2	+ 67,5	1.358,7	868,5	+ 56,4
✓ Residencial	272,2	172,5	+ 57,8	528,6	360,7	+ 46,5
✓ Industrial	109,6	61,4	+ 78,5	193,3	115,4	+ 67,5
✓ Comercial	179,2	108,4	+ 65,3	331,8	220,9	+ 50,2
✓ Rural	73,9	37,5	+ 97,1	156,9	75,5	+ 107,8
✓ Outras classes	84,0	49,4	+ 70,0	148,1	96,0	+ 54,3
(+) Suprimento de energia elétrica	-	34,9	-	-	37,7	-
(+) Fornecimento não faturado líquido	(15,4)	(1,3)	+ 1.084,6	16,8	(4,3)	-
(+) Disponibilidade do sistema elétrico	22,5	14,8	+ 52,0	38,6	28,4	+ 35,9
(+) Receitas de construção	43,9	30,5	+ 43,9	76,0	67,7	+ 12,3
(+) Outras receitas	(18,3)	20,8	-	49,3	31,2	+ 58,0
(=) Subtotal 1 - Receita bruta	751,6	528,9	+ 42,1	1.539,4	1.029,2	+ 49,6
(-) Impostos sobre vendas	193,6	124,8	+ 55,1	373,5	251,8	+ 48,3
(-) Encargos setoriais e bandeiras tarifárias	206,7	11,8	+ 1.651,7	239,4	22,0	+ 988,2
(=) Subtotal 2 - Receita líquida	351,3	392,3	- 10,5	926,5	755,4	+ 22,7
(-) Receitas de construção	43,9	30,5	+ 43,9	76,0	67,7	+ 12,3
(=) Total - Receita líquida, sem receitas de construção	307,4	361,8	- 15,0	850,5	687,7	+ 23,7

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 sobre 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 do Sul, cujo efeito médio a ser percebido pelos consumidores foi de 27,9% a partir de 02/03/2015. Adicionalmente, em 8 de abril de 2015, foi concedido à Energisa Mato Grosso do Sul reajuste nas suas tarifas de energia elétrica, com efeito médio de 3,22% percebido pelos consumidores.

A Energisa Mato Grosso do Sul recebeu o montante de R\$ 14,3 milhões provenientes dos recursos da CDE (Cota de Desenvolvimento Energético) repassados pela Eletrobrás à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica para cobertura dos custos com aquisição de Energia Comprada e Encargos de Serviços do Sistema. 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 Sul pelas Centrais Elétricas Brasileiras S/A - Eletrobrás referentes aos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica no montante de R\$ 84,3 milhões. O valor foi registrado pela Companhia como receita de venda de energia.

2.3 Despesas operacionais

Em 6M15, as despesas operacionais totalizaram R\$ 820,0 milhões, aumento de 6,1% (R\$ 47,2 milhões) em relação aos 6M14. Desse total, o crescimento das despesas controláveis foi R\$ 2,7 milhões. Já as despesas não controláveis de compra de energia elétrica e transporte apresentaram evolução de R\$ 63,3 milhões no semestre, um incremento de 14,2%, 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			Semestre		
	2T15	2T14	Variação R\$ milhões	6M15	6M14	Variação R\$ milhões
1 Despesas controláveis	72,8	71,7	+ 1,1	141,5	138,8	+ 2,7
1.1 Pessoal (inclui fundo de pensão)	38,1	36,8	+ 1,3	71,6	69,4	+ 2,2
1.2 Material	4,0	4,0	-	8,8	8,0	+ 0,8
1.3 Serviços de terceiros	30,7	30,9	- 0,2	61,1	61,4	- 0,3
2 Despesas não controláveis (compra de energia e transporte) ^(*)	176,6	212,6	- 36,0	510,4	447,1	+ 63,3
3 Depreciação e amortização	17,7	16,8	+ 0,9	35,1	33,5	+ 1,6
4 Provisões contingências e devedores duvidosos	4,0	45,2	- 41,2	14,6	51,3	- 36,7
5 Outras despesas/receitas	17,6	22,3	- 4,7	42,4	34,4	+ 8,0
Subtotal	288,7	368,6	- 79,9	744,0	705,1	+ 38,9
6 Custo de construção ^(**)	43,9	30,5	+ 13,4	76,0	67,7	+ 8,3
Total	332,6	399,1	- 66,5	820,0	772,8	+ 47,2

(*)Valores de 2015 reduzidos de R\$ 110,1 milhões de ressarcimento pela bandeira tarifária.

(**) 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 semestre de 2015, a Energisa Mato Grosso do Sul registrou lucro líquido de R\$ 59,4 milhões, ante os R\$ 33,8 milhões negativos registrados em igual período do ano passado. No 2T15, a Companhia apresentou um prejuízo de R\$ 3,4 milhões, ante o prejuízo de R\$ 18,4 milhões no 2T14.

Já a geração operacional de caixa (EBITDA ajustado) totalizou R\$ 158,6 milhões em 6M15, contra os R\$ 27,4 milhões apurados em 6M14, ou seja, aumento de 478,8%. No 2T15, o EBITDA Ajustado atingiu R\$ 34,9 milhões, um crescimento de 223,1% em relação ao 2T14, de R\$ 10,8 milhões.

A evolução do lucro líquido e da geração de caixa da Companhia é a seguinte:

Composição da Geração de Caixa Valores em R\$ milhões	Trimestre			Semestre		
	2T15	2T14	Var. %	6M15	6M14	Var. %
(=) Lucro Líquido	(3,4)	(18,4)	- 81,5	59,4	(33,8)	-
(-) Contribuição social e imposto de renda	2,1	9,6	- 78,1	(30,0)	15,4	-
(-) Resultado financeiro	(24,2)	(21,4)	+ 13,1	(17,1)	(31,9)	- 46,4
(-) Depreciação e amortização	(17,7)	(16,8)	+ 5,4	(35,1)	(33,5)	+ 4,8
(=) Geração de caixa (EBITDA)	36,4	10,2	+ 256,9	141,6	16,2	774,1
(+) Receita de acréscimos moratórios	(1,5)	(1,7)	- 11,8	17,0	5,8	+ 193,1
(+/-) Ganho (perda) alienação/desativação bens e direitos	-	(2,3)	-	-	(5,4)	-
(=) Geração ajustada de caixa (EBITDA Ajustado)	34,9	10,8	+ 223,1	158,6	27,4	+ 478,8
Margem do EBITDA Ajustado (%)	9,9	2,8	+ 7,1 p.p	17,1	3,6	+ 13,5 p.p

Obs.: Valores de 2014 reclassificados

2.5 Disponibilidades financeiras e endividamento

Em 30 de junho de 2015, o saldo consolidado de caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras da Energisa Mato Grosso do Sul totalizou R\$ 116,1 milhões. A dívida líquida, que incluem empréstimos, financiamentos, arrendamentos, debêntures, encargos financeiros, parcelamento de impostos e fundo de pensão, passou de R\$ 525,8 milhões em 31 de dezembro de 2014 para R\$ 722,5 milhões em 30 de junho de 2015.

A seguir, as dívidas de curto e longo prazo da Energisa Mato Grosso do Sul em 30 de junho de 2015 e em 31 de dezembro de 2014:

Descrição Valores em R\$ milhões	30/06/2015	31/12/2014
Curto Prazo	18,8	122,9
Empréstimos e financiamentos	12,3	112,9
Debêntures	4,0	4,3
Encargos de dívidas	2,4	5,5
Parcelamento de impostos e déficit atuarial	0,1	0,2
Longo Prazo	819,8	728,0
Empréstimos e financiamentos	421,7	330,3
Debêntures	398,0	397,6
Parcelamento de impostos e déficit atuarial	0,1	0,1
Total das dívidas	838,6	850,9
(-) Disponibilidades financeiras	116,1	325,1
Total das dívidas líquidas	722,5	525,8

3 Mercado de energia

No primeiro semestre de 2015 (6M15), as vendas de energia elétrica a consumidores finais (mercado cativo), localizados na área de concessão da Energisa Mato Grosso do Sul, somadas à energia associada aos consumidores livres (TUSD), totalizaram 2.538,5GWh (1.200,9 GWh no 2T15), incremento de 4,7% (aumento de 2,5% no 2T15) em relação a igual período do ano anterior. O consumo foi impulsionado pelas classes residencial e comercial residencial, que cresceram 7,0% e 5,2%, respectivamente no semestre.

A energia total distribuída em 6M15 foi de 2.548,0GWh, ante os 2.494,1 GWh registrados em igual período do ano passado, conforme composição seguinte:

Energia Total Distribuída por Classe de Consumo (Em GWh)

Descrição	Trimestre			Semestre		
	2T15	2T14	Var. %	6M15	6M14	Var. %
1 Vendas de energia no mercado cativo	1.079,5	1.050,2	+ 2,8	2.296,3	2.182,1	+ 5,2
✓ Residencial	389,5	377,5	+ 3,2	866,2	809,3	+ 7,0
✓ Industrial	155,6	154,9	+ 0,5	317,2	297,0	+ 6,8
✓ Comercial	261,7	252,1	+ 3,8	558,0	530,2	+ 5,2
✓ Rural	112,6	109,9	+ 2,5	233,9	232,1	+ 0,8
✓ Outras Classes	160,1	155,8	+ 2,8	321,0	313,5	+ 2,4
2 Energia associada aos consumidores livres (TUSD)	121,4	121,9	- 0,4	242,2	242,1	-
3 Mercado cativo + TUSD (1+2)	1.200,9	1.172,1	+ 2,5	2.538,5	2.424,2	+4,7
4 Suprimento de energia e não faturado	23,4	69,9	- 66,5	9,5	69,9	- 86,4
5 Energia Total Distribuída (3+4)	1.224,3	1.242,0	- 1,4	2.548,0	2.494,1	+ 2,2

Número de consumidores: a Energisa Mato Grosso do Sul encerrou o primeiro semestre de 2015 com 956.825 unidades consumidoras cativas, quantidade 4,1% superior à registrada no fim de junho de 2014. Já o número de consumidores livres totalizou 43 no fim de junho de 2015.

Perdas de energia: em junho de 2015, as perdas de energia da Energisa Mato Grosso do Sul se situaram em 14,04%, contra 15,74% nos últimos doze meses encerrados em junho de 2014, ou seja, uma melhoria de 1,70 ponto percentual.

4 Investimentos

Com foco na melhoria dos serviços prestados aos consumidores, a Energisa Mato Grosso do Sul investiu, no primeiro semestre de 2015, R\$ 89,8 milhões, ante os R\$ 67,6 milhões realizados em igual período do ano passado, ou seja, um incremento de 32,8%.

