



Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A - Enersul Resultados do 3º trimestre de 2014

Campo Grande (MS), 14 de novembro de 2014 - A Administração da Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A - Enersul ("Enersul" ou "Companhia") apresenta os resultados do terceiro trimestre (3T14) e dos primeiros nove meses de 2014 (9M14). 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 Enersul é uma distribuidora de energia elétrica que atende a mais de 927 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. A Enersul é uma empresa do Grupo Energisa, que assumiu o seu controle acionário indireto em 11 de abril de 2014.

Resume-se a seguir o desempenho econômico-financeiro da Companhia em nove meses de 2014 e 2013:

Descrição	9M14	9M13	Variação %
Resultados - R\$ milhões			
Receita Operacional Bruta	1.610,8	1.414,0	+ 13,9
Receita Operacional Bruta, sem Receita de Construção	1.499,1	1.295,9	+ 15,7
Receita Operacional Líquida	1.192,6	1.062,1	+ 12,3
Receita Operacional Líquida, sem Receita de Construção	1.080,9	944,1	+ 14,5
Resultado antes das Receitas e Despesas Financeiras (EBIT)	20,6	43,3	- 52,4
EBITDA	71,1	96,8	- 26,5
EBITDA Ajustado	96,7	117,9	- 18,0
Resultado Financeiro	(38,8)	(46,3)	- 16,2
Lucro (Prejuízo) Líquido	(10,6)	(4,8)	+ 120,8
Indicador Relativo			
EBITDA Ajustado / Receita Líquida (%)	8,1	11,1	- 3,0 p.p
Indicadores Operacionais			
Número de Consumidores Cativos (mil)	927,2	897,0	+ 3,3
Vendas de Energia a Consumidores Cativos (GWh)	3.241,2	3.007,7	+ 7,8
Energia Elétrica Total Distribuída (GWh)	3.731,6	3.315,6	+ 12,5
Perdas de Energia (% últimos 12 meses)	15,71	17,55	- 1,84 p.p
Indicadores Financeiros - R\$ milhões			
	30/09/2014	31/12/2013	
Ativo Total	1.913,9	1.877,5	+ 1,9
Caixa / Equivalentes de Caixa / Aplicações Financeiras	123,0	83,0	+ 48,2
Patrimônio Líquido	717,6	666,1	+ 7,7
Endividamento Líquido	510,9	504,2	+ 1,3

Obs.: EBITDA Ajustado: EBITDA mais Acréscimos Moratórios de Contas de Energia.

2 - Desempenho financeiro

2.1 - Receita operacional bruta e líquida

Em 9M14, a Enersul apresentou receita operacional bruta, sem a receita de construção a qual é atribuída margem zero, de R\$ 1.499,1 milhões, ante R\$ 1.295,9 milhões registrados em 9M13, aumento de 15,7% (R\$ 203,2 milhões). Já a receita operacional líquida, também deduzida da receita de construção, cresceu 14,5% (R\$ 136,8 milhões) no período, para R\$ 1.080,9 milhões. A composição da receita líquida é a seguinte:

Receita por Classe de Consumo Valores em R\$ milhões	Trimestre			9 meses		
	3T14	3T13	Var %	9M14	9M13	Var. %
(+) Receita de energia elétrica (mercado cativo)	433,7	352,6	+ 23,0	1.284,6	1.166,5	+ 10,1
✓ Residencial	169,4	135,9	+ 24,7	512,5	476,6	+ 7,5
✓ Industrial	68,5	53,2	+ 28,8	183,9	160,7	+ 14,4
✓ Comercial	111,2	92,3	+ 20,5	332,1	303,1	+ 9,6
✓ Rural	40,1	29,6	+ 35,5	115,6	92,9	+ 24,4
✓ Outras classes	44,5	41,6	+ 7,0	140,5	133,2	+ 5,5
(+) Suprimento de energia elétrica	34,4	6,6	+ 421,2	72,1	10,7	+ 573,8
(+) Fornecimento não faturado líquido	9,4	11,2	- 16,1	5,1	(28,5)	-
(+) Disponibilidade do sistema elétrico	16,2	2,1	+ 671,4	44,2	40,7	+ 8,6
(+) Receitas de construção	44,0	48,9	- 10,0	111,7	118,1	- 5,4
(+) Outras receitas	43,9	48,7	- 9,9	93,1	106,5	- 12,6
(=) Subtotal 1 - Receita bruta	581,6	470,1	+ 23,7	1.610,8	1.414,0	+ 13,9
(-) Impostos sobre vendas	131,7	103,0	+ 27,9	383,5	333,7	+ 14,9
(-) Encargos setoriais	12,7	6,0	+ 111,7	34,7	18,1	+ 91,7
(=) Subtotal 2 - Receita líquida	437,2	361,1	+ 21,1	1.192,6	1.062,2	+ 12,3
(-) Receitas de construção	44,0	48,9	- 10,0	111,7	118,1	- 5,4
(=) Total - Receita líquida, sem receitas de construção	393,2	312,2	+ 25,9	1.080,9	944,1	+ 14,5

2.2 - Despesas operacionais

Em 9M14, as despesas operacionais, deduzidas dos custos de construção, totalizaram R\$ 1.060,2 milhões, aumento de 17,7% (R\$ 159,4 milhões) em relação aos 9M13. Desse total, o crescimento das despesas controláveis foi de 11,9% (R\$ 22,2 milhões). Já as despesas não controláveis de compra de energia elétrica e transporte de potência elétrica apresentaram evolução de R\$ 161,3 milhões no período, um incremento de 30,4%.

A composição das despesas operacionais pode ser assim demonstrada:

Composição das despesas operacionais (R\$ milhões)	Trimestre			9 meses		
	3T14	3T13	Var. em R\$ milhões	9M14	9M13	Var. em R\$ milhões
1 - Despesas controláveis	70,4	61,6	+ 8,8	209,2	187,0	+ 22,2
1.1 Pessoal (inclui fundo de pensão)	33,0	30,5	+ 2,5	102,4	92,8	+ 9,6
1.2 Material	4,0	1,9	+ 2,1	12,0	7,1	+ 4,9
1.3 Serviços de terceiros	33,4	29,2	+ 4,2	94,8	87,1	+ 7,7
2 - Despesas não controláveis (compra de energia e transporte)	244,9	163,2	+ 81,7	692,0	530,7	+ 161,3
3 - Depreciação e amortização	17,0	19,3	- 2,3	50,5	53,5	- 3,0
4 - Provisões contingências e devedores duvidosos	8,7	22,3	- 13,6	60,1	43,2	+ 16,9
5 - Outras despesas/receitas	14,1	15,7	- 1,6	48,4	86,4	- 38,0
Subtotal	355,1	282,1	+ 73,0	1.060,2	900,8	+ 159,4
6 - Custo de construção (*)	44,0	48,9	- 4,9	111,7	118,1	- 6,4
Total	399,1	331,0	+ 68,1	1.171,9	1.018,9	+ 153,0

(*) 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.

2.3 - Enersul lucra R\$ 23,2 milhões no 3T14

A Enersul registrou no 3T14 lucro líquido de R\$ 23,2 milhões, contra um lucro R\$ 9,5 milhões no 3T13. Esse resultado representa um aumento de 144,2%. No acumulado em 9M14, o prejuízo apresentado foi reduzido para R\$ 10,6 milhões, ante os R\$ 4,8 milhões negativos registrados em nove meses do ano anterior.

Já a geração operacional de caixa (EBITDA Ajustado) atingiu R\$ 65,3 milhões no 3T14, contra os R\$ 52,8 milhões apurados no 3T13, um aumento de 23,7%. Em 9M14, o EBITDA Ajustado totalizou R\$ 96,7 milhões, redução de 18,0% em relação aos 9M13.

Apresenta-se a seguir os resultados e a geração de caixa da Companhia:

	Trimestre			9 meses		
	3T14	3T13	Var. %	9M14	9M13	Var. %
(=) Lucro Líquido	23,2	9,5	+ 144,2	(10,6)	(4,8)	+ 120,8
(-) Contribuição social e imposto de renda	(7,8)	(7,1)	+ 9,9	7,6	(1,8)	-
(-) Resultado financeiro	(6,9)	(11,4)	- 39,5	(38,8)	(46,3)	- 16,2
(-) Depreciação e amortização	(17,0)	(19,3)	- 11,9	(50,5)	(53,5)	- 5,6
(=) Geração de caixa (EBITDA)	54,9	47,3	+ 16,1	71,1	96,8	- 26,5
(+) Receita de acréscimos moratórios	10,4	5,5	+ 89,1	25,6	21,1	+ 21,3
(=) Geração ajustada de caixa (EBITDA Ajustado)	65,3	52,8	+ 23,7	96,7	117,9	- 18,0
Margem do EBITDA Ajustado (%)	14,5	14,7	- 0,2 p.p	8,1	11,1	- 3,0 p.p

2.4 - Reajuste tarifário

Em 8 de abril de 2014, foi concedido à Enersul reajuste nas suas tarifas de energia elétrica, com efeito médio de 11,2% percebido pelos consumidores.

Em função do Decreto nº 7.945/2013, a Aneel publica, mensalmente, os valores dos recursos da CDE a serem repassados pela Eletrobras à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica 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. Em nove meses de 2014 foi repassado o montante de R\$ 73,0 milhões para a Enersul. O valor foi registrado pela Companhia como redução dos custos de energia comprada e de encargos de serviços 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 para a Enersul pelas Centrais Elétricas Brasileiras S/A - Eletrobras referente aos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica no montante de R\$ 9,0 milhões. O valor foi registrado pela Companhia como receita de venda de energia.

3 - Mercado de energia

3.1 - Energia total distribuída

Em nove meses de 2014 (9M14), as vendas de energia elétrica a consumidores finais (mercado cativo), localizados na área de concessão da Enersul, somadas à energia associada aos consumidores livres (TUSD), totalizaram 3.604,2 GWh (1.180,0 GWh no 3T14), incremento de 7,8% (aumento de 9,0% no 3T14) em relação a igual período do ano anterior. O consumo foi impulsionado pela classe residencial, que cresceu 10,9% (11,8% no 3T14) no período. Já o consumo industrial, considerando os mercados cativo e livre, expandiu 6,2% em 9M14.

A energia total distribuída em 9M14 foi de 3.731,6 GWh, ante os 3.315,6 GWh registrados em igual período do ano passado, conforme composição seguinte:

Energia Total Distribuída por Classe de Consumo (Em GWh)

Descrição	Trimestre			9 meses		
	3T14	3T13	Var %	9M14	9M13	Var. %
1) Vendas de energia no mercado cativo	1.059,1	960,5	+ 10,1	3.241,2	3.007,7	+ 7,8
✓ Residencial	373,9	334,4	+ 11,8	1.183,2	1.067,1	+ 10,9
✓ Industrial	168,0	144,0	+ 16,7	465,0	444,4	+ 4,6
✓ Comercial	251,4	229,0	+ 9,8	781,6	721,7	+ 8,3
✓ Rural	114,8	107,6	+ 6,7	346,9	324,3	+ 7,0
✓ Outras Classes	151,0	145,5	+ 3,0	464,5	450,2	+ 2,9
2) Energia associada aos consumidores livres (TUSD)	120,9	120,5	+ 0,3	363,0	335,5	+ 8,2
3) Mercado cativo + TUSD (1+2)	1.180,0	1.081,0	+ 9,0	3.604,2	3.343,2	+ 7,8
4) Suprimento de energia e não faturado	57,5	-		127,4	(27,6)	-
5) Energia Total Distribuída (3+4)	1.237,5	1.081,0	+ 14,4	3.731,6	3.315,6	+ 12,5

A Enersul encerrou os primeiros nove de 2014 com 927.209 unidades consumidoras cativas, quantidade 3,3% superior à registrada no fim de setembro de 2013. Já o número de consumidores livres totalizou 897.238 em setembro de 2014.