5 Serviços prestados pelo auditor independente

A remuneração total da Deloitte ToucheTohmatsu Auditores Independentes pelos serviços prestados para a Energisa Mato Grosso do Sul no primeiro semestre de 2015 foi de R\$ 231 mil pela revisão contábil das demonstrações financeiras.

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

A Administração.

Demonstrações financeiras

1. Balanço Patrimonial Ativo

ENERGISA MATO GROSSO DO SUL - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
BALANÇO PATRIMONIAL
EM 30 DE JUNHO DE 2015 E 31 DE DEZEMBRO DE 2014
(Em milhares de reais)

	30/6/2015	31/12/2014
Ativo		
Circulante		
Caixa e equivalente de caixa	38.258	117.243
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	77.795	207.822
Consumidores e concessionárias	336.655	270.686
Títulos de créditos a receber	3.843	3.843
Estoques	4.299	4.125
Impostos a recuperar	51.555	34.189
Ativos regulatórios	186.503	15.452
Outros créditos	130.301	51.726
Total do circulante	829.209	705.086
Não circulante		
Realizável a longo prazo		
Consumidores e concessionárias	36.303	40.202
Impostos a recuperar	19.978	20.106
Créditos tributários	148.657	168.315
Cauções e depósitos vinculados	66.882	53.512
Ativos regulatórios	68.866	196.069
Contas a receber da concessão	365.834	318.859
Outros créditos	5.006	5.512
	711.526	802.575
Investimentos	632	654
Intangível	821.525	825.695
Total do não circulante	1.533.683	1.628.924
Total do ativo	2.362.892	2.334.010

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

2. Balanço Patrimonial Passivo

ENERGISA MATO GROSSO DO SUL - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
BALANÇO PATRIMONIAL
EM 30 DE JUNHO DE 2015 E 31 DE DEZEMBRO DE 2014
(Em milhares de reais)

	30/6/2015	31/12/2014
Passivo		
Circulante		
Fornecedores	175.992	162.480
Encargos de dívidas	2.417	5.489
Empréstimos e financiamentos	12.320	112.862
Debentures	3.970	4.282
Financiamento por arrendamento mercantil	-	29
Folha de pagamento	343	2.658
Impostos e contribuições sociais	61.781	48.656
Dividendos	9.262	7.944
Obrigações estimadas	29.070	20.075
Operações de swap	4.816	-
Taxa de iluminação pública arrecadada	17.702	14.925
Benefícios a empregados - plano de pensão	66	152
Obrigações intrassetoriais	63.468	39.360
Incorporação de redes	22.346	39.533
Passivo regulatório	129.134	6.451
Outros passivos	7.557	7.788
Total do circulante	540.244	472.684
Não circulante		
Fornecedores	7.506	2.468
Empréstimos e financiamentos	421.785	330.288
Debentures	398.018	397.611
Provisões para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais	201.727	191.969
Benefícios a empregados - plano de pensão	57	57
Obrigações Intrassetoriais	14.018	6.777
Incorporação de redes	30.582	25.863
Passivos regulatórios	15.449	150.959
Outros passivos	1.157	1.255
Total do não circulante	1.090.299	1.107.247
Patrimônio líquido		
Capital social	595.649	595.649
Reservas de capital	118.594	118.594
Reservas de lucros	18.373	18.373
Dividendos adicionais propostos	-	21.501
Lucros acumulados	(229)	-
Outros resultados abrangentes	(38)	(38)
Total do patrimônio líquido	732.349	754.079
Total do passivo e patrimônio líquido	2.362.892	2.334.010

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

3. Demonstrações de Resultados

ENERGISA MATO GROSSO DO SUL - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
 DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DO EXERCÍCIO
 SEMESTRES FINDOS EM 30 DE JUNHO DE 2015 E 2014
 (Em milhares de reais)

	6M15	6M14
Receita operacional bruta		
Fornecimento de energia elétrica	1.375.551	864.164
Disponibilidade do sistema elétrico	38.616	28.454
Suprimento de energia elétrica	-	37.670
Receita de construção	75.983	67.683
Outras receitas	49.255	31.256
	1.539.405	1.029.227
Deduções à receita operacional		
ICMS faturado	238.108	165.501
PIS, Cofins e ISS	135.373	86.249
Outras (PEE, CDE, CCC e P&D)	239.424	22.051
	612.905	273.801
Receita operacional líquida	926.500	755.426
Despesas (receitas) operacionais		
Pessoal (inclui fundo de pensão)	71.583	69.388
Material	8.796	8.013
Serviços de terceiros	61.131	61.369
Energia elétrica comprada para revenda	447.676	413.848
Transporte de potência elétrica	62.718	33.252
Depreciação e amortização	35.127	33.510
Provisão para contingências /devedores duvidosos	14.581	51.314
Custo de construção	75.983	67.683
Outras despesas/receitas	42.414	34.426
	820.009	772.803
Resultado antes das receitas e despesas financeiras	106.491	(17.377)
Receita (Despesa) financeira		
Receitas de aplicações financeiras	10.281	3.059
Variação monetária e acréscimo moratório de energia vendida	16.976	5.787
Atualização contas a receber da concessão - VNR	14.571	7.858
Atualização financeira - CVA	14.082	-
Outras receitas financeiras	20.921	14.695
Encargos de dívidas - juros	(42.695)	(37.347)
Encargos de dívidas - variação monetária e cambial	-	(1.648)
Juros e multas	(15.373)	(10.638)
Marcação a mercado de derivativos	(1.520)	(162)
Ajuste valor presente de ativos	781	369
Outras despesas financeiras	(35.111)	(13.823)
	(17.087)	(31.850)
Resultado antes dos impostos	89.404	(49.227)
Contribuição social e imposto de renda	(30.022)	15.402
Lucro líquido do período	59.382	(33.825)
Lucro líquido por mil ações do capital social - R\$	0,9408	(0,5359)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

Notas Explicativas

Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A. Notas explicativas às informações trimestrais Período findo em 30 de junho de 2015 (Em milhares de reais, exceto quando indicado ao contrário)

1. Contexto operacional

A Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A. (Companhia ou EMS) nova razão social da Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL é uma sociedade por ações de capital aberto, brasileira, com sede na cidade de Campo Grande - MS, controlada pela Rede Energia S.A. ("REDE") - em "Recuperação Judicial", atuando na área de distribuição de energia elétrica em sua área de concessão legal que abrange 328.335 km², 92% da área total do Estado do Mato Grosso do Sul, atendendo 956.825 consumidores (informações não revisadas pelos auditores independentes) em 74 municípios, tendo suas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME. A Companhia obteve registro de Companhia aberta na CVM em 28 de agosto de 1981.

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; e

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

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 e 27, respectivamente.

2. Apresentação das informações financeiras intermediárias (informações trimestrais)

As informações financeiras intermediárias (informações trimestrais) da Companhia, aprovadas em 14 de agosto 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 2 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 74 municípios do Estado do Mato Grosso do Sul, e sua demonstração de resultado reflete essa atividade.

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

a) Caixa e equivalente de caixa

Instituição financeira	Tipo	Vencimento	Remuneração	30/06/2015	31/12/2014
Caixa Econômica	CDB	31/01/2018	100,5% do CDI	14.778	27.852
Caixa Econômica	Compromissada	15/10/2019	101,5% do CDI	-	66.555
Santander	Debêntures (1)	19/06/2017	103,2% do CDI	13.272	8.573
				28.050	102.980
Caixa e Depósitos bancários				10.208	14.263
Total caixa e equivalente de caixa				38.258	117.243

b) Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados

b.1 Aplicações financeiras avaliadas ao valor justo por meio do resultado

Instituição financeira	Tipo	Vencimento	Remuneração	30/06/2015	31/12/2014
Bradesco	Fundo de Investimento	-	55,55% CDI	24.532	4.617
Bradesco	CDB	27/04/2015	70% CDI	-	299
Banco do Brasil	Fundo de Investimento	-	CDI	-	136.769
Banco do Brasil	CDB	08/03/2016 a 22/03/2017	100,0% do CDI	498	492
BVA	CDB	31/05/2016	103,0% do CDI	4	4
Caixa	CDB	18/01/2018	100,5% CDI	583	550
Itaú	CDB	13/04/2016	100% do CDI	1	1
Itaú	Debêntures	30/06/2016	100% do CDI	41	40
Itaú	Fundo de Investimento em Direitos Creditórios	29/12/2020	100% do CDI	14.605	10.096
Safrá	CDB Automático	22/03/2016	101% do CDI	18	17
Votorantim	CDB	24/04/2015	90,0% do CDI	-	8
Caixa FI Energisa (2)	LFT	01/03/2020	SELIC	3.937	906
Caixa FI Energisa (2)	NTNB	15/05/2045	IPCA	-	1.712
Caixa FI Energisa (2)	DEBÊNTURES	15/04/2016	CDI + 1,09% a 1,11%	-	1.281
Caixa FI Energisa (2)	DPGE (TAXA)	10/07/2015 a 18/04/2016	109,0% a 113,0% do CDI	3.622	13.454
Caixa FI Energisa (2)	DPGE (INDICE)	23/09/2015	IPCA	2.523	-
Caixa FI Energisa (2)	LF	25/04/2016 a 02/06/2017	106,0% a 109,0% do CDI	5.565	13.333
Caixa FI Energisa (2)	LTNF	01/01/2023	SELIC	8.525	-
Caixa FI Energisa (2)	LTNB	15/05/2045	SELIC	-	1.264
FIM Zona da Mata (2)	CDB	28/01/2015 a 31/07/2019	100,5% a 105,0 do CDI	148	2.490
FIM Zona da Mata (2)	DEBÊNTURES	10/07/2017 a 24/04/2022	100% do IPCA + 9,23%aa e 100% do CDI + 1,55% a 2%aa	5.334	527
FIM Zona da Mata (2)	Compromissada	24/08/2015 a 14/11/2016	100,5% a 103,2% do CDI	43	6.220
FIM Zona da Mata (2)	DPGE	11/09/2015 a 21/12/2015	107,5% a 116% do CDI	923	1.831
FIM Zona da Mata (2)	LF	26/10/2015 a 18/08/2016	106,10% a 115,90% do CDI e PRÉ 10,61% a 12,21%aa	1.311	2.536
FIM Zona da Mata (2)	LFS	03/02/2017	PRÉ 14,01%	714	-
FIM Zona da Mata (2)	CCB	01/07/2015 a 24/05/2021	100% do CDI + 6,1677% a 20,13%aa	1.944	1.054
FIM Zona da Mata (2)	Nota Promissória	26/01/2015	CDI + 2,25%	-	1.995
FIM Zona da Mata (2)	Fundos de Renda Fixa	-	CDI	414	4.465
FIM Zona da Mata (2)	LFT	07/09/2015 a 01/03/2021	SELIC	2.008	988
FIM Zona da Mata (2)	NTN	01/07/2017 e 15/08/2018	IPCA e IGPM	502	100
FIM Zona da Mata (2)	Fundos de Crédito	-	Fundo de Crédito	-	773
				77.795	207.822

- (1) Operações compromissadas em debêntures - São operações de venda de títulos com compromisso de recompra assumido pelo vendedor, concomitante ao compromisso de revenda assumido pelo comprador. Essas operações possuem liquidez imediata, são remuneradas pelo CDI e estão lastreadas em debêntures emitidas pelo Banco.
- (2) Fundos de investimentos exclusivos inclui aplicações em CDB, Debêntures, DPGE, Fundos de Renda Fixa, LFT, LF, LTN, NTN-B e Fundos Multimercados.