3.2 - Perdas de energia

A Enersul deu início, após a aquisição do controle acionário pelo Grupo Energisa, às ações gerenciais de aperfeiçoamento das fiscalizações das unidades consumidoras das suas distribuidoras, visando o combate ao furto e à fraude no consumo de energia elétrica. Nos últimos doze meses encerrados em setembro de 2014, as perdas de energia da Enersul se situaram em 15,71%, contra 17,55% nos últimos doze meses terminados em setembro de 2013.

4 - Estrutura de capital

4.1 - Caixa e perfil da dívida

A Enersul iniciou no segundo trimestre de 2014 um processo de melhoria da sua estrutura de capital e perfil de dívida, por intermédio de emissão de ações e debêntures, que foram concluídas em junho.

Em 30 de setembro de 2014, o saldo de caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras da Enersul apresentou aumento de R\$ 40,0 milhões em relação ao valor registrado em 31 de dezembro de 2013. Essa evolução decorre, basicamente, das operações acima mencionadas.

Resultados do 3º trimestre de 2014

A dívida líquida da Enersul, que incluem empréstimos, financiamentos, debêntures, arrendamentos, encargos financeiros, parcelamento de impostos e fundo de pensão, passou de R\$ 504,2 milhões em 31 de dezembro de 2013 para R\$ 510,9 milhões em 30 de setembro de 2014.

As dívidas de curto e longo prazo da Enersul em 30 de setembro de 2014 e em 31 de dezembro de 2013 são as seguintes:

Descrição Valores em R\$ milhões	30/9/2014	31/12/2013
Curto Prazo	138,0	163,4
Empréstimos, financiamentos e arrendamentos	113,4	132,9
Debêntures	16,6	-
Parcelamento de impostos	6,9	24,0
Encargos de dívidas	1,1	6,5
Longo Prazo	495,9	423,8
Empréstimos, financiamentos e arrendamentos	58,4	379,2
Debêntures	397,4	-
Parcelamento de impostos	39,6	44,1
Fundo de pensão	0,5	0,5
Total das dívidas	633,9	587,2
(-) Disponibilidades financeiras	123,0	83,0
Total das dívidas líquidas	510,9	504,2

4.2 - Enersul obtém financiamento de R\$ 153,3 milhões para investimentos

A Enersul celebrou instrumento particular denominado “Contrato de cessão e aquisição de direitos creditórios e outras avenças” no valor de R\$ 153,3 milhões, na modalidade de FIDC (Fundo de Investimentos em Direitos Creditórios) com vigência de 20 anos. A amortização será em 180 meses com carência de 60 meses. A regra de valoração adotada foi a Taxa Referencial (TR) mais 7% ao ano. O fundo tem como administradora a Caixa Econômica Federal e o Itaú Unibanco S.A. como custodiante e agente centralizador de recebimentos. Os recursos foram recebidos em 10 de outubro de 2014 e se destinam a investimentos no setor elétrico.

5 - Investimentos

Em nove meses de 2014, os investimentos da Enersul totalizaram R\$ 111,7 milhões, ante os R\$ 118,1 milhões registrados em 9M13, assim distribuídos:

Investimentos Valor em R\$ milhões	9M14	9M13
Redes de distribuição	71,7	66,2
Medidores e ramais de serviços	11,7	9,8
Subestações	11,0	10,0
Linhas de distribuição em alta tensão	2,6	11,9
Universalização /Incorporação de rede	12,6	17,2
Outros	2,1	3,0
Total	111,7	118,1

6 - Mudança e serviços prestados pelo auditor independente

Em 29 de maio de 2014, o Conselho de Administração da Enersul aprovou a alteração do auditor independente da Companhia, que passou a ser a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes.

A remuneração do auditor anterior BDO RCS Auditores Independentes pelos serviços prestados para a Enersul em nove meses de 2014 foi de R\$ 196,0 mil pela revisão contábil das demonstrações contábeis e de R\$ 46 mil para a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes.

A política de contratação adotada pela Companhia atende aos princípios que preservam a independência do auditor, de acordo com as normas vigentes, que determinam 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

EMPRESA ENERGÉTICA DE MATO GROSSO DO SUL S/A - ENERSUL
BALANÇO PATRIMONIAL
EM 30 DE SETEMBRO DE 2014 E 31 DE DEZEMBRO DE 2013
(Em milhares de reais)

	30/09/2014	31/12/2013
Ativo		
Circulante		
Caixa e equivalente de caixa	79.393	18.472
Aplicações no mercado aberto e recursos vinculados	43.619	64.528
Consumidores e concessionárias	264.080	260.806
Títulos de créditos a receber	3.887	4.121
Estoques	4.082	4.657
Impostos a recuperar	36.488	38.000
Baixa renda	6.220	5.406
Outros créditos	39.784	64.795
Total do circulante	477.553	460.785
Não circulante		
Realizável a Longo Prazo		
Títulos de créditos a receber	37.786	47.479
Impostos a recuperar	16.083	17.619
Créditos tributários	226.440	230.461
Cauções e depósitos vinculados	67.261	41.804
Partes relacionadas	-	8.962
Contas a receber da concessão	284.082	259.774
Outros	5.975	6.542
	637.627	612.641
Investimentos	665	698
Intangível	798.092	803.385
Total do não circulante	1.436.384	1.416.724
Total do Ativo	1.913.937	1.877.509

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

2. Balanço Patrimonial Passivo

EMPRESA ENERGÉTICA DE MATO GROSSO DO SUL S/A - ENERSUL
 BALANÇO PATRIMONIAL
 EM 30 DE SETEMBRO DE 2014 E 31 DE DEZEMBRO DE 2013
 (Em milhares de reais)

	30/09/2014	31/12/2013
Passivo		
Circulante		
Fornecedores	150.455	117.981
Encargos de dívidas	1.057	6.479
Empréstimos e financiamentos	113.411	132.878
Debêntures	16.648	-
Folha de pagamento	405	1.508
Tributos e contribuições sociais	41.379	41.550
Parcelamento de impostos	6.867	24.018
Dividendos	-	40.070
Obrigações estimadas	26.863	18.640
Taxa de iluminação pública arrecadada	12.610	11.548
Outras contas a pagar	46.904	108.673
Total do circulante	416.599	503.345
Não circulante		
Exigível a Longo Prazo		
Fornecedores	3.261	7.127
Empréstimos e financiamentos	58.397	379.238
Debêntures	397.408	-
Partes relacionadas	-	49.166
Tributos e contribuições sociais	-	16.453
Parcelamento de impostos	39.577	44.072
Provisões para riscos trabalhistas, civis e fiscais	188.251	136.354
Benefícios a empregados - plano de pensão	532	532
Outros	92.272	75.141
Total do não circulante	779.698	708.083
Patrimônio líquido		
Capital social	595.649	533.468
Reservas de capital	118.594	118.594
Reservas de lucros	14.370	14.370
Outros resultados abrangentes	(351)	(351)
Lucros/Prejuízos acumulados	(10.622)	-
	717.640	666.081
Total do Passivo	1.913.937	1.877.509

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

3. Demonstrações de Resultados

EMPRESA ENERGÉTICA DE MATO GROSSO DO SUL S/A - ENERSUL
 DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS
 NOVE MESES FINDOS EM 30 DE SETEMBRO DE 2014 E 2013
 (Em milhares de reais)

	9M14	9M13
Receita operacional bruta		
Fornecimento de energia elétrica	1.345.495	1.215.371
Suprimento de energia elétrica	72.088	10.751
Disponibilidade do sistema elétrico	44.187	40.689
Receita de construção	111.688	118.070
Outras receitas	37.336	29.112
	1.610.794	1.413.993
Deduções à receita operacional		
ICMS faturado	250.507	213.158
PIS, Cofins e ISS	133.051	120.552
Quotas para a reserva global de reversão	36	25
Outras (PEE, CDE, CCC e P&D)	34.645	18.140
	418.239	351.850
Receita operacional líquida	1.192.555	1.062.143
Despesas (receitas) operacionais		
Pessoal (inclui fundo de pensão)	102.401	92.794
Material	12.003	7.109
Serviços de terceiros	94.839	87.112
Energia elétrica comprada para revenda	691.994	530.665
Depreciação e amortização	50.475	53.456
Provisão para contingências /devedores duvidosos	60.090	43.217
Custo de construção	111.689	118.069
Outras despesas / receitas	48.456	86.436
	1.171.947	1.018.858
Resultado antes das receitas e despesas financeiras	20.608	43.285
Receita (Despesa) financeira		
Receitas de aplicações financeiras	4.637	3.601
Varição monetária e acréscimo moratório de energia vendida	25.596	21.100
Outras receitas financeiras	74.035	86.079
Encargos de dívidas - juros	(54.622)	(47.943)
Encargos de dívidas - variação monetária e cambial	(3.473)	(3.628)
Marcação a mercado de derivativos	(350)	(1.251)
Ajuste valor presente de ativos	(55.753)	(67.185)
Outras despesas financeiras	(28.874)	(37.085)
	(38.804)	(46.312)
Resultado antes dos impostos	(18.196)	(3.027)
Contribuição social e imposto de renda	7.574	(1.775)
Prejuízo do período	(10.622)	(4.802)
Prejuízo por ação do capital social - R\$	(0,00017)	(0,00008)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Empresas Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL
Notas explicativas às informações trimestrais
Período findo em 30 de setembro de 2014
(Em milhares de reais, exceto quando indicado ao contrário)

1. Contexto operacional

A Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. (Companhia ou ENERSUL) é uma sociedade por ações de capital aberto, brasileira, com sede na cidade de Campo Grande - MS, controlada pela Rede Energia S.A. - "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 927.209 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 25 de outubro de 1994.

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

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

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

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

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

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

VI - submeter à prévia aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) alterações 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;

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

As informações referentes a revisão e aos reajustes tarifários, contas a receber da concessão, ativos vinculados à concessão, receita de construção e prazo de concessão, estão apresentados nas notas explicativas nº 9,14,16,26 e 32, respectivamente.

1.1. Intervenção administrativa da ANEEL

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, através da Resolução Autorizativa nº 3.649, de 31 de agosto de 2012, determinou, cautelarmente, a intervenção administrativa na Companhia, por um prazo de 1 (um) ano, contado da edição desta resolução, podendo ser prorrogada a critério da ANEEL.

Através da Resolução Autorizativa n.º 4.283, de 20 de agosto de 2013, a ANEEL prorrogou, pelo prazo de 2 (dois) anos, a intervenção administrativa na ENERSUL, determinada pela Resolução Autorizativa n.º 3.649 de 03 de agosto de 2012, continuando inalteradas as disposições anteriores.

Em 08 de abril de 2014 foi publicada a Resolução Autorizativa da ANEEL n.º 4.622 que decretou o fim da intervenção federal na Enersul. A conclusão do processo foi condicionada à lavratura da transferência das ações nos livros societários das empresas que compõem o compromisso de compra e venda e à realização de Assembleia Geral para a eleição dos novos administradores da Concessionária (ver nota n.º 1.4.).

1.2. Plano de Recuperação da ENERSUL

Em 31 de agosto de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, por meio da Resolução Autorizativa n.º 3.649 (Resolução), determinou a intervenção administrativa na Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S. A. - ENERSUL (Companhia) pelo prazo de 1 (um) ano, com prorrogação por mais dois anos conforme Resolução Autorizativa n.º 4.283 de 20 de agosto de 2013. Nos termos do § 3º do artigo 3º da Resolução, os acionistas da Companhia teriam que apresentar no prazo de 60 (sessenta) dias, contados da data da intervenção, um Plano de Recuperação e Correção das falhas e transgressões que ensejaram a intervenção.

Em 26 de outubro de 2012, o representante legal do acionista controlador protocolizou na ANEEL, um Plano de Recuperação para análise e aprovação da Agência Reguladora.