6. Consumidores e concessionárias

Classes de consumidores	Vencidos (1)	Vencidos					30/06/2015	31/12/2014
		Até 30 dias	31 a 90 dias	91 a 180 dias	181 a 360 dias	há mais de 360 dias		
Residencial	48.196	32.660	9.917	4.513	818	38	96.142	68.677
Industrial	15.887	5.192	976	399	1.291	264	24.009	15.596
Comercial	25.061	9.205	2.589	1.593	1.193	2.133	41.774	30.780
Rural	4.119	5.559	3.672	1.715	256	21	15.342	10.110
Poder público:								
Federal	3.335	1.541	953	338	241	-	6.408	4.158
Estadual	3.601	282	54	2	-	-	3.939	3.177
Municipal	5.213	1.346	896	685	129	-	8.269	6.207
Iluminação pública	7.787	707	94	50	42	-	8.680	4.957
Serviço público	5.731	56	-	-	-	-	5.787	3.792
Parc. Energia (Faturas Novadas)	67.553	1.314	1.215	1.190	1.115	11.000	83.387	93.590
(-) Ajuste a valor presente (2)	(9.212)	-	-	-	-	-	(9.212)	(9.997)
Subtotal - consumidores	177.271	57.862	20.366	10.485	5.085	13.456	284.525	231.047
Concessionárias (3)	2.440	-	-	-	-	-	2.440	2.299
Fornecimento não faturado	106.701	-	-	-	-	-	106.701	89.895
Outros	20.653	2.125	612	376	214	2.267	26.247	24.002
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(24.309)	-	-	(4.831)	(2.092)	(15.723)	(46.955)	(36.355)
Total	282.756	59.987	20.978	6.030	3.207	-	372.958	310.888
Circulante							336.655	270.686
Não circulante							36.303	40.202

(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 nº 1.874 de 07 de abril de 2015), que a ANEEL considera como a taxa de retorno adequada para os serviços de distribuição de energia, cuja metodologia está definida na Resolução Normativa ANEEL nº 457 de 8 de novembro de 2011. Essa taxa é compatível com a natureza, o prazo e os riscos de transações similares em condições de mercado na situação atual. 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 30 de junho de 2015 refere-se ao registro dos valores da comercialização de energia no âmbito da CCEE no montante de R\$ 2.440 (R\$ 2.299 em 31 de dezembro 2014), deduzido das liquidações parciais ocorridas até 30 de junho de 2015. Esses saldos foram apurados com base em cálculos preparados e divulgados pela CCEE.

A composição desses valores, incluindo os saldos registrados na rubrica “fornecedores” no passivo circulante de R\$20.819 (R\$4.959 em 31 de dezembro de 2014), referente a aquisição de energia elétrica e aos encargos de serviços do sistema de R\$ 6.708 (R\$2.974 em 31 de dezembro de 2014), conforme demonstrados a seguir:

Composição dos créditos da CCEE	30/06/2015	31/12/2014
Créditos vinculados a liminares até dezembro de 2002	2.299	2.299
Créditos a vencer	141	-
	2.440	2.299
(-) Aquisições de Energia na CCEE	(20.819)	(4.959)
(-) Encargos de serviços do sistema	(6.708)	(2.974)
	(25.087)	(5.634)

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

7. Títulos de créditos a receber

Os títulos de créditos a receber de Municípios do Estado de Mato Grosso do Sul, são referentes a faturas de energia elétrica pendentes de pagamento. Os referidos Municípios possuíam precatórios expedidos entre os anos de 2000 e 2001 e os cederam à Companhia, entre os anos de 2005 e 2006, para quitar as aludidas faturas. Até a presente data foram recebidos 91% do valor devido. A Administração da Companhia tem expectativa de que o saldo remanescente de R\$3.843 (R\$3.843 em 31 de dezembro de 2014) seja totalmente realizado.

8. Provisão para créditos de liquidação duvidosa

Movimentação das provisões	30/06/2015	31/12/2014
Saldo - inicial - circulante - 31/12/2014 e 31/12/2013	36.355	73.827
Perdas no período/exercício líquido de recuperações	(16.370)	(66.575)
Provisões constituídas no período/exercício	26.970	29.103
Saldo - final - circulante - 30/06/2015 e 31/12/2014	46.955	36.355

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 resumidas:

Clientes com débitos relevantes.

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

Para os demais casos:

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

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

Para as classes Serviço Público, Poder Público e Iluminação Pública, a Companhia avalia individualmente os casos de créditos em cobrança judicial com sentença com transitado em julgado favoravelmente ou que possua título de precatório, considerando que, nesses casos a realização do crédito é líquida e certa.

9. Revisão e reajuste tarifário periódico

Reajuste tarifário:

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

A ANEEL, através da Resolução Homologatória n.º 1.874 de 07 de abril de 2015, aprovou o reajuste tarifário da Companhia em vigor desde 08 de abril de 2015. Foi aprovado o índice de reajuste tarifário anual médio de 3,22% a ser aplicado às tarifas da Companhia, que corresponde a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores, sendo de 3,64% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de 3,02% em média para aqueles conectados em Baixa Tensão (BT).

Revisão tarifária extraordinária:

A ANEEL, 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. O efeito médio para a Companhia foi de 27,9%.

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.

Bandeiras tarifárias:

A partir de janeiro de 2015, as contas de energia terão 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\$ 0,0150 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos;

Bandeira vermelha: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,0300 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.

O período de aplicação da bandeira tarifária será o primeiro dia do mês posterior à data de divulgação.

Revisão tarifária periódica:

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

A ANEEL através da Resolução Homologatória n° 1.505, 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 uma redução de -3,17%.

10. Tributos a recuperar

	30/06/2015	31/12/2014
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS (1)	35.071	35.170
Imposto de Renda (2)	21.109	13.525
Contribuição Social (2)	7.817	5.265
Contribuição do PIS e COFINS	6.940	147
Outros	596	188
Total	71.533	54.295
Circulante	51.555	34.189
Não Circulante	19.978	20.106

- (1) O ICMS a compensar apurado na aquisição de bens do ativo intangível será recuperado em até 48 (quarenta e oito) meses.
- (2) Saldos negativos de imposto de renda e contribuição social apurados nos exercícios e em anos-calendários anteriores, decorrentes de estimativas pagas a maior, que serão utilizados para compensação de tributos administrados pela Receita Federal do Brasil - RFB.

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	30/06/2015	31/12/2014
Itens da Parcela A (1)		
Conta Consumo de Combustível - CCC	545	663
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	20.201	628
Programa de Incentivo Fontes Alternativa de Energia - PROINFA	859	1.297
Transporte energia elétrica - Itaipu Binacional	412	144
Transporte de energia pela Rede Básica	16.988	12.540
Energia elétrica comprada para revenda	197.048	193.531
Subcontratação de energia (2)	8.154	-
Componentes financeiros		
CUSD	-	60
Exposição Submercado	4.421	-
Outros itens financeiros	6.741	2.658
	255.369	211.521
Ativo circulante	186.503	15.452
Ativo não Circulante	68.866	196.069

Passivos regulatórios	30/06/2015	31/12/2014
Itens da Parcela A (1)		
Encargos de Serviço do Sistema - ESS (3)	60.529	53.957
Sobrecontratação (2)	72.249	96.698
Componentes financeiros		
CUSD	-	1.064
Exposição de submercados	-	784
Neutralidade (4)	9.206	4.907
Outros Itens financeiros	2.599	-
	144.583	157.410
Passivo circulante	129.134	6.451
Passivo não circulante	15.449	150.959

Efeito na demonstração do resultado	01/04/2015	01/01/2015
	a	a
	30/06/2015	30/06/2015
Receita Operacional	(21.428)	42.594
Outras Receitas Financeiras	1.750	24.539
Outras Despesas Financeiras	165	(10.457)
Total resultado	(19.513)	56.676

- (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 105% do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. Este repasse foi regulamentado pela Resolução ANEEL nº 255, de 6 de março de 2007. As distribuidoras de energia elétrica são obrigadas a garantir 100% do seu mercado de energia por meio de contratos aprovados, registrados e homologados pela ANEEL, tendo também a garantia do repasse às tarifas dos custos ou receitas decorrentes das sobras e déficits de energia elétrica, limitados em 5% do requisito de carga;
- (3) 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) 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

	30/06/2015	31/12/2014
Baixa renda (1)	3.956	6.401
Subvenção CDE - desconto tarifário (2)	78.274	6.699
Reembolso do Fundo CDE - Bandeira Tarifária	4.769	-
Adiantamentos a empregados	2.087	986
Adiantamentos a fornecedores	3.761	3.313
Dispêndios a reembolsar	1.070	1.502
Desativações em curso (3)	3.506	4.030
Alienação em curso (3)	45	46
Ordens de serviços - P&D	2.673	2.326
Ordens de serviços - PEE	21.673	15.968
Ordens de serviços - Outros	667	665
Instrumentos financeiros	-	149
Padrão baixa renda	3.621	4.969
Aplicações vinculadas	485	355
Despesas pagas antecipadamente	426	1.073
Plano de universalização	3.970	4.597
Banco Daycoval (4)	61.818	61.818
(-) Provisão para perdas Daycoval (4)	(61.818)	(61.818)
Outros créditos a receber	4.324	4.159
Total	135.307	57.238
Circulante	130.301	51.726
Não Circulante	5.006	5.512

- (1) **Subvenção à Baixa Renda - Tarifa Social:** O Governo Federal, por meio da Lei nº 10.438, de 26/4/2002, 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 23/12/2002, 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 20/1/2010, 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%. Em julho de 2015 foi recebido o montante de R\$2.202, referente à subvenção baixa renda.