Esse plano está baseado na premissa de entrada de novo controlador para o grupo Rede, com injeção de novos recursos na Rede Energia S.A - em Recuperação Judicial. Após a entrada do novo acionista, a Rede Energia S.A. - em Recuperação Judicial injetará diretamente ou via Rede Power do Brasil S.A recursos na Companhia.

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

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

Em 28 de janeiro de 2014, por meio da Resolução Autorizativa n.º 4.510, a ANEEL anuiu a transferência do controle societário da Companhia para a Energisa S.A. e definiu que a nova controladora deverá observar a expressa vedação para a transferência de recursos via mútuo das distribuidoras para qualquer holding, protegendo assim o serviço público de eventuais percalços financeiros.

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

- Distribuição de dividendos acima do mínimo exigido pela legislação fica condicionada a uma relação entre a Dívida Líquida e o Lucro Antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização - LAJIDA, menor ou igual a 3,5 vezes.
- Autorizar que os débitos originários de multas com exigibilidade suspensa pelo Despacho n.º 1.493, de 14 de maio de 2013, possam ser pagos em até 48 (quarenta e oito) parcelas mensais e sucessivas;
- Autorizar o regime excepcional de sanções regulatórias, contemplando o caráter exclusivamente de orientação, sem aplicação de penalidades, das ações fiscalizadoras de caráter técnico/comercial, cujos termos de notificação sejam emitidos até 31 de dezembro de 2015.

1.3. Recuperação Judicial - Rede Energia

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

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

Em 09 de setembro de 2013, o juiz responsável pela recuperação judicial da Rede Energia S/A - em Recuperação Judicial, aprovou o plano deliberado em assembleia de credores do grupo em 05 de julho de 2013.

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

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

O compromisso assinado reflete o plano de recuperação judicial votado na assembleia geral de credores realizada na mesma data. A efetiva conclusão do negócio estava sujeita a condições precedentes, dentre elas: (i) à obtenção das devidas aprovações por parte dos órgãos públicos competentes e de determinados credores e investidores, nos termos da legislação, contratos e acordos de acionistas aplicáveis (vide nota 1.3); (ii) à aprovação do plano de recuperação das distribuidoras de energia elétrica, apresentado à ANEEL, para levantamento da intervenção; e (iii) à homologação do plano de recuperação judicial apresentado na assembleia geral de credores de 5 de julho de 2013, no âmbito da recuperação judicial da REDE, ajuizada em conjunto com sociedades relacionadas (vide nota 1.3).

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

Em 11 de abril de 2014 foram lavradas as transferências das ações passando o controle acionário do Grupo Rede para a ENERGISA S.A. e também foi realizada a Assembleia Geral Extraordinária elegendo os novos administradores.

2. Apresentação das informações financeiras intermediárias (informações trimestrais)

As informações financeiras intermediárias (informações trimestrais) da Companhia, aprovadas em 13 de novembro de 2014 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 2013 (doravante denominadas de “Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2013”), publicadas na imprensa oficial em 11 de fevereiro de 2014.

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

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

As informações referentes aos novos pronunciamentos contábeis emitidos pelo IASB não trouxeram alterações significativas em relação àquelas divulgadas na nota explicativa 3.1 das Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2013.

Normas e interpretações novas e revisadas

Aplicação das normas novas e revisadas que não tiveram efeito ou efeito material sobre as informações contábeis intermediárias. A aplicação dessas normas não teve impacto relevante nos montantes divulgados no período atual nem em períodos anteriores.

- Modificações à IAS 39 - Compensação de derivativos e continuação da contabilidade de hedge;
- Modificações à IAS 36 (CPC 01 (R1)) - Divulgação de montantes recuperáveis para ativos não-financeiros;
- Modificações às IFRS 10, 12 e IAS 27 - Entidades de Investimento;
- Modificações à IAS 32 (CPC 39)- Compensação de Ativos e Passivos Financeiros;
- IFRIC 21 - Taxas do Governo;
- Normas e interpretações novas e revisadas já emitidas, mas ainda não adotadas O Grupo não adotou as IFRSs novas e revisadas descritas a seguir, já emitidas, porém ainda não efetivas;
- IFRS 9 - Instrumentos Financeiros (a);
- Modificações às IFRS 9 e IFRS 7 - Data de Aplicação Mandatória da IFRS 9 e Divulgações de Transição (a);
- IFRS 14 - Contas regulatórias diferidas (b).

Em vigor para períodos anuais iniciados em ou após:

- (a) 1º de janeiro de 2015.
- (b) 1º de janeiro de 2016.

3.2. Reapresentações

Para melhor comparabilidade com a classificação adotada no período findo em 30 de setembro de 2014, foram feitas reclassificações nos saldos finais de 31 de dezembro de 2013 em relação aos originalmente publicados referentes a:

Caixa e equivalente de caixa:

	31/12/2013		
	Publicado	Reclassificado	Reapresentado
Ativo			
Ativo Circulante	460.785	-	460.785
Caixa e equivalente de caixa	83.000	(64.528)	18.472
Aplicações Financeiras	-	64.528	64.528
Ativo Realizável a Longo Prazo	612.641	-	612.641
Investimento	698	-	698
Intangível	803.385	-	803.385
Total do Ativo Não Circulante	1.416.724	-	1.416.724
Total do Ativo	1.877.509	-	1.877.509
Passivo			
Passivo Circulante	503.345	-	503.345
Passivo Não Circulante	708.083	-	708.083
Patrimônio Líquido	666.081	-	666.081
Total do Passivo e Patrimônio Líquido	1.877.509	-	1.877.509

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	30/09/2014	31/12/2013 Reapresentado
Banco Safra	Aplicação automática	20/8/2014	10% do CDI	-	5
Banco Safra	Fundo de Renda Fixa	-	CDI	-	12
Caixa Econômica	CDB	25/9/2014	100% do CDI	-	3.476
Caixa Econômica	CDB	23/12/2015 a 07/08/2019	100,5% do CDI	26.157	-
Caixa Econômica	Compromissada	05/11/2017 a 14/12/2019	101,5% do CDI	39.961	-
Santander	Debêntures (1)	14/9/2016	103,2% do CDI	3.107	-
				69.225	3.493
Caixa e Depósitos bancários				10.168	14.979
Total caixa e equivalente de caixa				79.393	18.472

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	30/09/2014	31/12/2013 Reapresentado
Bradesco	Capitalização	-	-	-	407
Bradesco	Fundo de Investimento	-	55,55% CDI	8.363	47.880
Bradesco	CDB	9/2/2015	95% CDI	1.798	-
Bradesco	CDB	23/10/2014 a 04/12/2014	95% CDI	622	-
Bradesco	CDB	12/4/2016	70% CDI	2	-
Banco do Brasil	Fundo de Investimento	-	-	-	16.241
Banco do Brasil	CDB	08/03/2016 a 22/03/2017	100,0% do CDI	479	-
BVA	CDB	-	103,2% do CDI	4	-
Itaú	CDB	13/4/2016	100% do CDI	1	-
Itaú	Fundo de Investimento em Direitos Creditórios	-	-	7.663	-
Caixa	CDB	18/1/2018	100% CDI	535	-
Safra	Fundo de Investimento	-	CDI	18	-
Votorantim	CDB	-	90,0% do CDI	8	-
Caixa FI Energisa	Fundo de Investimento	-	CDI	19.033	-
Caixa FI Energisa (2)	LFT	1/3/2018	SELIC	780	-
Caixa FI Energisa (2)	NTN	15/5/2045	IPCA	1.312	-
Caixa FI Energisa (2)	DEBÊNTURES	15/4/2016	122,11% do CDI	872	-
Caixa FI Energisa (2)	DPGE	22/06/2015 a 18/04/2016	109,0% a 113,0% do CDI e IPCA+5,7%	7.488	-
Caixa FI Energisa (2)	LF	27/04/2015 a 25/04/2016	106,0% a 109,0% do CDI	8.581	-
FIM Zona da Mata	Fundo de Investimento	-	-	5.093	-
FIM Zona da Mata (2)	CDB	28/01/2015 a 31/07/2019	100,5% a 115,0 do CDI	832	-
FIM Zona da Mata (2)	DEBÊNTURES	15/7/2019	IPCA + 9,23%	51	-
FIM Zona da Mata (2)	Compromissada	24/12/2014 a 17/06/2016	100,5% a 103,2% do CDI	1.260	-
FIM Zona da Mata (2)	DPGE	10/07/2015 a 21/12/2015	107,5% a 113% do CDI	278	-
FIM Zona da Mata (2)	LF	04/05/2015 a 24/05/2021	105,5% a 114,0% do CDI	375	-
FIM Zona da Mata (2)	CCB	24/2/2017	CDI + 6,1677%	264	-
FIM Zona da Mata (2)	Nota Promissória	26/1/2015	CDI + 2,25%	485	-
FIM Zona da Mata (2)	Fundos de Renda Fixa	-	Benchmark CDI	539	-
FIM Zona da Mata (2)	LFT	07/09/2015 a 01/03/2020	SELIC	774	-

FIM Zona da Mata (2)	NTN	15/08/2016 e 01/07/2017	IPCA e IGPM	133	-
FIM Zona da Mata (2)	Fundos Multimercados	-	Benchmark CDI	102	-
				43.619	64.528

- (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	Vincendos (1)	Até 30 dias	31 a 90 dias	91 a 180 dias	181 a 360 dias	há mais de 360 dias	30/09/2014	31/12/2013
Residencial	34.055	21.088	4.001	2.473	3.364	18.975	83.956	84.868
Industrial	9.637	2.762	1.192	130	402	5.157	19.280	18.515
Comercial	18.595	7.275	1.412	1.284	2.215	12.083	42.864	44.563
Rural	2.933	3.472	1.609	1.170	1.793	7.626	18.603	17.558
Poder público:								
Federal	2.657	522	299	102	15	94	3.689	4.058
Estadual	2.850	1.884	17	35	-	-	4.786	4.951
Municipal	3.838	1.473	390	351	341	634	7.027	6.856
Iluminação pública	4.479	611	116	49	51	174	5.480	5.329
Serviço público	3.953	6	7	2	14	95	4.077	3.513
Parc. Energia (Faturas Novadas)	62.328	1.242	996	3.284	1.879	17.805	87.534	96.022
(-) Ajuste a valor presente	(8.081)	-	-	-	-	-	(8.081)	(6.321)
Subtotal - consumidores	137.244	40.335	10.039	8.880	10.074	62.643	269.215	279.912
Concessionárias (2)	8.501	-	-	-	-	-	8.501	3.062
Fornecimento não faturados	83.090	-	-	-	-	-	83.090	77.949
Outros	16.826	1.215	560	394	732	3.461	23.188	21.189
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(10.701)	-	-	(2.847)	(6.486)	(62.094)	(82.128)	(73.827)
Total	234.960	41.550	10.599	6.427	4.320	4.010	301.866	308.285
Circulante							264.080	260.806
Não circulante							37.786	47.479

- (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) A rubrica concessionárias inclui energia vendida na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE no montante no montante de R\$ 8.501 (R\$ 3.062 em 31 de dezembro de 2013), com base em cálculos preparados e divulgados pela CCEE até 30 de setembro de 2014.

Composição dos créditos da CCEE	30/09/2014	31/12/2013
Créditos vinculados a liminares até dezembro de 2002	2.894	3.062
Créditos a vencer	5.607	-
	8.501	3.062
(-) Aquisições de Energia na CCEE	(15.566)	(6.187)
(-) Encargos de serviços do sistema	(887)	(2.544)
	(7.952)	(5.669)

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

Os valores da energia no curto prazo que se encontram vinculados a liminares podem estar sujeitos à modificação, dependendo de decisão dos processos judiciais em andamento, movidos por determinadas empresas do setor, relativos a interpretação das regras do mercado em vigor. Essas

empresas, não incluídas na área do racionamento, obtiveram liminar que torna sem efeito o Despacho nº 288 da ANEEL, de 16 de maio de 2002, que objetivou o esclarecimento às empresas do setor sobre o tratamento e a forma de aplicação de determinadas regras de contabilização do MAE (atualmente CCEE), incluídas no Acordo Geral do Setor Elétrico. O pleito dessas empresas envolve a comercialização da cota-parte de Itaipu no sub-mercado Sudeste/Centro-Oeste durante o período de racionamento de 2001 a 2002, quando havia discrepância significativa de preços na energia de curto prazo entre os sub-mercados.

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

(3) Ajuste a Valor Presente

Refere-se ao valor de ajuste para os contratos renegociados sem a inclusão de juros e para aqueles renegociados com taxa de juros abaixo do WACC do setor (antes dos tributos). Para o desconto a valor presente utilizou-se uma taxa de 11,36% a.a. (conforme Resolução Homologatória n.º 1.506 de 05 de abril de 2013), 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.

7. Títulos de créditos a receber

Corresponde a valores devidos por Municípios do Estado de Mato Grosso do Sul, 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 a Enersul, entre os anos de 2005 e 2006, para quitar as aludidas faturas. Até a presente data já recebemos 91% do valor devido. A Administração da Companhia possui expectativa de que o saldo remanescente de R\$ 3.887 (R\$ 4.121 em 31 de dezembro de 2013) seja totalmente realizado.

8. Provisão para créditos de liquidação duvidosa

Movimentação das provisões	30/09/2014	31/12/2013
Saldo - inicial - circulante - 31/12/2013 e 31/12/2012	73.827	66.164
Perdas no período/exercício	(18.594)	(13.075)
Recuperações de perdas	607	1.381
Provisões constituídas no período/exercício	26.288	19.357
Saldo - inicial - circulante - 30/09/2014 e 31/12/2013	<u>82.128</u>	<u>73.827</u>

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

Clientes com débitos relevantes.

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

Para os demais casos:

- Consumidores residenciais - Vencidos há mais de 90 dias;
- Consumidores comerciais - Vencidos há mais de 180 dias;

- Consumidores industriais, rurais, poderes públicos, iluminação pública, serviços públicos e outros - Vencidos há mais 360 dias.
- 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.

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.

Através da Resolução Homologatória n.º 1.725 de 06 de maio de 2014 e Notas Técnicas n.º 101 de 02 de abril de 2014 e n.º 115 de 07 de abril de 2014, foram reajustadas as tarifas da base econômica da ENERSUL em 14,24% (quatorze vírgula vinte e quatro por cento), sendo 11,58% (onze vírgula cinquenta e oito por cento) referentes ao reajuste tarifário anual econômico e 2,66% (dois vírgula sessenta e seis por cento) relativos aos componentes financeiros pertinentes.

A Enersul teria como início de vigência do reajuste tarifário de 2014, em conformidade com o Processo Administrativo ANEEL nº 48500.006258/2013-38, a data de 08 de abril de 2014. Contudo, em razão da medida liminar deferida nos autos da ação popular nº 0002902-55.2014.403.6000, em curso na 2ª Vara Federal de Campo Grande-MS, o reajuste não passou a vigorar na data aprazada. Face a liminar deferida, a Enersul ajuizou perante o Tribunal Regional Federal da 3ª Região (SP), duas medidas judiciais: (i) pedido de suspensão de liminar, autos 0008961-17.2014.4.03.0000, e (ii) agravo de instrumento, autos 0009186-37.2014.4.03.0000. Concomitantemente, a ANEEL, por intermédio de sua Procuradoria, também aviou os mesmos recursos, que levaram respectivamente os números 0008861-62.2014.4.03.0000 e 0008860-77.2014.4.03.0000. Em 5 de maio de 2014 foi dada ciência as partes, através do Diário Eletrônico, de que foi determinado a suspensão da medida liminar, pelo Tribunal Regional Federal da 3ª Região conforme consta nos autos Nº 0008861-62.2014.403.0000.

Em 06 de maio de 2014 a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou o reajuste tarifário médio de 11,20% a ser cobrado retroativamente ao dia 08 de abril de 2014.

Revisão tarifária:

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

A ANEEL através da Resolução Homologatória nº 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%% (três vírgula dezessete por cento negativo).

10. Tributos a recuperar

Instituição financeira	30/09/2014	31/12/2013
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS (b)	29.580	30.323
Imposto de Renda (a)	16.147	18.552
Contribuição Social (a)	5.736	5.645
Contribuição do PIS e COFINS	138	135
Outros	970	964
Total	52.571	55.619
Circulante	36.488	38.000
Não Circulante	16.083	17.619

- (a) O ICMS a compensar apurado na aquisição de bens do ativo intangível será recuperado em até 48 (quarenta e oito) meses.
- (b) Saldos negativos de imposto de renda e contribuição social apurados no exercício e em anos-calendários anteriores, decorrentes de estimativas pagas à maior e parceladas, que serão utilizados para compensação de tributos administrados pela Receita Federal do Brasil - RFB e à medida que forem sendo pagas as prestações do parcelamento ordinário em curso, e desde que o montante já pago exceda o valor do imposto ou da contribuição, determinados com base no resultado apurado nos respectivos períodos.

11. Subvenção Eletrobrás e outros créditos

Subvenção à Baixa Renda-Tarifa Social: O Governo Federal, por meio da Lei nº 10.438, de 26/04/2002, 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 20/01/2010, para o consumo mensal inferior ou igual a 30 kWh o desconto será de 65%, entre 31 kWh e 100 kWh o desconto será de 40% e entre 101 kWh e 220 kWh o desconto será de 10%.

Segue abaixo a movimentação no período/exercício:

	30/09/2014	31/12/2013
Saldo - inicial circulante - 31/12/2013 e 31/12/2012	5.406	6.411
Subvenção Baixa Renda	26.817	28.467
Ressarcimento pela Eletrobrás	(26.003)	(29.472)
Saldo - final - circulante - 30/09/2014 e 31/12/2013	6.220	5.406

Outros créditos

	30/09/2014	31/12/2013
Adiantamentos a empregados	1.863	457
Adiantamentos a fornecedores	5.899	5.095
Dispêndios a reembolsar	1.815	978
Desativações em curso (a)	2.794	1.626
Alienação em curso (a)	42	45
Ordens de serviços - P&D	4.323	8.050
Ordens de serviços - PEE	14.256	34.726
Ordens de serviços - Outros	98	130
Instrumentos financeiros	254	627
Padrão baixa renda	5.148	6.099
Programa eficiência energética	-	447
Aplicações vinculadas	436	3.014
Despesas pagas antecipadamente	265	866
Plano de universalização	4.909	5.851
Banco Daycoval (b)	61.818	61.818
(-) Provisão para perdas Daycoval (b)	(61.818)	(61.818)
Outros créditos a receber	3.657	3.326
Total	45.759	71.337
Circulante	46.004	70.201
Não Circulante	5.975	6.542

(a) 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.

(b) 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 à Enersul por meio de um AFAC - Adiantamento para futuro aumento de capital, no valor equivalente ao saque efetuado pelo Daycoval. 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.

12. 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 Centrais Elétricas Matogrossenses (CEMAT), Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins (Celtins), Caiuá Distribuição de Energia S/A (Caiuá), Companhia Força e Luz do Oeste (CFLO), Companhia Nacional de Energia Elétrica (CNEE), Empresa de Distribuição de Energia Elétrica do Vale Paranapanema S/A (EDEV), Empresa Elétrica Bragantina S/A (EEB), Rede Eletricidade e Serviços S/A (REDESERV), 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 Paranapanema S/A (EEVP) 68,27 que por sua vez é controlada pela Denerge (99,99%). A partir de 11 de abril de 2014 a Denerge é controlada pela Energisa (49,28%), BBPM (39,89%) e QMJ (10,81%). A BBPM passou a ser controlada pela Energisa (89,57%) e QMJ com 10,38%. A Energisa controla a QMJ (99,99%). Energisa S/A possui 14,25% e Denerge 11,79% da Rede Energia.

Transações efetuadas durante o período pela Companhia:

12.1. Transações e saldos com empresas relacionadas

	No trimestre findo em:		No período findo em:	
	30/09/2014	30/9/2013	30/09/2014	30/9/2013
Transações de mútuos:				
Receitas financeiras	-	208	346	438
Despesas financeiras	-	(233)	(508)	(851)
	-	(25)	(162)	(413)
Outras receitas:				
Rede Eletricidade e Serviços S.A.	62	39	155	136
	62	39	155	136
Encargo de uso de energia elétrica (a):				
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	(346)	(938)	(2.175)	(2.875)
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT	(494)	(444)	(1.337)	(1.552)
	(840)	(1.382)	(3.512)	(4.427)
Custo de prestação de serviços:				
Rede Eletricidade e Serviços S.A.	(2.248)	(1.950)	(6.744)	(4.530)
	(2.248)	(1.950)	(6.744)	(4.530)

	Relacionamento	No período/exercício findo em:	
		30/09/2014	31/12/2013
SALDOS ATIVOS			
Não circulante			
Outros contratos (c):			
Rede Power do Brasil S.A.	Coligada	-	8.962
Total		-	8.962

	Relacionamento	No período/exercício findo em:	
		30/09/2014	31/12/2013
SALDOS PASSIVOS			
Circulante			
Fornecedores (a):			
Rede Eletricidade e Serviços S.A.	Grupo Econômico	712	711
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	Grupo Econômico	57	107
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT	Grupo Econômico	36	50
		805	868
Dividendos:			
Rede Power Energia S.A.	Coligada	-	38.271
Rede Energia S.A. - em Recuperação Judicial	Controladora	-	1.799
		-	40.070
Não circulante			
Conta corrente (b):			
Emp. de Distrib. de Energia Vale Paranapanema S.A. (EDEVP)	Grupo Econômico	-	11.436
		-	11.436
Outros contratos (c):			
Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins (CELTINS)	Grupo Econômico	-	24.385
Rede Power Energia S.A.	Coligada	-	13.345
		-	37.730
Total		-	49.166

(a) Contratos relacionados ao setor elétrico

No curso normal de nossos negócios, a empresa compra e vende 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.

(b) Conta corrente**Contrato Multilateral de Mútuo entre as Distribuidoras**

Refere-se a movimentação financeira efetuado entre as Distribuidoras, cuja remuneração sobre o saldo devedor é calculada com base em 100% do CDI com prazo de 36 meses vencendo em 31 de agosto de 2011, nos termos de contratos de mútuo na modalidade de conta corrente, podendo ser prorrogado por iguais e sucessivos períodos. Em 19 de agosto de 2011 foi encaminhado à ANEEL o 5º aditivo do referido contrato, solicitando a prorrogação do prazo de vigência por mais 24 meses.

(c) Outros contratos**Ativo**

Refere-se a cessão parcial do contrato de compra e venda de participações societárias entre a coligada Rede Power e a CELPA, no valor total de R\$ 8.134, para quitação parcial do contrato de mútuo conforme Plano de Recuperação aprovado pela Assembleia Geral de Credores realizada em 1 de setembro de 2012, mantendo-se as condições em vigor: encargo IGP-M + 2% a.a. e o pagamento em 10 parcelas anuais para o contrato de aquisição da participação na Rede Lajeado e 100% do CDI mais 2% ao ano e o pagamento em 60 parcelas iguais, mensais e sucessivas sendo concedida à compradora uma carência inicial de 3 anos para o início do pagamento para o contrato de aquisição da participação na ELETRONORTE.

Passivo

Refere-se a Instrumento Particular de Cessão de Créditos de dividendos de titularidade da Controladora Rede Energia para as Coligadas CELTINS e Rede Power.