Segue abaixo a movimentação no período/exercício:

	30/06/2015	31/12/2014
Saldo inicial - circulante - 31/12/2014 e 31/12/2013	6.401	5.406
Subvenção baixa renda	15.049	36.448
Ressarcimento Eletrobrás	(17.494)	(35.453)
Saldo final - circulante - 30/06/2015 e 31/12/2014	<u>3.956</u>	<u>6.401</u>

- (2) **Subvenção CDE - desconto tarifário**

	30/06/2015	31/12/2014
Saldo inicial - circulante 31/12/2014 e 31/12/2013	6.699	-
Desconto tarifário subvenção irrigante e rural aplicados na tarifa	83.901	46.727
Antecipação/Repasse	(12.326)	(40.028)
Saldo - final - circulante - 30/06/2015 e 31/12/2014	<u>78.274</u>	<u>6.699</u>

Subvenção CDE: A Resolução Homologatória 1.874 da ANEEL, de 07 de abril de 2015, 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.

Em julho de 2015 foi recebido o montante de R\$2.510, referente à subvenção CDE.

- (3) Refere-se às desativações relativas as UAR (Unidades de Adição e Retirada), determinadas por motivos técnico-operacionais e sinistro, que se encontram em fase de análise e recuperação para o retorno ao intangível ou realização.
- (4) Refere-se à transferência de valores efetuada 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 por antecipação desta holding, conforme justificativa da Instituição Financeira. A Administração da Companhia considera essa transferência indevida e está questionando judicialmente a sua devolução. O Plano de Correção das Falhas e Transgressões (Plano ANEEL), apresentado à Agência Reguladora em 26 de outubro de 2012, no âmbito da intervenção administrativa, previa o ressarcimento à Companhia, mediante aquisição da posição do Banco Daycoval S.A. pela Rede Energia S.A. - em "Recuperação Judicial" que era condição de aprovação do plano pela ANEEL. Ocorre que o Plano ANEEL foi aditado após a aprovação do Plano de Recuperação Judicial, pela Assembleia Geral de Credores da Recuperação Judicial da Rede Energia S.A. - em "Recuperação Judicial", que prevê a venda do controle do Grupo Rede à ENERGISA. Em 17 de dezembro de 2013 a ANEEL aprovou, através da Resolução Autorizativa nº 4.463, o Plano ANEEL e acolheu a proposta da ENERGISA de ressarcir a EMS por meio de AFAC - Adiantamento para futuro aumento de capital, no valor equivalente ao saque efetuado pelo Daycoval (já efetivado). Dessa forma, a realização do ativo passou a depender tão somente da demanda judicial movida contra o Banco Daycoval S.A. e, por isto, passou a ser tratada

como um ativo contingente. Por este fato a Administração decidiu provisionar a perda deste valor enquanto aguarda o andamento do questionamento jurídico.

13. Transações com partes relacionadas

A Companhia é controlada pela REDE ENERGIA S/A, (63,11% do capital total), que por sua vez detém o controle acionário da Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A (EMT), Energisa Tocantins - Distribuidora de Energia S/A (ETO), Caiuá Distribuição de Energia S/A (Caiuá), Companhia Força e Luz do Oeste (CFLO), Companhia Nacional de Energia Elétrica (CNEE), Empresa de Distribuição de Energia Elétrica do Vale Parapanema S/A (EDEV), Empresa Elétrica Bragantina S/A (EEB), Rede Eletricidade e Serviços S/A (REDESERV), Companhia Técnica e Comercialização de Energia S/A (REDECOM), Tangará Energia S/A, Vale do Vacaria Açúcar e Álcool S/A, Companhia Geral e QMRA Participações S/A e Rede Power do Brasil S/A (REDE POWER) que também possui 36,83% de participação no capital social.

A Rede Energia é controlada pela Empresa de Eletricidade Vale Parapanema S/A (EEVP) (68,27%) que por sua vez é controlada pela Denerge (99,99%). Desde de 11 de abril de 2014 a Denerge é controlada pela Energisa (49,28%), BBPM (39,89%) e JQMJ (10,81%). A BBPM passou a ser controlada pela Energisa (89,57%) e JQMJ com 10,38%. A Energisa controla a JQMJ (99,99%). Energisa S/A possui 14,25% e Denerge 11,79% da Rede Energia.

Transações efetuadas durante o período pela Companhia:

13.1. Transações e saldos com empresas relacionadas

	Relacionamento	No trimestre findo em :		No período findo em :	
		30/06/2015	30/06/2014	30/06/2015	30/06/2014
Transações de mútuos:					
Receitas financeiras		-	72	-	346
Despesas financeiras		-	(235)	-	(508)
		-	(163)	-	(162)
Outras receitas:					
Rede Eletricidade e Serviços S.A.	Grupo Econômico	-	93	31	97
		-	93	31	97
Encargo de uso de energia elétrica (a):					
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	Grupo Econômico	(576)	(851)	(1.117)	(1.829)
Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A.	Grupo Econômico	(348)	(385)	(655)	(843)
		(924)	(1.236)	(1.772)	(2.672)
Custo de prestação de serviços:					
Rede Eletricidade e Serviços S.A.	Grupo Econômico	(2.858)	(2.248)	(4.357)	(4.496)
		(2.858)	(2.248)	(4.357)	(4.496)

	Relacionamento	30/06/2015	31/12/2014
SALDOS PASSIVOS			
Circulante			
Fornecedores (1):			
Rede Eletricidade e Serviços S.A.	Grupo Econômico	654	712
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	Grupo Econômico	71	57
Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A.	Grupo Econômico	41	36
		<u>766</u>	<u>805</u>
Dividendos:			
Rede Power Energia S.A.	Coligada	5.811	17.183
Rede Energia S.A. - em Recuperação Judicial	Controladora	3.391	12.106
		<u>9.202</u>	<u>29.289</u>

(1) Contratos relacionados ao setor elétrico

A Companhia possui contratos de compra e venda de energia com empresas relacionadas nos termos de CCVE - Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica, CCEAR - Contratos de Comercialização no Ambiente Regulado, CCD - Contratos de Conexão ao Sistema de Distribuição e CUSD Contratos de Uso do Sistema de Distribuição.

13.2. Remuneração dos administradores

No período findo em 30 de junho de 2015, a remuneração dos administradores foi de R\$1.222 (R\$664 em 31 de junho de 2014) que corresponde em sua totalidade a benefícios de curto prazo. Os encargos sociais sobre as remunerações totalizaram R\$224 (R\$192 em 30 de junho de 2014).

A maior e a menor remuneração atribuídas aos dirigentes foram de R\$68 e R\$2, e a média no 2º trimestre de 2015 foi de R\$16.

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

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

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

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

Impostos diferidos reconhecidos nas informações financeiras intermediárias:

	30/06/2015	31/12/2014
Ativo		
Prejuízos fiscais	39.664	42.999
Base negativa de contribuição social	10.356	11.572
Imposto de renda	72.527	83.635
Contribuição social	26.110	30.109
Total do ativo não circulante	<u>148.657</u>	<u>168.315</u>

A natureza dos créditos diferidos são como segue:

	30/06/2015		31/12/2014	
	Base de cálculo	IRPJ + CSLL	Base de cálculo	IRPJ + CSLL
Prejuízos fiscais	158.653	39.664	171.997	42.999
Base negativa da CSLL	115.069	10.356	128.580	11.572
Provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD	46.955	15.965	36.355	12.361
Provisão para riscos	206.765	70.300	191.969	65.270
Provisão para perdas de aplicações	61.818	21.018	61.818	21.018
Amortização do ágio	137.615	46.789	146.041	49.654
Provisão ajuste atuarial - Res Abrangente	57	19	57	19
Acréscimos moratórios	(24.880)	(8.459)	(24.880)	(8.459)
Ajuste a valor presente	11.219	3.814	12.000	4.080
Marcação a mercado - derivativo	1.382	470	(125)	(43)
Parcela do VNR das contas a receber da concessão e atualização	(48.802)	(16.593)	(39.560)	(13.450)
Ativos regulatórios líquido	(102.019)	(34.686)	(49.136)	(16.706)
Total - Ativo não Circulante	-	148.657	-	168.315

A seguir está apresentada a estimativa para as realizações dos impostos diferidos.

Período	Realização dos créditos fiscais
2015	26.033
2016	36.464
2017	15.839
2018	10.046
2019	10.046
2020	10.046
2021 a 2024	40.183
Total	148.657

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

	01/04/2015	01/01/2015	01/04/2014	01/01/2014
	a 30/06/2015	a 30/06/2015	a 30/06/2014	a 30/06/2014
Resultado antes dos tributos sobre o lucro	(5.470)	89.404	(28.064)	(49.227)
Alíquotas fiscais combinadas	34%	34%	34%	34%
Despesa de imposto de renda e da contribuição social calculadas às alíquotas fiscais	1.860	(30.397)	9.542	16.737
Incentivos fiscais	(3)	(140)	-	-
Outras exclusões / (adições)	(240)	(235)	(153)	1.335
Receita (despesa) de imposto de renda e contribuição social	2.103	(30.022)	9.695	15.402
Alíquota efetiva	38,45%	33,58%	34,55%	31,29%

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.

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

A partir de 31 de dezembro de 2012 a Companhia passou a reconhecer o VNR - Valor novo de reposição, homologados pela ANEEL, dos ativos que compõe a concessão, corrigidos pela variação do IGPM. No período findo em 30 de junho de 2015, foram reconhecidos em receita financeira - atualização do contas a receber da concessão - VNR o montante de R\$9.358.