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

Os contratos de mútuos foram liquidados em 11 de junho de 2014.

Remuneração dos administradores

Nos primeiros nove meses de 2014, a remuneração dos administradores foi de R\$1.568 (R\$616 em 30 de setembro de 2013). Além da remuneração, a Companhia é patrocinadora dos benefícios de previdência privada, seguro saúde e seguro de vida para seus diretores, sendo a despesa no montante de R\$ 8 (R\$15 em 30 de setembro de 2013). Os encargos sociais sobre as remunerações totalizaram R\$ 339 (R\$ 147 em 30 de setembro de 2013).

A maior e a menor remuneração atribuídas aos dirigentes e conselheiros, foram de R\$ 63 e R\$ 2 (R\$ 41 e R\$ 4 em 30 de setembro de 2013), respectivamente. A remuneração média no 3º trimestre de 2014 foi de R\$ 46 (R\$ 40 em 30 de setembro de 2013).

Na AGO de 25 de abril de 2014, foi aprovado o limite global da remuneração anual dos administradores para o exercício de 2014 no montante de R\$ 7.245 (R\$ 3.415 em 31 de dezembro 2013).

A remuneração total dos administradores para o período findo em 30 de setembro de 2014 foi de R\$ 1.568 (R\$ 616 em 30 de setembro de 2013), que corresponde em sua totalidade a benefícios de curto prazo.

No período findo em 30 de setembro de 2014 não houve benefícios de longo prazo, de rescisão de contrato de trabalho nem remuneração baseada em ações.

13. 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.

Impostos diferidos reconhecidos no balanço:

	30/09/2014	31/12/2013
Ativo		
Prejuízos fiscais	61.606	63.003
Base negativa de contribuição social	18.275	18.933
Imposto de renda	120.828	109.209
Contribuição social	43.498	39.316
Total	244.207	230.461
Passivo		
Imposto de renda	13.064	12.098
Contribuição social	4.703	4.355
Total	17.767	16.453
Total do Ativo Não Circulante	226.440	230.461
Total do Passivo Não Circulante	-	16.453

A natureza dos créditos diferidos são como segue:

	30/09/2014		31/12/2013	
	Base de cálculo	IRPJ + CSLL	Base de cálculo	IRPJ + CSLL
Prejuízos fiscais	246.423	61.605	252.010	63.003
Base negativa da CSLL	203.058	18.275	210.369	18.933
Provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD	82.128	27.924	73.934	25.138
Provisão para riscos	188.252	64.006	136.354	46.360
Provisão para perdas de aplicações	61.818	21.018	61.818	21.018
Amortização do ágio	150.582	51.198	164.202	55.828
Provisão ajuste atuarial - Res Abrangente	532	181	532	181
Variação cambial passiva	(4.496)	(1.529)	(4.802)	(1.633)
Acréscimos moratórios	(23.491)	(7.987)	(19.617)	(6.670)
Ajuste a valor presente	10.082	3.428	8.309	2.825
Marcação a mercado - derivativo	(224)	(76)	(574)	(195)
Parcela do VNR das contas a receber da concessão e atualização	(34.126)	(11.603)	(31.707)	(10.780)
Total	880.538	226.440	850.828	214.008
Ativo não circulante		226.440		230.461
Passivo não circulante		-		(16.453)

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

Período	Realização dos créditos fiscais
2014	24.740
2015	23.990
2016	24.431
2017	51.453
2018	34.873
2019 a 2023	66.953
Total	226.440

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:

	01/07/2014 a 30/09/2014	01/01/2014 a 30/09/2014	01/07/2013 a 30/09/2013	01/01/2013 a 30/09/2013
Lucro (Prejuízos) antes dos impostos	31.031	(18.196)	16.579	(3.026)
Alíquotas fiscal combinada	34%	34%	34%	34%
Despesa de imposto de renda e da contribuição social calculadas às alíquotas fiscais	(10.551)	6.187	(5.637)	1.029
Exclusão Receitas financeiras - REFIS Lei 12.996/14	2.358	2.358	-	-
Outras exclusões	365	(971)	(1.413)	(2.805)
Receita (despesa) de imposto de renda e contribuição social	(7.828)	7.574	(7.050)	(1.776)
Alíquota efetiva	25,23%	41,62%	42,52%	-58,69%

Lei n.º 12.973/2014 (MP 627/2013)

A Medida Provisória n.º 627/2013 que foi convertida na Lei 12.973/2014 trouxe alterações relevantes para as regras tributárias federais, dentre as quais destacam-se as seguintes: (i) revogação do Regime Tributário de Transição ("RTT"); (ii) alterações no Decreto-Lei nº 1.598/77 que trata do IRPJ e CSLL; (iii) definição de que a alteração ou a adoção de novos métodos e critérios contábeis, por meio de atos administrativos emitidos com base em competência atribuída em lei comercial, posteriores à publicação desta MP, não terão implicação na apuração dos tributos federais até que lei tributária regule a matéria; (iv) inclusão de tratamento específico sobre a tributação de lucros ou dividendos; (v) inclusão de disposições sobre o cálculo de juros sobre capital próprio; e (vi) novas considerações sobre investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial.

A referida Lei produzirá efeitos a partir de 2014, para os optantes, cuja opção poderá ser exercida até 07/11/2014, de acordo com a Instrução Normativa da Receita Federal nº 1.499 de 16/10/2014. Para os não optantes, a aplicação das normas estará obrigada a partir de janeiro de 2015. A Companhia está avaliando os impactos da lei, e fará a adoção ao novo regime a partir de 2015.

14. 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

Resultados do 3º trimestre de 2014

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 setembro de 2014, foram reconhecidos em receita financeira - atualização do contas a receber da concessão - VNR o montante de R\$ 3.417.

Esse direito está classificado como disponíveis para venda no não circulante. Em 30 de setembro de 2014, o saldo dessa rubrica monta:

Movimentação	30/09/2014	31/12/2013
Ativo financeiro - 31/12/2013 e 31/12/2012	259.774	227.217
Adições no período/exercício (*)	23.907	35.632
Baixas no período/exercício	(3.016)	(12.856)
Ativo financeiro	280.665	249.993
Atualização contas a receber da concessão - VNR	3.417	9.781
Ativo financeiro custo corrigido - 30/09/2014 e 31/12/2013	284.082	259.774

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

15. Investimentos

Movimentação	30/09/2014	31/12/2013
Investimento - 31/12/2013 e 31/12/2012	698	740
Depreciação	(33)	(42)
Ativo financeiro custo corrigido - 30/09/2014 e 31/12/2013	665	698
Edificações, obras civis e benfeitorias	663	696
Terrenos	2	2

16. Intangível- contrato de concessão

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

Os bens relacionados ao contrato de concessão estão segregados entre ativo intangível e ativo financeiro, conforme segue:

Ativo Intangível	30/09/2014	31/12/2013
Ativo intangível	798.092	803.385
Total	798.092	803.385

A mutação dos bens da concessão, é como segue:

	Saldo 31/12/2013	Adição	Baixas (*)	Amortização	Transferências	Saldo 30/09/2014
Custo:						
Intangível em serviço						
Custo	2.008.544	-	(55.345)	-	109.800	2.062.999
Amortização Acumulada	(1.113.094)	-	18.668	(75.218)	-	(1.169.644)
Subtotal	895.450	-	(36.677)	(75.218)	109.800	893.355
Em Curso:	134.074	111.688	(3.070)	-	(109.800)	132.892
Total	1.029.524	111.688	(39.747)	(75.218)	-	1.026.247
(-) Obrigações vinc. à concessão						
Em Serviço	(416.012)	-	5.451	-	(18.812)	(429.373)
Amortização Acumulada	212.387	-	-	21.431	-	233.818
Em curso	(22.514)	(29.037)	139	-	18.812	(32.600)
Total	(226.139)	(29.037)	5.590	21.431	-	(228.155)
Total Geral	803.385	82.651	(34.157)	(53.787)	-	798.092

As baixas totalizaram no período R\$ 34.157, sendo R\$ 23.907 transferido para o ativo financeiro (bifurcação) e R\$ 10.250 referente às baixas do Ativo em Serviço.

A infraestrutura utilizada pela Companhia nas suas operações é vinculada ao serviço público de distribuição 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 é de 3,72% (3,77% em 31 de dezembro de 2013). Segue o detalhamento das taxas de amortização:

	Taxas anuais de amortização %		Taxas anuais de amortização %
Geração:		Comercialização:	
Equipamento geral	6,25	Equipamento geral	6,25
Reservatórios, barragens e adutoras	2,00	Edificações	3,33
Turbina hidráulica	2,50		
Distribuição:		Administração central:	
Banco de capacitores	5,00 - 6,70	Veículos	14,29
Chave de distribuição	3,33 - 6,67	Equipamento geral	6,25
Condutor do sistema	2,70 - 3,57		
Estrutura do sistema	2,70 - 3,57		
Regulador de tensão	3,45 - 4,35		
Transformador de distribuição	3,70 - 4,00		

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

Obrigações vinculadas à concessão	30/09/2014	31/12/2013
Contribuição do consumidor	337.205	320.087
Participação da União	32.438	32.439
Universalização - CDE	121.678	121.712
Universalização - Governo do Estado	7.973	7.973
Participação do Governo do Estado	24.353	24.353
Participação de Governos Municipais	12.166	9.216
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	15.752	6.888
(-) Amortização acumulada	(233.818)	(212.387)
Total	317.747	310.281
Alocação:		
Contas a receber da concessão	89.592	84.141
Intangível em serviço	195.555	203.625
Intangível em curso	16.848	15.627
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	15.752	6.888
Total	317.747	310.281

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 setembro de 2014, o montante contabilizado naquela rubrica é de R\$ 15.752 (R\$6.888 em 31 de dezembro de 2013).

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 contábeis referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2013, 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 setembro de 2014, 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.

17. Fornecedores

	30/09/2014	31/12/2013
Suprimento (1)		
Contrato bilateral	107.313	81.230
CCEE	16.453	8.731
Uso do sistema de transmissão/distribuição	1.510	1.448
Materiais, serviços e outros (2)	28.440	33.699
Total	153.716	125.108
Circulante	150.455	117.981
Não circulante	3.261	7.127

1. Refere-se a 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 as 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.

18. Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

Operações	Encargos da dívida	Principal		Total	
		Circulante	Não Circulante	30/09/2014	31/12/2103
Em moeda nacional					
Eletobrás - IRD-1000	3	63	267	333	381
Eletobrás - IRD-1001	12	195	1.024	1.231	1.379
Eletobrás - IRD-1002	2	28	146	176	196
Eletobrás - IRD-1003	3	44	276	323	357
Eletobrás - IRD-1004	1	16	105	122	133
Eletobrás - IRD-933	4	92	298	394	463
Eletobrás - IRD-999	11	215	859	1.085	1.247
Eletobrás - LUZ CAMPO II - ECF-2162	-	124	-	124	450
Eletobrás - LT-3ª TRANCHE - ECFS-225	-	2.178	11.073	13.251	18.263
Eletobrás - LT-2ª TRANCHE - ECFS-097	-	4.007	9.016	13.023	21.525
Eletobrás - LT- 1ª TRANCHE - ECFS-024	-	1.628	1.357	2.985	6.292
Eletobrás - LT- 4ª TRANCHE - ECFS-274	-	2.367	15.386	17.753	23.411
Eletobrás - ECF-2943-RELUZ	-	1.254	3.656	4.910	5.851
Banco Bradesco - Capital de giro	-	-	-	-	383.310
Banco Original - Capital de Giro	-	-	-	-	4.133
Banco Safra - FINAME	2	481	114	597	960
Banco Safra - Capital de giro	1	261	-	262	1.418
Banco HSBC - Capital de Giro	-	-	-	-	50.266
Banco Itaú - Capital de Giro	723	100.000	-	100.723	-
Volkswagen - Investimentos	3	412	-	415	895
Total em moeda nacional	765	113.365	43.577	157.707	520.930
(-) custos de captação incorridos na contratação	-	-	-	-	(7.220)
Em moeda estrangeira					
Tesouro nacional - capital giro	292	-	14.820	15.112	14.655
(-) caução	-	-	-	-	(10.256)
Total em moeda estrangeira	292	-	14.820	15.112	4.399
Total	1.057	113.365	58.397	172.819	518.109

Parte da dívida com o Tesouro Nacional - capital de giro, esta garantida com depósito caução no montante de R\$ 11.475 em 30 de setembro de 2014 (R\$ 10.256 em 31 de dezembro de 2013), atualizado mediante aplicação da média ponderada das variações dos preços dos "Bônus de Zero Cupom do Tesouro dos Estados Unidos da América" ("US\$ Treasury Zero Coupon Bond").