Esse direito está classificado como disponível para venda no não circulante. Em 30 de junho de 2015, o saldo dessa rubrica monta:

Movimentação	30/06/2015	31/12/2014
Ativo financeiro - 31/12/2014 e 31/12/2013	318.859	259.774
Adições no período/exercício (1)	38.259	53.760
Baixas no período/exercício	(642)	(2.534)
Ativo financeiro	356.476	311.000
Atualização contas a receber da concessão - VNR	9.358	7.859
Ativo financeiro custo corrigido - 30/06/2015 e 31/12/2014	365.834	318.859

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

16. Investimentos

A Companhia mantém ativos não remunerados destinados à locação

Movimentação	30/06/2015	31/12/2014
Investimento - 31/12/2014 e 31/12/2013	654	698
Depreciação	(22)	(44)
Investimento - 30/06/2015 e 31/12/2014	632	654
Edificações, obras civis e benfeitorias	630	652
Terrenos	2	2

17. Intangível- contrato de concessão

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

INTANGÍVEL	Saldo 31/12/2014	Adição	Baixas (*)	Amortização	Transferências	Saldo 30/06/2015
Intangível em Serviço						
Intangível	2.077.109	-	(17.986)	-	56.698	2.115.821
Amortização Acumulada	(1.181.934)	-	12.505	(45.928)	-	(1.215.357)
Subtotal	895.175	-	(5.481)	(45.928)	56.698	900.464
Em Curso	179.741	89.791	(42.631)	-	(56.698)	170.203
Total Intangível	1.074.916	89.791	(48.112)	(45.928)	-	1.070.667
(-) Obrigações vinc. à concessão						
Em Serviço	436.362	-	-	-	2.465	438.827
Amortização Acumulada	(238.103)	-	-	(8.347)	-	(246.450)
Subtotal	198.259	-	-	(8.347)	2.465	192.377
Em Curso	50.962	12.640	(4.372)	-	(2.465)	56.765
Total	249.221	12.640	(4.372)	(8.347)	-	249.142
Total Intangível	825.695	77.151	(43.740)	(37.581)	-	821.525

(*) As baixas totalizaram no período R\$43.740, sendo R\$38.259 transferido para o ativo financeiro (bifurcação) e R\$5.481 referente às baixas operacionais realizadas 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 destinados à alienação. Determina, também, que o produto da alienação seja depositado em conta bancária específica e os recursos reinvestidos na infraestrutura da própria concessão.

A amortização está sendo efetuada pelo prazo da concessão com base nos benefícios econômicos gerados anualmente. A taxa média ponderada de amortização utilizada no período é de 4,33% (4,32% 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:

Intangível em serviço	192.377	198.259
Intangível em curso	30.562	31.539
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	26.204	19.423
Total	392.517	382.973

As contribuições do consumidor representam a participação de terceiros em obras para fornecimento de energia elétrica em áreas não incluídas nos projetos de expansão das concessionárias de energia elétrica.

A partir da segunda revisão tarifária periódica, ocorrida em agosto de 2009 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 nº 463 de 22 de novembro de 2011, determinou que os valores provenientes do faturamento de multas por ultrapassagem de demanda e consumo de energia reativa excedente, a partir do 3º ciclo de revisões tarifárias, passem a ser contabilizadas como Obrigações especiais. Anteriormente ao 3º ciclo esses valores eram contabilizados como receita operacional. A Companhia passou pelo 3º ciclo de revisão tarifária em abril de 2013 e, a partir dessa data, o faturamento das ultrapassagens de demanda passou ser contabilizado na rubrica Obrigações Especiais.

Em 30 de junho de 2015, o montante contabilizado naquela rubrica é de R\$26.204 (R\$19.423 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.

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 30 de junho 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

Movimentação	30/06/2015	31/12/2014
Suprimento (1)		
Contrato bilateral	122.278	105.220
CCEE	27.527	7.933
Uso do sistema de transmissão/distribuição	4.663	4.077
Materiais, serviços e outros (2)	29.030	47.718
Total	183.498	164.948
Circulante	175.992	162.480
Não circulante	7.506	2.468

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

19. Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

Operações	Encargos da dívida	Principal		Total	
		circulante	não circulante	30/06/2015	31/12/2014
Em moeda nacional					
Eletróbrás - IRD-1000	3	63	220	286	317
Eletróbrás - IRD-1001	11	195	878	1.084	1.182
Eletróbrás - IRD-1002	2	28	125	155	169
Eletróbrás - IRD-1003	3	44	243	290	312
Eletróbrás - IRD-1004	1	15	93	109	117
Eletróbrás - IRD-933	3	92	229	324	371
Eletróbrás - IRD-999	9	215	698	922	1.030
Eletróbrás - LUZ CAMPO II - ECF-2162	-	-	-	-	83
Eletróbrás - LT-3ª TRANCHE - ECFS-225	-	2.178	9.439	11.617	12.707
Eletróbrás - LT-2ª TRANCHE - ECFS-097	-	4.007	6.011	10.018	12.022
Eletróbrás - LT- 1ª TRANCHE - ECFS-024	-	1.628	136	1.764	2.578
Eletróbrás - LT- 4ª TRANCHE - ECFS-274	-	2.367	13.610	15.977	17.161
Eletróbrás - ECF-2943-RELUZ	-	1.254	2.716	3.970	4.599
Banco Safra - FINAME	-	234	-	234	476
Banco Itaú - Capital de Giro	-	-	-	-	105.413
FIDC	2.205	-	289.821	292.026	289.856
Volkswagen - Investimentos	-	-	-	-	246
Total em moeda nacional	2.237	12.320	324.219	338.776	448.639
MERRILL LYNCH	180	-	97.566	97.746	-
Total em moeda Estrangeira	180	-	97.566	97.746	-
Total geral da dívida	2.417	12.320	421.785	436.522	448.639

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.

Condições contratuais dos empréstimos e financiamentos em 30 de junho de 2015:

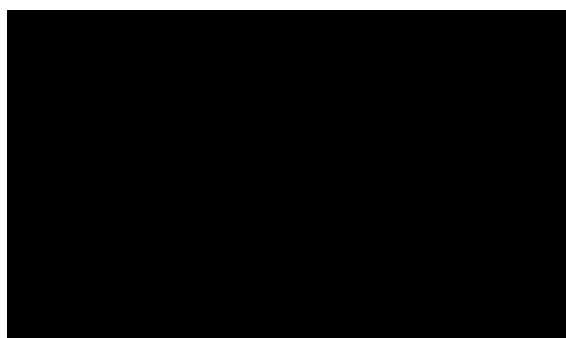
01/06/2014	Operação	Vencimento	Características da Operação			Custo da Dívida		
			Periodicidade Amortização	Garantias Reais	Prazo Médio meses	indexador	Taxa de Juros a.a.	TIR (Taxa efetiva de juros)
	Eletrobrás - IRD-1000	nov-2019	trimestral	Livre de Garantias	53	UFIR +	8,00%	4,00%
	Eletrobrás - IRD-1001	nov-2020	trimestral	Livre de Garantias	66	UFIR +	8,00%	4,00%
	Eletrobrás - IRD-1002	nov-2020	trimestral	Livre de Garantias	66	UFIR +	8,00%	4,00%
	Eletrobrás - IRD-1003	nov-2021	trimestral	Livre de Garantias	78	UFIR +	8,00%	4,00%
	Eletrobrás - IRD-1004	mai-2022	trimestral	Livre de Garantias	84	UFIR +	8,00%	4,00%
	Eletrobrás - IRD-933	nov-2018	trimestral	Livre de Garantias	41	UFIR +	8,00%	4,00%
	Eletrobrás - IRD-999	ago-2019	trimestral	Livre de Garantias	50	UFIR +	8,00%	4,00%
	Eletrobrás - LUZ							
	CAMPO II - ECF-2162	jun-2015	mensal	Recebíveis	-	UFIR +	6,00%	3,00%
	Eletrobrás - LT-3ª							
	TRANCHE - ECFS-225	out-2020	mensal	Recebíveis	65	UFIR +	6,00%	3,00%
	Eletrobrás - LT-2ª							
	TRANCHE - ECFS-097	dez-2017	mensal	Recebíveis	30	UFIR +	6,00%	3,00%
	Eletrobrás - LT- 1ª							
	TRANCHE - ECFS-024	jul-2016	mensal	Recebíveis	13	UFIR +	6,00%	3,00%
	Eletrobrás - LT- 4ª							
	TRANCHE - ECFS-274	mar-2022	mensal	Recebíveis	82	UFIR +	6,00%	3,00%
	Eletrobrás - ECF-2943-							
	RELUZ	ago-2018	mensal	Recebíveis	39	UFIR +	7,00%	3,50%
	Banco Safra - FINAME	nov-2015	mensal	Próprio bem	5	PRÉ	8,00%	4,00%
	Banco Safra - FINAME	nov-2015	mensal	Próprio bem	5	URTJLP +	6,00%	3,00%
	Banco Safra - FINAME	mar-2016	mensal	Próprio bem	9	PRÉ	8,00%	4,00%
	Banco Safra - FINAME	mar-2016	mensal	Próprio bem	9	URTJLP +	6,00%	3,00%
	Volkswagen -							
	Investimentos	mar-2015	mensal	Próprio bem	-	PRÉ	12,00%	6,00%
	Volkswagen -			Próprio bem + Aval				
	Investimentos	mai-2015	mensal	Rede Power	-	PRÉ	12,00%	6,00%
	Banco Itau - NP	jan-2015	final	Aval	-	CDI +	2,25%	7,05%
	FIDC	out-2034	mensal	Recebíveis	234	TR	7,00%	4,14%
	Merrill Lynch (*)	set-2017	final	Aval	27	Libor +	1,85%	1,20%

(*) Possui swap

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

Moeda/indicadores	30/06/2015	31/12/2014
TJLP	6,00%	5,00%
CDI	5,92%	10,81%
TR	0,64%	0,86%
LIBOR	0,27%	0,86%

Em 30 de junho de 2015, os financiamentos de longo prazo têm seus vencimentos assim programados:



Seguem as movimentações ocorridas no período/exercício:

Descrição	30/06/2015	31/12/2014
Saldos em 31/12/2014 e 31/12/2013	448.639	518.109
Novos empréstimos e financiamentos obtidos	100.000	390.206
Encargos de dívidas - juros, variação monetária e camb	14.233	49.094
Pagamento de principal	(106.610)	(465.784)
Pagamento de juros	(19.740)	(42.986)
Saldos em 30/06/2015 e 31/12/2014	<u>436.522</u>	<u>448.639</u>
Circulante	14.737	118.351
Não circulante	421.785	330.288

20. Debêntures (não conversíveis em ações)

Principais características das debêntures:

	7º emissão
Tipo de emissão	Pública
Data de emissão	31/05/2014
Data de vencimento	30/05/2021
Garantia	Quirografária
Rendimentos	CDI + 2,28% a.a.
TIR (taxa efetiva de juros)	12,45% a.a.
Quantidade de títulos	40.000
Valor na data de emissão	400.000
Títulos em circulação	40.000
Carencia de juros	2 anos
Amortizações/parcelas	Mensal após carência
Saldo em 30/06/2015 (1)	<u>401.988</u>
Circulante	3.970
Não circulante	398.018
Saldo em 31/12/2014	<u>401.893</u>
Circulante	4.282
Não circulante	397.611

(1) Deduzido de R\$ 2.793 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 30 de junho de 2015 exigências contratuais foram cumpridas.