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

Condições contratuais dos empréstimos e financiamentos em 30 de setembro de 2014:

1/6/2014 Operação	Características da Operação			Prazo Médio meses	Custo da Dívida		
	Vencimento	Periodicidade Amortização	Garantias Reais		indexador	Taxa de Juros a.a.	TIR (Taxa efetiva de juros)
Eletrobrás - IRD-1000	nov-2019	trimestral	Livre de Garantias	62	UFIR +	8,0%	8,0%
Eletrobrás - IRD-1001	nov-2020	trimestral	Livre de Garantias	75	UFIR +	8,0%	8,0%
Eletrobrás - IRD-1002	nov-2020	trimestral	Livre de Garantias	75	UFIR +	8,0%	8,0%
Eletrobrás - IRD-1003	nov-2021	trimestral	Livre de Garantias	87	UFIR +	8,0%	8,0%
Eletrobrás - IRD-1004	mai-2022	trimestral	Livre de Garantias	93	UFIR +	8,0%	8,0%
Eletrobrás - IRD-933	nov-2018	trimestral	Livre de Garantias	50	UFIR +	8,0%	8,0%
Eletrobrás - IRD-999	ago-2019	trimestral	Livre de Garantias	59	UFIR +	8,0%	8,0%
Eletrobrás - LUZ CAMPO II - ECF-2162	jun-2015	mensal	Recebíveis	9	UFIR +	6,0%	6,0%
Eletrobrás - LT-3ª TRANCHE - ECFS-225	out-2020	mensal	Recebíveis	74	UFIR +	6,0%	6,0%
Eletrobrás - LT-2ª TRANCHE - ECFS-097	dez-2017	mensal	Recebíveis	40	UFIR +	6,0%	6,0%
Eletrobrás - LT- 1ª TRANCHE - ECFS-024	jul-2016	mensal	Recebíveis	22	UFIR +	6,0%	6,0%
Eletrobrás - LT- 4ª TRANCHE - ECFS-274	mar-2022	mensal	Recebíveis	91	UFIR +	6,0%	6,0%
Eletrobrás - ECF-2943- RELUZ	ago-2018	mensal	Recebíveis	48	UFIR +	7,0%	7,0%
Banco Safra - FINAME	nov-2015	mensal	Próprio bem	14	PRÉ	8,0%	8,0%
Banco Safra - FINAME	nov-2015	mensal	Próprio bem	14	URTJLP +	6,0%	6,0%
Banco Safra - FINAME	mar-2016	mensal	Próprio bem	18	PRÉ	8,0%	8,0%
Banco Safra - FINAME	mar-2016	mensal	Próprio bem	18	URTJLP +	6,0%	6,0%
Banco Safra - Capital de giro	nov-2014	mensal	Alienação fudiciária	2	CDI +	4,0%	12,1%
Volkswagen - Investimentos	mar-2015	mensal	Próprio bem	6	PRÉ	12,0%	12,0%
Volkswagen - Investimentos	mai-2015	mensal	Próprio bem + Aval Rede Power	7	PRÉ	12,0%	12,0%
Banco Itau - NP	jan-2015	final	Aval	1	CDI +	2,25%	10,3%
Tesouro nacional - capital giro	abr-2024	Semestral	caução	120	Libor +	1,0%	13,5%
Tesouro nacional - capital giro	abr-2024	Semestral	caução	120	PRÉ	6,0%	6,0%

01/06/2014	Características da Operação			Prazo Médio meses	Custo da Dívida			
	Operação	Vencimento	Periodicidade Amortização		Garantias Reais	indexador	Taxa de Juros a.a.	TIR (Taxa efetiva de juros)
	Eletrobrás - IRD-1000	nov-2019	trimestral	Livre de Garantias	62	UFIR +	8,0%	8,0%
	Eletrobrás - IRD-1001	nov-2020	trimestral	Livre de Garantias	75	UFIR +	8,0%	8,0%
	Eletrobrás - IRD-1002	nov-2020	trimestral	Livre de Garantias	75	UFIR +	8,0%	8,0%
	Eletrobrás - IRD-1003	nov-2021	trimestral	Livre de Garantias	87	UFIR +	8,0%	8,0%
	Eletrobrás - IRD-1004	mai-2022	trimestral	Livre de Garantias	93	UFIR +	8,0%	8,0%
	Eletrobrás - IRD-933	nov-2018	trimestral	Livre de Garantias	50	UFIR +	8,0%	8,0%
	Eletrobrás - IRD-999	ago-2019	trimestral	Livre de Garantias	59	UFIR +	8,0%	8,0%
	Eletrobrás - LUZ CAMPO II - ECF-2162	jun-2015	mensal	Recebíveis	9	UFIR +	6,0%	6,0%
	Eletrobrás - LT-3ª TRANCHE - ECFS-225	out-2020	mensal	Recebíveis	74	UFIR +	6,0%	6,0%
	Eletrobrás - LT-2ª TRANCHE - ECFS-097	dez-2017	mensal	Recebíveis	40	UFIR +	6,0%	6,0%
	Eletrobrás - LT- 1ª TRANCHE - ECFS-024	jul-2016	mensal	Recebíveis	22	UFIR +	6,0%	6,0%
	Eletrobrás - LT- 4ª TRANCHE - ECFS-274	mar-2022	mensal	Recebíveis	91	UFIR +	6,0%	6,0%
	Eletrobrás - ECF-2943-RELUZ	ago-2018	mensal	Recebíveis	48	UFIR +	7,0%	7,0%
	Banco Safra - FINAME	nov-2015	mensal	Próprio bem	14	PRÉ	8,0%	8,0%
	Banco Safra - FINAME	nov-2015	mensal	Próprio bem	14	URTJLP +	6,0%	6,0%
	Banco Safra - FINAME	mar-2016	mensal	Próprio bem	18	PRÉ	8,0%	8,0%
	Banco Safra - FINAME	mar-2016	mensal	Próprio bem	18	URTJLP +	6,0%	6,0%
	Banco Safra - Capital de giro	nov-2014	mensal	Alienação fudiciária	2	CDI +	4,0%	12,1%
	Volkswagen - Investimentos	mar-2015	mensal	Próprio bem	6	PRÉ	12,0%	12,0%
	Volkswagen - Investimentos	mai-2015	mensal	Próprio bem + Aval Rede Power	7	PRÉ	12,0%	12,0%
	Banco Itau - NP	jan-2015	final	Aval	1	CDI +	2,25%	10,3%
	Tesouro nacional - capital giro	abr-2024	Semestral	caução	120	Libor +	1,0%	13,5%
	Tesouro nacional - capital giro	abr-2024	Semestral	caução	120	PRÉ	6,0%	6,0%

Os principais indicadores utilizados para a atualização de empréstimos e financiamentos tiveram as seguintes variações percentuais nos períodos:

Moeda/indicadores	30/09/2014	31/12/2013
US\$ x R\$	4,63%	14,64%
TJLP	5,00%	5,00%
CDI	7,83%	8,06%
UFIR	0,00%	0,00%

Em 30 de setembro de 2014, os financiamentos de longo prazo têm seus vencimentos assim programados:

	30/09/2014
2015	1.941
2016	17.331
2017	7.757
2018	5.899
2019	5.547
Após 2019	19.922
Total	58.397

Seguem as movimentações ocorridas no período/exercício:

Descrição	30/09/2014	31/12/2013
Saldos em 31/12/2013 e 31/12/2012	518.109	610.863
Novos empréstimos e financiamentos obtidos	100.000	684
Encargos de dívidas - juros, variação monetária e cambial	39.649	66.859
Pagamento de principal	(447.477)	(102.731)
Pagamento de juros	(37.462)	(57.566)
Saldos em 30/06/2014 e 31/12/2013	172.819	518.109
Circulante	114.422	138.903
Não circulante	58.397	379.206

19. Debêntures (não conversíveis em ações)

Principais características das debêntures:

	7º emissão (1)
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)	6,93%
Quantidade de títulos	40.000
Valor na data de emissão	400.000
Títulos em circulação	40.000
Carência de juros	2 anos
Amortizações/parcelas	semestral
Saldo em 30/09/2014	414.056
Circulante	16.648
Não circulante	397.408

1) Deduzido de R\$3.402 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 setembro de 2014 exigências contratuais foram cumpridas.

Em 30 de setembro de 2014 as debêntures têm seus vencimentos assim programados:

	30/09/2014
2014	17.458
2016	46.760
2017	80.160
2018	80.160
2019	80.160
Após 2019	112.760
	417.458
Custos de captação a apropriar	(3.402)
Total	414.056

Seguem as movimentações ocorridas no período:

Descrição	30/09/2014
Saldos em 31/12/2013	-
Nova emissão de debêntures - 7ª emissão	400.000
Encargos de dívidas - juros, variação monetária	17.724
Pagamento de encargos antecipados	(3.668)
Saldos em 30/09/2014	414.056
Circulante	16.648
Não circulante	397.408

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

Contratos	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2017 em diante	Total
Debêntures - 7ª emissão	204	809	788	1.601	3.402

20. Financiamento por arrendamento mercantil

A Companhia possui arrendamento mercantil no montante de R\$46 (R\$486 em 31 de dezembro de 2013) referente a equipamentos, registrados no ativo intangível, adquiridos através de contrato de arrendamento mercantil, com prazo de duração de 36 meses, com cláusulas de opção de compra e com taxas de juros de CDI + 3,0%.

Seguem as movimentações ocorridas no período/exercício:

Descrição	30/09/2014	31/12/2013
Saldos em 31/12/2013 e 31/12/2012	486	3.027
Encargos de dívidas - juros, variação monetária e cambial	199	70
Pagamento de principal	(438)	(2.539)
Pagamento de juros	(201)	(72)
Saldos em 30/09/2013 e 31/12/2013	46	486
Circulante	46	454
Não circulante	-	32

21. Impostos e Contribuições Sociais

21.1 Impostos e contribuições sociais correntes

	30/09/2014	31/12/2013
ICMS	30.349	29.957
Encargos sociais	2.273	2.778
PIS / COFINS	7.622	7.273
IRRF	115	193
ISS	683	680
Outros	337	669
Total	41.379	41.550
Circulante	41.379	41.550

21.2 Parcelamento de impostos

	30/09/2014	31/12/2013
PIS / COFINS (1)	-	51.697
IRPJ (1)	-	9.669
CSSL (1)	-	3.446
ICMS (2)	930	3.278
REFIS - LEI 12996 (1)	45.514	-
Total	46.444	68.090
Circulante	6.867	24.018
Não Circulante	39.577	44.072

Em 25 de agosto de 2014, a Companhia aderiu ao programa do Novo REFIS instituído pela Lei 12.996/2014, com pagamento de até 20% do saldo em 5 parcelas iguais e sucessivas até que a consolidação dos débitos sejam realizados pela Receita Federal do Brasil, corrigidos pela variação da Selic. A adesão ao programa gerou redução de multas e juros de R\$6.933, registrado na rubrica de outras receitas financeiras no consolidado.

Após a consolidação dos débitos o programa permite liquidar todo o montante com a utilização de 70% com prejuízos fiscais e 30% com pagamento a vista.

Descrição	30/09/2014
Parcelamentos Federais:	
Lei 12.996 (PIS, COFINS, IRPJ, CSSL):	
Débitos	55.915
Redução de Juros e Multas	(6.933)
Antecipações	(3.938)
Juros Selic	470
Saldo Parcelamento em 30/09/2014	45.514
Parcelamentos Estaduais:	
ICMS	930
TOTAL	46.444

Abaixo, número máximo de parcelas restantes para cada tipo de parcelamento:

Descrição	30/09/2014
LEI 12.996	183
ICMS	3

Os saldos consolidados dos impostos parcelados estão assim programados:

	30/09/2014	31/12/2013
2014	6.867	24.018
2015	2.640	20.740
2016	2.640	20.740
Após	34.297	2.592
Total	46.444	68.090

22. Taxas Regulamentares e Obrigação do Programa de Eficiência Energética

22.1 Taxas Regulamentares

	30/09/2014	31/12/2013
Quota de Reserva Global de Reversão - RGR	-	1.737
Quota da Conta de Consumo de Combustível - CCC	-	2.681
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	1.935	12.897
Taxa de fiscalização - ANEEL	190	247
Progr. de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA	-	27.895
Encargo Capacidade Emergencial - ECE	282	440
Encargo de Aquisição de Energia Elétrica Emergencial - EAEEE	4	4
Total	2.411	45.901
Circulante	2.411	45.901

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, através do Despacho nº 213 de Janeiro de 2013, autorizou a Eletrobrás a suspender a cobrança dos encargos Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC, Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, Reserva Global de Reversão - RGR e Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, bem como financiamentos com recursos da RGR, vencidos e a vencer — não incluídos aqueles que se encontram em execução — até que sobrevenha o termo final da intervenção. No mesmo despacho, são indeferidos os pedidos de parcelamento dos encargos CCC, CDE, RGR e PROINFA, formulados pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica sob intervenção, pertencentes ao Grupo Rede Energia.

No segundo trimestre de 2014, após o Grupo Energisa passar a ser o controlador final da Companhia, foi efetuado o pagamento das taxas regulamentares em atraso.

22.2 Obrigação do Programa de Eficiência Energética

O contrato de concessão da Companhia estabelece a obrigação de aplicar anualmente o montante de 1% da receita operacional líquida, em ações que tenham como objetivo o combate ao desperdício de energia elétrica e o desenvolvimento tecnológico do setor elétrico. Esse montante é destinado aos Programas de Eficiência Energética (PEE) e Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), a ser recolhido ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e ao Ministério de Minas e Energia (MME). A participação de cada um dos programas está definida pelas Leis nº 10.848 de 15 de março de 2004, nº 11.465 de 28 de março de 2007 e nº 12.212 de 21 de janeiro de 2010.

	30/09/2014	31/12/2013
Fundo Nacional Desenv. Científico Tecnológico - FNDCT	468	468
Ministério de Minas e Energia - MME	234	234
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	15.160	16.194
Programa de Eficiência Energética - PEE	27.406	47.272
Total	43.268	64.168
Circulante	24.923	54.600
Não circulante	18.345	9.568

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.

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.

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 31/12/2013	Provisões constituídas	Reversões de provisões	Saldo final 30/09/2014
Trabalhistas	45.643	32.627	(3.802)	74.468
Cíveis	90.515	33.156	(11.199)	112.472
Fiscais	196	1.138	(23)	1.311
Total	136.354	66.921	(15.024)	188.251
Depósitos e cauções vinculados	41.804			55.786

(*) A Companhia possui depósitos e cauções vinculados no ativo não circulante, no montante de R\$ 55.786 (R\$ 41.804 em 31 de dezembro de 2013).

No período findo em 30 de setembro de 2014 foram pagos o montante de R\$ 10.387 (R\$ 64.901 em 31 de dezembro de 2013), sendo de indenizações trabalhistas R\$ 4.336 (R\$ 9.661 em 31 de dezembro de 2013), de indenizações cíveis R\$ 6.051 (R\$ 55.240 em 31 de dezembro de 2013) e indenizações fiscais R\$ 46.696 em 31 de dezembro de 2013.

Perdas prováveis:**Trabalhistas**

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

A principal variação decorre da revisão do provisionamento das contingências relativas as Normas Pessoais no montante de R\$ 14.018, refere-se basicamente a pleitos de horas extras, de adicional de periculosidade, horas de sobreaviso, indenizações por danos decorrentes de acidente de trabalho.

Cíveis

Nos processos cíveis discutem-se principalmente indenizações por danos morais/materiais e reclamações de consumidores, envolvendo débitos de energia. Há também ações judiciais de consumidores reivindicando o reembolso de valores pagos à Companhia resultantes da majoração de tarifas com base nas portarias do DNAEE nº 38 e nº 45, aplicadas durante a vigência do Plano Cruzado no ano de 1986.

A principal variação decorre da análise de processos classificados com possíveis que foram transferidos para provável aumentando o valor das contingências no montante de R\$ 14.578, referente a multas regulatórias.

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\$ 224.819 (R\$236.913 em 31 de dezembro de 2013), 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\$10.676 (R\$13.966 em 31 de dezembro de 2013) têm como objeto o pleito de horas extras, de adicional de periculosidade, horas de sobreaviso, indenizações por danos decorrentes de acidente de trabalho, bem como a responsabilidade subsidiária da Companhia em relação às verbas referentes aos contratos de trabalho firmados entre as empresas que lhe prestam serviços e seus empregados.

Cíveis

As ações judiciais de natureza cível, cujo montante é de R\$ 213.489 (R\$ 222.082 em 31 de dezembro de 2013), têm majoritariamente os seguintes objetos: (i) revisão ou o cancelamento de faturas de energia elétrica em razão da incerteza de seu valor; (ii) indenizações por danos materiais e morais decorrentes da suspensão do fornecimento de energia elétrica por falta de pagamento, por irregularidades nos aparelhos de medição, de variações de tensão elétrica, ou de falta momentânea de energia; e (iii) multas regulatórias originárias de procedimentos de fiscalização do poder concedente que encontram-se em processo de defesa administrativa.

A redução de R\$ 8.593 refere-se basicamente a alteração de prognóstico e arquivamento de processos tais como processo regulatório referente a procedimentos de fiscalização do poder concedente.

Fiscais

Ações de natureza fiscal e tributária no montante R\$654 (R\$865 em 31 de dezembro de 2013). Refere-se ilegalidade da integração do PIS/Cofins na base de cálculo do ICMS.

24. Outros Passivos

	30/09/2014	31/12/2013
Energia no curto prazo - CCEE - Sub judice	-	168
Credores diversos - consumidores	7.556	5.623
Colaboradores - PL/AGO84	1.475	1.509
Arrecadação de terceiros a repassar	596	581
Incorporação de rede (a)	71.641	63.896
Antecipação Recup. De Desc. Tarifário	11.331	
Outros	898	-
	93.497	71.777
Circulante	19.570	6.204
Não circulante	73.927	65.573

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

25. Patrimônio Líquido

Capital Social

O capital social, subscrito e integralizado é de R\$595.649 (R\$533.468 em 31 de dezembro de 2013) está representado por 63.116.354 mil ações ordinárias (58.441.069 mil em 31 de dezembro de 2013), todas nominativas sem valor nominal.

Em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 11 de junho de 2014, foi aprovado aumento de capital da Companhia em R\$62.181, com emissão de 4.675.285 mil novas ações ordinárias, todas nominativas e sem valor nominal, mediante a capitalização do saldo dos recursos destinados a futuro aumento de capital, passando o capital social a ser de R\$595.649.

Os acionistas têm direito a dividendos mínimos obrigatórios equivalentes a 25% do lucro líquido ajustado.

26. Receita operacional

	30/09/2014				30/09/2013			
	Não revisado pelos auditores independentes		01/07/2014 à 30/09/2014	01/01/2014 à 30/09/2014	Não revisado pelos auditores independentes		01/07/2013 à 30/09/2013	01/01/2013 à 30/09/2013
	Nº de consumidores	MWh	R\$	R\$	Nº de consumidores	MWh	R\$	R\$
Residencial	747.040	1.183.230	169.380	512.476	721.836	1.067.069	135.876	476.567
Industrial	8.014	465.036	68.571	183.933	6.954	444.419	53.221	160.680
Comercial	75.041	781.575	111.152	332.073	73.288	721.655	92.262	303.107
Rural	84.947	346.943	40.053	115.601	83.410	324.331	29.553	92.861
Poder Público	8.708	173.333	18.617	67.024	8.423	165.472	19.757	66.928
Iluminação Pública	2.264	160.218	13.426	37.619	2.205	157.250	11.851	36.722
Serviço Público	1.012	126.014	12.479	35.851	936	122.630	10.029	29.615
Consumo Próprio	183	4.830	-	-	186	4.911	-	-
Subtotal	927.209	3.241.179	433.678	1.284.577	897.238	3.007.737	352.549	1.166.480
Suprimento	-	-	34.418	72.088	-	-	6.642	10.751
Fornecimento não faturado (líquido)	-	-	9.426	5.139	-	-	11.235	(28.536)
Receita de Construção (a)	-	-	44.005	111.688	-	-	48.872	118.071
Outras receitas operacionais	-	-	60.039	137.302	-	-	48.758	147.226
Total - receita operacional bruta	927.209	3.241.179	581.566	1.610.794	897.238	3.007.737	468.056	1.413.992
Deduções da receita operacional								
ICMS	-	-	85.006	250.507	-	-	63.953	213.158
PIS	-	-	8.349	23.726	-	-	6.987	21.519
COFINS	-	-	38.458	109.290	-	-	32.184	99.007
ISS	-	-	(5)	35	-	-	6	25
Programa de Eficiência Energética - PEE	-	-	1.782	5.132	-	-	1.472	4.271
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	5.806	15.553	-	-	3.010	9.029
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	-	-	1.782	5.132	-	-	1.472	4.840
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	-	-	3.259	8.864	-	-	-	-
Total	-	-	144.437	418.239	-	-	109.084	351.849
Total - receita operacional líquida	927.209	3.241.179	437.129	1.192.555	897.238	3.007.737	358.972	1.062.143

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

27. Custo de Energia Elétrica Comprada para Revenda

	MWH (**)		Energia elétrica comprada p/revenda			
	30/09/2014	30/09/2013	01/07/2014 à 30/09/2014	01/01/2014 à 30/09/2014	01/07/2013 à 30/09/2013	01/01/2013 à 30/09/2013
Energia de Itaipú - Binacional	557.078	609.240	(26.525)	(70.683)	(26.162)	(71.427)
Energia de Leilão	1.623.332	1.596.905	(134.177)	(353.255)	(85.642)	(287.702)
Energia Bilateral	674.733	491.567	(43.658)	(124.505)	(29.487)	(86.957)
Cotas de Angra REN 530/12	126.450	126.593	(7.052)	(21.268)	(5.740)	(15.306)
Cotas Garantia Física Res. Homol. ANEEL 1410 - Anexo I	944.370	916.742	(9.415)	(28.642)	(6.817)	(24.732)
Energia de curto prazo - CCEE	87.495	154.333	(15.632)	(141.640)	(3.288)	(58.547)
Programa Incentivo fontes alternativas energia - PROINFA	68.198	70.984	(7.121)	(18.990)	(6.397)	(17.059)
Ressarcimento pela exposição térmica (*)	-	-	-	73.020	(3.769)	40.770
(-)Parcela a compensar crédito	-	-	16.849	45.385	11.406	36.184
Energia Injetada - Micro e Mini	5	-	(2)	(4)	-	-
Total	4.081.661	3.966.364	(226.733)	(640.582)	(155.896)	(484.776)

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

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

Meses	Despacho	Valor
Janeiro	Despacho nº 515 de 07 de março de 2014	3.626
Fevereiro	Despacho nº 1.256 de 22 de abril de 2014	38.912
Março	Despacho nº 1.443 de 09 de maio de 2014	22.443
Abril	Despacho nº 1.646 de 02 de junho de 2014	8.039
Mai	Despacho nº 3.185 de 18 de agosto de 2014	-
Junho	Despacho nº 3.017 de 05 de agosto de 2014	-
Julho	Despacho nº 3.588 de 02 de setembro de 2014	-
Agosto	Despacho nº 3.968 de 30 de setembro de 2014	-
Setembro	Despacho nº 4.288 de 30 de outubro de 2014	-

Os valores referentes aos Despachos de janeiro a setembro já foram repassados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE nas contas correntes vinculadas ao aporte de garantias financeiras do mercado de curto prazo das concessionárias.