Em 30 de junho de 2015 as debêntures têm seus vencimentos assim programados:

	30/06/2015
2015	4.781
2016	46.760
2017	80.160
2018	80.160
2019	80.160
2020	80.160
Após 2020	32.600
	404.781
Custo de captação a apropriar	(2.793)
	401.988

Seguem as movimentações ocorridas no período:

Descrição	30/06/2015	31/12/2014
Saldos em 31/12/2014 e 31/12/2013	401.893	-
Nova emissão de debêntures - 7º emissão	-	400.000
Encargos de dívidas - juros, variação monetária	27.604	31.873
Pagamento de encargos	(27.913)	(26.782)
Pagamento de custo de captação	-	(3.668)
Apropriação de custo de captação	404	470
Saldos em 30/06/2015 e 31/12/2014	401.988	401.893
Circulante	3.970	4.282
Não circulante	398.018	397.611

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

Contratos	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2019 em diante	Total
Debêntures - 7ª emissão	404	788	642	478	481	2.793

21. Financiamento por arrendamento mercantil

Descrição	30/06/2015	31/12/2014
Saldos em 31/12/2014 e 31/12/2013	29	486
Encargos de dívidas - juros, variação monetária e cambial	1	199
Pagamento de principal	(29)	(455)
Pagamento de juros	(1)	(201)
Saldos em 30/06/2015 e 31/12/2014 - circulante	-	29

22. Obrigações fiscais

	30/06/2015	31/12/2014
ICMS	39.735	31.166
Encargos sociais	2.125	3.640
PIS / COFINS	18.707	12.425
IRRF	143	158
ISS	697	772
Outros	374	495
Total - circulante	61.781	48.656

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 30/06/2015
Trabalhistas	87.713	18.118	(9.925)	5.835	101.741
Cíveis	103.033	11.991	(21.449)	6.189	99.764
Fiscais	1.223	52	(1.066)	13	222
Total	191.969	30.161	(32.440)	12.037	201.727
Depósitos e cauções vinculados	38.874				48.216

A provisão trabalhista inclui R\$ 1.292 referente a provisão de INSS - FAT.

A Companhia possui depósitos e cauções vinculados no ativo não circulante, no montante de R\$66.882 (R\$53.512 em 31 de dezembro de 2014). Desse total, R\$18.666 (R\$14.638 em 31 de dezembro de 2014) não possuem provisões para riscos em face do prognóstico de êxito ser possível ou provável.

No período findo em 30 de junho de 2015 foram pagos de R\$ 12.466, sendo de indenizações trabalhistas R\$ 4.631 (R\$20.644 em 31 de dezembro de 2014), de indenizações cíveis R\$ 7.835 (R\$13.057 em 31 de dezembro de 2014) e indenizações fiscais de R\$ 6 em 31 de dezembro de 2014.

Perdas prováveis:

Trabalhistas

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

A variação ocorreu devido a revisão de processos em andamento, a entrada de novos processos de diversas naturezas e correção monetária no montante de R\$23.953.

Cíveis

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

A variação ocorreu devido a revisão de processos em andamento, a entrada de novos processos de diversas naturezas e correção monetária no montante de R\$18.180.

Fiscais

As ações de natureza fiscal e tributária referem-se basicamente, aos seguintes objetos: (i) compensação e aproveitamento de créditos de ICMS e (ii) imposto sobre serviços de qualquer natureza (ISSQN) na figura de substituto tributário dos municípios, entre outros.

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\$515.725 (R\$431.643 em 31 de dezembro de 2014), cuja probabilidade de êxito foi estimada pelos consultores jurídicos como possível, não requerendo a constituição de provisão.

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

Trabalhistas

As ações judiciais de natureza trabalhistas no montante R\$17.783 (R\$25.855 em 31 de dezembro de 2014) têm como objetos principais o pleito de responsabilidade subsidiária/solidária da Companhia em relação às verbas referentes aos contratos de trabalho firmados entre as empresas que lhe prestam serviços e seus empregados.

Cíveis

As ações judiciais de natureza cível, cujo montante é de R\$484.385 (R\$394.447 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 se encontra em processo de defesa administrativa. Sendo válido destacar que houve alteração do prognóstico em processo proposto pelo Ministério Público Estadual (0044688-64.2005.8.12.0001), com valor envolvido de R\$ 70.721, onde se discute o procedimento adotado para cobranças de energia consumida de forma irregular.

Fiscais

Ações de natureza fiscal e tributária no montante R\$13.557 (R\$11.341 em 31 de dezembro de 2014). Refere-se principalmente a ilegalidade da integração do PIS/Cofins na base de cálculo do ICMS.

24. Encargos do consumidor a recolher e Obrigações intra-setoriais

24.1. Taxas Regulamentares

	30/06/2015	31/12/2014
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE (1)	25.921	1.936
Taxa de fiscalização - ANEEL	223	190
Encargo Capacidade Emergencial - ECE	265	280
Encargo de Aquisição de Energia Elétrica Emergencial - EAEED	4	4
Total - Circulante	26.413	2.410

(1) A Resolução Homologatória 1.857 da ANEEL, de 27 de fevereiro de 2015, homologa as quotas anuais da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE para o ano de 2015.

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, de 28 de março de 2007 e 21 de janeiro de 2010.

	30/06/2015	31/12/2014
Fundo Nacional Desenv. Científico Tecnológico - FNDCT	436	436
Ministério de Minas e Energia - MME	218	219
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	16.579	14.183
Programa de Eficiência Energética - PEE	33.840	28.889
Total	51.073	43.727
Circulante	37.055	36.950
Não circulante	14.018	6.777

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

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

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

25. Outros Passivos

	30/06/2015	31/12/2014
Credores diversos - consumidores	6.247	5.648
Colaboradores - PL/AGO84	1.156	1.255
Arrecadação de terceiros a repassar	1.311	2.140
Total	8.714	9.043
Circulante	7.557	7.788
Não circulante	1.157	1.255

26. Patrimônio Líquido

26.1. Capital Social

O capital social, subscrito e integralizado é de R\$595.649 (R\$595.649 em 31 de dezembro de 2014) está representado por 63.116.354 mil ações ordinárias (63.116.354 mil em 31 de dezembro de 2014), todas nominativas sem valor nominal.

26.2. Dividendos

Em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 29 de abril de 2015, foram aprovados os dividendos relativos ao exercício de 2014, no montante de R\$29.445 que foram pagos conforme segue: (i) em 04 de abril de 2015, o valor de R\$20.224 (R\$0,0004665260 por ação ordinária); e (ii) em 22 de julho de 2015, o valor de R\$9.221 (R\$0,0004665260 por ação ordinária).

O Conselho de Administração aprovou em 24 de junho de 2015, a distribuição de dividendos intercalares à conta dos resultados apurados até 31 de março do corrente exercício, no montante de R\$59.611 (R\$0,0009444687 por

ação ordinária), pagos no dia 30 de junho de 2015.

27. Receita operacional

	30/06/2015				30/06/2014			
	Informação não revisada pelos auditores independentes		01/04/2015 a 30/06/2015	01/01/2015 a 30/06/2015	Informação não revisada pelos auditores independentes		01/04/2014 a 30/06/2014	01/01/2014 a 30/06/2014
	Nº de consumidores	MWh	R\$	R\$	Nº de consumidores	MWh	R\$	R\$
Residencial	771.626	866.202	272.152	528.580	740.746	809.303	172.517	360.651
Industrial	8.248	317.160	109.632	193.321	7.682	297.063	61.389	115.361
Comercial	76.788	558.008	179.186	331.785	74.844	530.197	108.430	220.921
Rural	87.837	233.916	73.866	156.907	84.204	232.068	37.505	75.548
Poder Público:								
Federal	897	33.489	11.005	20.135	884	31.823	6.885	13.635
Estadual	1.676	44.402	12.403	21.889	1.621	43.480	7.791	15.319
Municipal	6.212	45.730	15.485	27.725	6.055	44.621	10.144	19.452
Iluminação Pública	2.302	110.556	22.388	36.556	2.243	105.495	12.798	24.193
Serviço Público	1.053	83.431	22.814	41.847	963	84.640	11.723	23.371
Consumo Próprio	186	3.418	-	-	184	3.410	-	-
Subtotal	956.825	2.296.312	718.931	1.358.745	919.426	2.182.100	429.182	868.451
Suprimento	-	-	-	-	-	96.385	34.882	37.670
Fornecimento não faturado (líquido)	-	(60.213)	(15.441)	16.806	-	(26.448)	(1.291)	(4.287)
Disponibilidade do sistema de transmissão	-	-	22.482	38.616	-	-	14.750	28.454
Ativos e passivos regulatórios (a)	-	-	(21.428)	42.594	-	-	-	-
Receita de Construção (b)	-	-	43.874	75.983	-	-	30.504	67.683
Outras receitas operacionais	-	-	3.141	6.661	-	-	20.897	31.256
Total - receita operacional bruta	956.825	2.236.099	751.559	1.539.405	919.426	2.252.037	528.924	1.029.227
Deduções da receita operacional								
ICMS	-	-	127.710	238.108	-	-	80.945	165.501
PIS	-	-	11.755	24.147	-	-	7.808	15.377
COFINS	-	-	54.144	111.222	-	-	35.968	70.832
ISS	-	-	2	4	-	-	34	40
Programa de Eficiência Energética - PEE	-	-	1.537	4.176	-	-	1.707	3.350
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	102.619	135.149	-	-	5.805	9.747
Bandeiras Tarifárias	-	-	97.366	89.142	-	-	-	-
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	-	-	1.537	4.176	-	-	1.707	3.350
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	-	-	3.557	6.781	-	-	2.675	5.604
Total	-	-	400.227	612.905	-	-	136.649	273.801
Total - receita operacional líquida	956.825	2.236.099	351.332	926.500	919.426	2.252.037	392.275	755.426

(a) Refere-se ao montante de ativos e passivos regulatórios reconhecidos no resultado de 30 de junho de 2015 de acordo com a Deliberação CVM nº 732/14.

(b) 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.

28. Despesas operacionais

28.1. Custo do Serviço e Despesas Operacionais

	CUSTO DO SERVIÇO			DESPESAS OPERACIONAS		TOTAL	
	COM ENERGIA ELÉTRICA	DE OPERAÇÃO	PRESTADO A TERCEIROS	COM VENDAS	GERAIS E ADMINIST.	01/04/2015 a 30/06/2015	01/04/2014 a 30/06/2014
Energia elétrica comprada para revenda (*)	145.417	-	-	-	-	145.417	199.396
Encargo de uso-sistema de transmissão e distribuição (*)	31.156	-	-	-	-	31.156	13.166
Pessoal e administradores	-	31.224	7	-	5.886	37.117	35.498
Entidade de previdencia	-	825	-	-	170	995	1.261
Material	-	3.333	49	-	573	3.955	4.018
Serviços de terceiros	-	18.377	96	779	11.428	30.680	30.890
Depreciação e amortização	-	14.454	-	-	3.270	17.724	16.753
Provisão p/créditos de liquidação duvidosa e recuperação de incobráveis	-	-	-	5.700	-	5.700	(773)
Provisão para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais	-	-	-	-	(1.667)	(1.667)	45.978
Custo de construção	-	-	43.874	-	-	43.874	30.504
Outras	-	6.628	2	301	9.690	16.621	19.995
Total	176.573	74.841	44.028	6.780	29.350	331.572	396.686

	CUSTO DO SERVIÇO			DESPESAS OPERACIONAS		TOTAL	
	COM ENERGIA ELÉTRICA	DE OPERAÇÃO	PRESTADO A TERCEIROS	COM VENDAS	GERAIS E ADMINIST.	01/01/2015 a 30/06/2015	01/01/2014 a 30/06/2014
Energia elétrica comprada para revenda (*)	447.676	-	-	-	-	447.676	413.848
Encargo de uso-sistema de transmissão e distribuição (*)	62.718	-	-	-	-	62.718	33.252
Pessoal e administradores	-	57.946	7	-	11.644	69.597	67.294
Entidade de previdencia	-	1.637	-	-	349	1.986	2.094
Material	-	7.126	74	-	1.596	8.796	8.013
Serviços de terceiros	-	35.651	134	2.238	23.108	61.131	61.369
Depreciação e amortização	-	28.609	-	-	6.518	35.127	33.510
Provisão p/créditos de liquidação duvidosa e recuperação de incobráveis	-	-	-	10.600	-	10.600	2.427
Provisão para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais	-	-	-	-	3.981	3.981	48.887
Custo de construção	-	-	75.983	-	-	75.983	67.683
Outras	-	12.876	2	824	22.393	36.095	28.989
Total	510.394	143.845	76.200	13.662	69.589	813.690	767.366

(*) Deduzido de R\$14.273 e R\$1.407 em 30 de junho de 2015 referente aos valores dos recursos da CDE repassados pela Eletrobrás e CCEE para cobertura dos custos com aquisição de Energia Comprada e Encargos de

Serviços do Sistema - ESS por motivo de segurança energética e com o risco hidrológico e exposição involuntária no mercado de curto prazo.

Os valores foram registrados como redução de custo de energia comprada e de encargos de Serviços do Sistema, de acordo com o Despacho Aneel nº 1.135 de 17 de abril de 2013.

28.2. Custo com Energia Comprada

Custo da energia comprada para revenda	MWH (*)		Energia elétrica			
	30/06/2015	30/06/2014	01/04/2015 à 30/06/2015	01/01/2015 à 30/06/2015	01/04/2014 à 30/06/2014	01/01/2014 à 30/06/2014
Energia de Itaipú - Binacional	363.591	345.021	49.490	92.642	26.145	44.158
Energia de Leilão	1.036.156	1.068.579	111.549	259.556	106.481	219.081
Energia Bilateral	414.357	429.677	46.321	83.225	46.277	80.844
Cotas de Angra REN 530/12	83.824	84.025	7.064	14.034	7.052	14.216
Energia de curto prazo - CCEE	176.183	87.495	43.498	124.054	23.950	126.008
Cotas Garantia Física Res. Homol. ANEEL						
1410 - Anexo I	620.807	641.371	13.381	23.095	9.520	19.228
Programa Incentivo fontes alternativas						
energia - PROINFA	51.624	41.528	6.890	13.781	7.121	11.869
Ressarcimento pela exposição térmica (1)	-	-	-	(14.273)	(12.251)	(73.020)
Ressarcimento Bandeira Tarifária (2)	-	-	(110.084)	(110.084)		
(-)Parcela a compensar crédito	-	-	(22.692)	(38.354)	(14.899)	(28.536)
Total	2.746.542	2.697.696	145.417	447.676	199.396	413.848

- (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.

Em março de 2015 a Aneel homologou os valores através do Despacho nº 773 de 27 de março de 2015 no montante de R\$14.273 (R\$73.020 em 30 de junho de 2014).

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

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

- (2) A partir de janeiro de 2015, as contas de energia tiveram a aplicação do Sistema de Bandeiras Tarifárias. O acionamento da bandeira tarifária será sinalizado mensalmente pela ANEEL, de acordo com as informações prestadas pelo Operador Nacional do Sistema - ONS, conforme a capacidade de geração de energia elétrica no país.

A ANEEL, Através do Ofício nº 185 de 08/04/2015, estabeleceu novos procedimentos contábeis para registro das Receitas Adicionais das Bandeiras Tarifárias. Pela alteração proposta, os montantes das bandeiras passam a ser registrados nas rubricas Encargos do consumidor - Bandeira Tarifária e Reembolso do Fundo CDE - Bandeira Tarifária. No período foram contabilizados R\$110.084, como redutor de energia comprada para revenda, e R\$89.142 como dedução da receita operacional.

Para os meses de janeiro a maio de 2015 a Aneel já homologou os valores conforme abaixo:

Meses	Despacho	Valor
Janeiro	Despacho nº 583 de 4 de março de 2015	(1.766)
Fevereiro	Despacho nº 829 de 30 de março de 2015	(2.925)
Março	Despacho nº 1.356 de 4 de maio de 2015	(6.579)
Abril	Despacho nº 1.743 de 29 de maio de 2015	(5.047)
Maio	Despacho nº 2.131 de 30 de junho de 2015	(4.769)
Junho	Valor a ser homologado	144
Total		(20.942)

(*) Informação não revisada pelos auditores independentes.

29. Outros resultados

	01/01/2015 à 30/06/2015	01/01/2014 à 30/06/2014	01/04/2015 à 30/06/2015	01/04/2014 à 30/06/2014
Ganhos na desativação/alienação de bens e direiros	931	150	924	121
Perdas na desativação/alienação de bens e direiros	(6.810)	(6.787)	(2.514)	(3.160)
Outras receitas/(despesas)	(440)	1.200	549	756
Total	(6.319)	(5.437)	(1.041)	(2.283)

30. Receitas e despesas financeiras

	01/01/2015 à 30/06/2015	01/01/2014 à 30/06/2014	01/04/2015 à 30/06/2015	01/04/2014 à 30/06/2014
Receita de aplicações financeiras	10.281	3.059	3.805	1.528
Varição monetária e acréscimo moratório de energia vendida	16.976	5.787	(1.519)	(1.749)
Atualização contas a receber da concessão - VNR	14.571	7.858	7.568	(288)
Atualização depósitos judiciais	7.410	-	(130)	-
Atualização financeira - CVA	24.539	-	1.750	-
Ajuste a valor presente ativo	781	369	(5.504)	(15)
Outras receitas financeiras	13.511	14.695	12.731	11.471
Total receita financeira	88.069	31.768	18.701	10.947
Encargos de dívidas - juros	(42.695)	(37.347)	(21.268)	(19.587)
Encargos de dívidas - variação monetária e cambial	-	(1.648)	-	(409)
Juros e multas	(15.373)	(10.638)	(2.564)	(4.817)
Marcação a mercado derivativos	(1.520)	(162)	(1.368)	11
Atualização obrigações especiais - VNR	(5.213)	(2.680)	(2.666)	114
Atualização financeira - CVA	(10.457)	-	165	-
Varição monetária - energia comprada	(5.589)	(436)	(1.539)	(55)
Varição monetária - contingências	(10.815)	-	(6.108)	-
Outras despesas financeiras	(13.494)	(10.707)	(7.542)	(7.574)
Total despesa financeira	(105.156)	(63.618)	(42.890)	(32.317)
Receitas (despesas) financeiras líquidas	(17.087)	(31.850)	(24.189)	(21.370)

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	Premio anual
			30/06/2014 e 31/12/2014
Ramo de Seguro	Vencimento	Importância Segurada	Prêmio
Vida em Grupo	31/12/2015	R\$ 57.325 (1.875 Vidas)	168
Riscos Operacionais	23/10/2015	R\$ 360.514	291
Responsabilidade Civil Geral	23/10/2015	R\$ 30.000	1.384
Frota	30/11/2015	LMI R\$ 300 / Danos Morais R\$ 60	222
Aeronáutico (Casco)	30/11/2015	US\$ 65.340	67
Aeronáutico (RETA)	30/11/2015	R\$ 852	1
Transportes	30/11/2015	R\$ 2.000	73
			2.206

Descrição dos riscos:

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.

Transporte: cobertura garantindo os reparos ou a reposição dos bens de sua propriedade em decorrência de sinistros ocorridos durante os transportes terrestre, 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	30/06/2015		31/12/2014	
	Contábil	Valor Justo	Contábil	Valor Justo
Caixa e equivalentes de caixa	38.258	38.258	117.243	117.243
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	77.795	77.795	207.822	207.822
Consumidores e concessionárias	372.958	372.958	310.888	310.888
Títulos a receber	3.843	3.843	3.843	3.843
Ativo financeiro - bens da concessão	365.834	365.834	318.859	318.859
Ativos regulatórios	255.369	255.369	211.521	211.521
Operações de <i>swap</i>	-	-	149	149

PASSIVO	30/06/2015		31/12/2014	
	Contábil	Valor Justo	Contábil	Valor Justo
Fornecedores	183.498	183.498	164.948	164.948
Empréstimos, financiamentos, arrendamentos, encargos de dívidas e debêntures	838.510	838.510	850.561	850.561
Passivos regulatórios	144.583	144.583	157.410	157.410
Operações de <i>swap</i>	4.816	4.816	-	-

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 30 de junho de 2015, estão identificadas a seguir:

Não derivativos - classificação e mensuração

Empréstimos e recebíveis

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

Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados

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

Ativos financeiros disponíveis para venda

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

Após mensuração inicial, ativos financeiros disponíveis para venda são mensurados a valor justo, com ganhos e perdas não realizados reconhecidos diretamente dentro dos outros resultados abrangentes até a baixa do investimento, com exceção das perdas por redução ao valor recuperável, dos juros calculados utilizando o método de juros efetivos e dos ganhos ou perdas com variação cambial sobre ativos monetários que são reconhecidos diretamente no resultado do 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 a 7ª emissão de debêntures da Companhia. Para os instrumentos financeiros sem mercado ativo, a Companhia estabeleceu o seu valor justo como sendo equivalente ao valor contábil do instrumento.

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 controladora Energisa fixou limites de atuação da Companhia com montantes e indicadores preestabelecidos na “Política de Gestão de Riscos decorrentes do Mercado Financeiro” (revista anualmente e disponível na web site da Energisa, tendo sido a última revisão em 23/12/2014) e nos regimentos internos da diretoria da Companhia.

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

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

Gestão de risco de capital

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

PASSIVO	30/06/2015	31/12/2014
Dívida (a)	838.510	850.561
Caixa e equivalentes de caixa	(38.258)	(117.243)
Dívida líquida	800.252	733.318
Patrimônio líquido (b)	732.349	754.079
índice de endividamento líquido	1,09	0,97

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

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

a) Risco de liquidez

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

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

PASSIVO	Taxa média de juros efetiva ponderada (%) meses	Até 6 meses	6 a 12 meses	1 a 3 anos	3 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores		175.992	-	-	-	7.506	183.498
Empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas e debêntures	13,22%	43.750	58.199	421.582	264.152	717.198	1.504.881
Total		219.742	58.199	421.582	264.152	724.704	1.688.379

b) Risco de crédito

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

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

Exposição a riscos de crédito

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

	30/06/2015	31/12/2014
Caixa e equivalentes de caixa	38.258	117.243
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	77.795	207.822
Consumidores	372.958	310.888
Títulos a receber	3.843	3.843
Ativo financeiro - bens da concessão	365.834	318.859
Operações de <i>swap</i>	-	149
Ativos regulatórios	255.369	211.521

O detalhamento desses créditos está apresentado nas notas explicativas nº 5, 6, 7, 13, 15 e 32.

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

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

Os resultados da Companhia são suscetíveis a variações dos passivos atrelados a moedas estrangeiras, principalmente ao dólar norte-americano. A taxa de câmbio do dólar norte-americano encerrou o período findo em 30 de junho de 2015, com alta de 16,81% sobre 31 de dezembro de 2014, cotado a R\$3,1026/USD. A volatilidade do dólar norte-americano em 30 de junho de 2015 era de 17,57%, enquanto em 31 de dezembro de 2014 era de 14,33%.

Do montante das dívidas bancárias e de emissões da Companhia, em 30 de junho de 2015 de R\$838.510 (R\$850.561 em 31 de dezembro de 2014), R\$97.746 estão representados em dólares. Em 31 de dezembro de 2014 a Companhia não possuía dívida em moeda estrangeira.

(i) US\$31,50 milhões de empréstimo com o Bank of America Merrill Lynch (US\$31,45 milhões de principal), cujo saldo no final do período, incluindo juros monta em R\$0,2 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:

Operação	Notional (USD)	Custo Financeiro (ao ano)	Vencimento	Limitador
Loan 4131				
BAML x EMS 2	31.446			
P. Ativa		Libor + 1,85%	41.791	-
P. Passiva		CDI + 1,4925%		

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

Operação	Notional (BRL)	Custo Financeiro (ao ano)	Vencimento	Valor Justo	
				30/06/2015	31/12/2014
SWAP de juros					
HSBC x SEM	22.222		05/09/2016		
P. Ativa		CDI + 3,5%		22.915	32.287
P. Passiva		132% CDI + (TJLP-6,00%)		(23.029)	(32.138)
				<u>(114)</u>	<u>149</u>

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

Operação	Valor de referência		Descrição	Valor Justo	
	30/06/2015	31/12/2014		30/06/2015	31/12/2014
SWAP Cambial			Posição Ativa		
BAML	100.000	-	Moeda Estrangeira - LIBOR	99.498	-
			Posição Passiva		
			Taxas de Juros CDI	(104.200)	-
				<u>(4.702)</u>	<u>-</u>

O Valor Justo dos derivativos contratados em 30 de junho de 2015 e 31 de dezembro de 2014 foi apurado com base nas cotações de mercado para contratos com condições similares. Suas variações estão diretamente associadas às variações dos saldos das dívidas relacionadas na nota explicativa nº 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.

Análise de Sensibilidade

De acordo com a Instrução CVM 475/08, a Companhia realizou análise de sensibilidade dos principais riscos aos quais os instrumentos financeiros e derivativos estão expostos, conforme demonstrado:

a) Variação cambial

Considerando a manutenção da exposição cambial de 30 de junho 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 (RS mil)	Risco	Cenário I (Provável) (1)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Instrumentos financeiros					
Swap cambial			10.784	(11.394)	(33.572)
Posição Ativa - Moeda Estrangeira - LIBOR	99.498		88.714	110.892	133.070
Posição Passiva - Taxa de juros CDI	(104.200)	Alta US\$	(104.200)	(104.200)	(104.200)
Subtotal	<u>(4.702)</u>		<u>(15.486)</u>	<u>6.692</u>	<u>28.870</u>
Líquido - ganhos (perda)			<u>(4.702)</u>	<u>(4.702)</u>	<u>(4.702)</u>

b) Variação das taxas de juros

Considerando que o cenário de exposição dos instrumentos financeiros indexados às taxas de juros de 31 de dezembro de 2014 seja mantido e que os respectivos indexadores anuais acumulados sejam (CDI = 13,64%, TJLP = 6,0% ao ano) e caso ocorram oscilações nos índices de acordo com os três cenários definidos, o resultado financeiro líquido seria impactado em:

	Exposição (RS mil)	Risco	Cenário I (Provável) (1)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Instrumentos financeiros					
				(389)	(767)
Swap de juros					
Posição Ativa - Taxa de juros CDI	22.915		22.915	23.304	23.683
Posição Passiva - Taxa de juros CDI + TJLP	(23.029)	Alta da TJLP/IPCA	(23.029)	(23.721)	(24.396)
Subtotal	<u>(114)</u>		<u>(114)</u>	<u>(417)</u>	<u>(713)</u>
Líquido - ganhos (perda)			<u>(114)</u>	<u>(806)</u>	<u>(1.480)</u>

Instrumentos	Exposição (RS mil)	Risco	Cenário I (Provável) (1)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Instrumentos financeiros ativos:					
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	<u>105.845</u>	Alta do CDI	<u>3.575</u>	<u>4.416</u>	<u>4.239</u>
Instrumentos financeiros passivos:					
Swap	(97.745)	Alta do CDI	(3.117)	(3.853)	(4.573)
Empréstimos, financiamento e debêntures	(696.808)	Alta do CDI	(23.424)	(28.934)	(34.327)
	(47)	Alta da TJLP	(1)	(1)	(1)
Subtotal (**)	<u>(794.600)</u>		<u>(26.542)</u>	<u>(32.788)</u>	<u>(38.901)</u>
Total (Perdas)	<u>(688.755)</u>		<u>(22.967)</u>	<u>(28.372)</u>	<u>(34.662)</u>

(*) Considera o CDI de 30 de setembro de 2015 (14,14% ao ano), cotação das estimativas apresentadas pela recente Pesquisa do BACEN, datada de 30 de junho de 2015, TJLP 6,5%.

(**) Não inclui as operações pré-fixadas no valor de R\$ 46.703.

Hierarquia de valor justo

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

Os diferentes níveis foram definidos a seguir:

- 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	30/06/2015	31/12/2014
Ativos			
Caixa e equivalente de caixa	2	38.258	117.243
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	2	77.795	207.822
Consumidores	2	372.958	310.888
Títulos a receber	2	3.843	3.843
Instrumentos financeiros derivativos	2	-	149
Ativo financeiro - bens da concessão	3	365.834	318.859
Ativos regulatórios	3	255.369	211.521

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 30 de junho de 2015, a despesa de patrocínio a esses planos foi de R\$1.987 (R\$2.094 em 30 de junho de 2014).

Plano de saúde

A Companhia patrocina plano de saúde a seus empregados, administrados por operadoras reguladas pela ANS. No período findo em 30 de junho de 2015 as despesas com o plano de saúde foram de R\$6.917 (R\$5.680 em 30 de junho de 2014).

34. Compromissos

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

Contrato de compra de energia						
Vigência	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2019	Após 31/12/2019
2015 a 2048	294.286	539.057	525.843	558.451	618.354	12.185.308

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 junho de 2015, e foram homologados pela ANEEL.

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

35. Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

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

Os contratos de concessão (distribuição 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/exercício findos em 30 de junho de 2015 e 31 de dezembro de 2014, as movimentações patrimoniais que não afetaram o fluxo de caixa da Companhia, são como segue:

	30/06/2015	31/12/2014
Atividades operacionais		
Contas a receber da concessão	38.259	53.760
Atualização contas a receber da concessão - VNR	9.358	7.859
Fornecedores	26.594	45.074
Estoque	1.207	2.517
Atividades de investimentos		
Intangível - transferência estoque	1.207	2.517
Intangível - fornecedor	26.594	45.074

Relatório sobre a revisão de informações trimestrais

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

Introdução

Revisamos as informações financeiras intermediárias da Energisa Mato Grosso do Sul -Distribuidora de Energia S.A. ("Companhia"), contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR referentes ao trimestre findo em 30 de junho de 2015, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de junho de 2015 e as respectivas demonstrações do resultado edo resultado abrangente para os períodos de três e seis meses findos naquela data, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de seis meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

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

Alcance da revisão

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

Conclusão sobre as informações financeiras intermediárias

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

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

Revisamos, também, a demonstração do valor adicionado (DVA) referente ao período de seis meses findo em 30 de junho de 2015, preparada sob a responsabilidade da Administração da Companhia, cuja apresentação nas informações intermediárias é requerida de acordo com as normas expedidas pela CVM - Comissão de Valores Mobiliários aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais - ITR, e como informação suplementar pelas IFRSs que não requerem a apresentação da DVA. Essa demonstração foi submetida aos mesmos procedimentos de revisão descritos anteriormente e, com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que não foi elaborada, em todos os seus aspectos relevantes, de forma consistente com as informações financeiras intermediárias tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 14 de agosto de 2015

DELOITTE TOUCHETOHMATSU
Auditores Independentes
CRC2SP 011.609/O-8 "F" RJ

Antônio Carlos Brandão de Sousa
Contador
CRC1RJ 065.976/O-4

Para esclarecimentos e informações adicionais, não hesite em nos contatar:

- ✓ **Maurício Perez Botelho**
Diretor de Relações com Investidores
E-mail: mbotelho@energisa.com.br
- ✓ **Cláudio Brandão Silveira**
Diretor de Finanças Corporativas
E-mail: claudiobrandao@energisa.com.br
- ✓ **Carlos Aurélio Martins Pimentel**
Gerente de Relações com Investidores
E-mail: caurelio@energisa.com.br
- ✓ **No Rio de Janeiro (RJ): Av. Pasteur, 110 / 5º e 6º andares**
Tel.: (21) 2122-6900 / 6902
Fax: (21) 2122-6980 / 6931
- ✓ **Em Cataguases (MG): Praça Rui Barbosa, 80**
Tel.: (32) 3429-6226 / 6000
Fax: (32) 3429-6317 / 6480
- ✓ **Internet: www.energisa.com.br**
E-mail: stockinfo@energisa.com.br