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

(**) Não revisado pelos auditores independentes.

28. Cobertura de seguros

A Companhia adota a política de contratar cobertura de seguros para os bens sujeitos aos riscos para cobrir eventuais sinistros, considerando a natureza de sua atividade. Os seguros da Companhia são contratados conforme os preceitos de gerenciamento de riscos e seguros geralmente empregados por empresas de distribuição de energia elétrica. As premissas de riscos adotadas, dada a sua natureza,

Resultados do 3º trimestre de 2014

não fazem parte do escopo da revisão das informações financeiras intermediárias e, conseqüentemente, não foram revisadas pelos nossos auditores independentes.

Os principais valores em risco com coberturas de seguros são:

Ramos	Data de Vencimento	Importância segurada	Prêmio anual 30/09/2014 e 31/12/2013
RO	30/11/2014	LMI R\$ 17.475	R\$ 87
RCG	30/11/2014	LMI R\$ 20.000	R\$ 395
D&O	26/11/2014	LMI R\$ 50.000	R\$ 94
Automóvel Facultativo - Casco	30/11/2014	100% Tabela FIPE Cascos 100% Tabela FIPE, Danos Materiais e Corporais LMI R\$ 300, Danos Morais LMI R\$ 100	R\$ 206
Responsabilidade Civil Facultativo - 1º Risco	30/11/2014	RCF LMI R\$ 700	R\$ 72
Responsabilidade Civil Facultativo - 2º Risco	30/11/2014	LMI R\$ 1.000	R\$ 19
Transportes	10/10/2014	Sub 00 Múltiplo Salarial - 24x	R\$ 23
Vida em Grupo (Fatura Dezembro 2013)	30/11/2014		

Descrição dos riscos:

Riscos Operacionais (RO): 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. Trata-se de apólice corporativa com cláusula adicional de reintegração automática.

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

Seguro de D&O: o objetivo do seguro é o pagamento a título de perdas, devido a terceiros pelo segurado decorrente de reclamação, resultante da prática de qualquer ato danoso praticado pelo segurado durante o período de vigência da apólice, em decorrência de sua condição de conselheiro ou diretor da sociedade. Trata-se de apólice corporativa.

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

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

Vida em grupo: cobertura de morte de qualquer tipo, invalidez permanente total ou parcial, por acidente e invalidez permanente ou total por doença ocorrida com empregados.

29. Instrumentos financeiros e gerenciamento de risco

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

ATIVO	30/09/2014		31/12/2013	
	Contábil	Valor Justo	Contábil	Valor Justo
Caixa e equivalentes de caixa	79.393	79.393	18.472	18.472
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	43.619	43.619	64.528	64.528
Consumidores	301.866	301.866	308.285	308.285
Títulos a receber	3.887	3.887	4.121	4.121
Partes relacionadas	-	-	8.962	8.962
Ativo financeiro - bens da concessão	284.082	284.082	259.774	259.774
Operações de <i>swap</i>	254	254	627	627

PASSIVO	30/09/2014		31/12/2013	
	Contábil	Valor Justo	Contábil	Valor Justo
Fornecedores	153.716	153.716	125.108	125.108
Empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas e debêntures	586.921	586.921	518.595	518.595
Partes relacionadas	-	-	49.166	49.166

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 setembro de 2014, estão identificadas a seguir:

Não derivativos - classificação e mensuração

Empréstimos e recebíveis

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

Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados

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

Ativos financeiros disponíveis para venda

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

Após mensuração inicial, ativos financeiros disponíveis para venda são mensurados a valor justo, com ganhos e perdas não realizados reconhecidos diretamente dentro dos outros resultados abrangentes até a baixa do investimento, com exceção das perdas por redução ao valor recuperável, dos juros calculados utilizando o método de juros efetivos e dos ganhos ou perdas com variação cambial sobre ativos monetários que são reconhecidos diretamente no resultado do exercício.

Passivos financeiros pelo custo amortizado

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

Empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas e debêntures - Os instrumentos financeiros estão classificados como passivos financeiros ao custo amortizado. Os valores contábeis dos empréstimos e financiamentos vinculados aos investimentos das distribuidoras 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 20/12/2012) 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 é o seguinte:

PASSIVO	30/09/2014	31/12/2013
Dívida (a)	586.921	518.595
Caixa e equivalentes de caixa	(79.393)	(18.472)
Dívida Líquida	507.528	500.123
Patrimônio Líquido (b)	717.640	666.081
Índice de endividamento líquido	0,71	0,75

(a) A dívida é definida como empréstimos, financiamentos e debêntures de curto e longo prazos (excluindo derivativos e contratos de garantia financeira), conforme detalhado nas notas explicativas nº 18, nº 19 e nº 20.

(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 (%)meseas	Até 6 meses	6 a 12 meses	1 a 3 anos	3 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores		150.455	-	-	-	3.261	153.716
Empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas e debêntures		124.554	3.971	372.029	114.023	17.344	631.921
Total		275.009	3.971	372.029	114.023	20.605	785.637

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 contábeis intermediárias foi:

	30/09/2014	31/12/2013
Caixa e equivalentes de caixa	79.393	18.472
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	43.619	64.528
Consumidores	301.866	308.285
Títulos a receber	3.887	4.121
Partes relacionadas	-	8.962
Ativo financeiro - bens da concessão	284.082	259.774
Operações de <i>swap</i>	254	627

O detalhamento desses créditos está apresentado nas notas explicativas nº 5, 6, 7, 12, 14 e 29.

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

Parte dos empréstimos e financiamentos em moeda nacional, apresentados na nota explicativa nº 18, 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 setembro de 2014, com alta de 4,63% sobre 31 de dezembro de 2013, cotado a R\$2,4510/USD. A volatilidade do dólar norte-americano em 30 de setembro de 2014 era de 19,45%, enquanto em 31 de dezembro de 2013 era de 11,5%.

Do montante das dívidas bancárias e de emissões da Companhia, em 30 de setembro de 2014 de R\$586.921 (R\$518.595 em de 31 de dezembro de 2013), R\$14.655 (R\$15.112 em 31 de dezembro de 2013) estão representados em dólares:

- (i) US\$6,2 milhões de empréstimo com o Tesouro Nacional - DMLP (US\$6,1 milhões de principal) cujo saldo no final no período, incluindo juros monta em R\$15,1 milhões.

Tesouro Nacional: Os administradores da Companhia não contrataram instrumentos financeiros derivativos por possuir garantias do principal da dívida em forma de caução em dinheiro (US\$) (vide nota explicativa nº 18). Esta garantia destina-se exclusivamente a liquidação do principal da dívida com vencimento em abril/2024, não se permitindo o ressarcimento de tais garantias em amortizações antecipadas.

Em consonância com a Deliberação CVM 603/09, apresentam-se abaixo os valores dos instrumentos financeiros derivativos da Companhia, vigentes em 30 de setembro de 2014 e 2013, que podem ser assim resumidos:

Operação	Notional (BRL)	Operação	Vencimento	Valor Justo	
				30/09/2014	31/12/2013
SWAP Enersul x HSBC	35.556		05/09/2016		
P.Ativa		CDI + 3,5%		37.031	51.423
P.Passiva		132% CDI + (TJLP-6,0%)		(36.777)	(50.796)
		Total		254	627

O Valor Justo dos derivativos efetuados pela Companhia em 30 de setembro de 2014 e 2013 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 18 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.

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

A Companhia não possui instrumento financeiro derivativo indexado à variação cambial.

b) Variação das taxas de juros

Considerando que o cenário de exposição dos instrumentos financeiros indexados às taxas de juros de 30 de setembro de 2014 seja mantido e que os respectivos indexadores anuais acumulados sejam (CDI = 11%, TJLP = 5,0% ao ano) e caso ocorram oscilações nos índices de acordo com os três cenários definidos, o resultado financeiro líquido seria impactado em:

	Exposição	Risco	Cenário I (Provável) (1)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Instrumentos financeiros ativos					
Aplicações financeiras no mercado aberto	112.854	Alta CDI	2.885	3.573	4.248
Instrumentos financeiros passivos					
Empréstimos e financiamento	(518.489)	Alta CDI	(11.043)	(13.675)	(16.259)
	(120)	Alta TJLP	(1)	(2)	(2)
Subtotal	(518.609)		(11.044)	(13.677)	(16.261)
Líquido - ganhos (perda)	(405.755)		(8.159)	(10.104)	(12.013)

	Exposição	Risco	Cenário I (Provável) (1)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Swap				(844)	(1.669)
Posição Ativa - Taxa de juros CDI e IPCA	37.031	Alta da TJLP/IPCA	37.031	37.876	38.701
Posição Passiva - Taxa de juros CDI + TJLP	(36.777)		(36.777)	(38.242)	(39.710)
Subtotal	254		254	(366)	(1.009)
Líquido - ganhos (perda)			254	(1.210)	(2.678)

(*) Considera o CDI de 30 de dezembro de 2014 (11% a.a.), cotação das estimativas apresentadas pela recente Pesquisa do BACEN, datada de 30 de setembro de 2014 e a TJLP 5% a.a..

Hierarquia de valor justo

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

Os diferentes níveis foram definidos como 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 Ativos	Nível	30/09/2014	31/12/2013
Caixa e equivalente de caixa	2	79.393	18.472
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	2	43.619	64.528
Instrumentos financeiros derivativos	2	254	627
Ativo financeiro - bens da concessão	3	284.082	259.774

30. Benefícios a empregados

Prêmio de Aposentadoria e Pensão

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

Em 30 de setembro de 2014 a despesa de patrocínio a esses planos foi de R\$3.079 (R\$2.904 em 30 de setembro de 2013)

Plano de saúde

A Companhia participa do custeio de planos de saúde a seus empregados, administrados por operadoras reguladas pela ANS. No caso de rescisão e ou aposentadoria, os empregados podem permanecer no plano desde que assumam a totalidade do custeio, não cabendo a Companhia, qualquer vínculo e ou obrigação pós-emprego com esses empregados. No período findo em 30 de setembro de 2014 as despesas com o plano de saúde foram de R\$8.469 (R\$10.753 em 30 de setembro de 2013).

31. Compromissos

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

Contrato de compra de energia						
Vigência	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2018	Após 31/12/2018
2014 a 2046	701.811	546.779	498.538	482.776	525.084	7.224.901

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 setembro de 2014, e foram homologados pela ANEEL.

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

32. Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Em 04 de dezembro de 1997, foi outorgado à ENERSUL 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.

33. Informações adicionais aos fluxos de caixa

No período findo em 30 de setembro de 2014, as movimentações patrimoniais que não afetaram o fluxo de caixa da Companhia, são como segue:

	30/09/2014
Atividades operacionais	
Contas a receber da concessão	23.907
Atualização contas a receber da concessão - VNR	3.417
Fornecedores	(5.463)
Estoque	1.706
Atividades de investimentos	
Intangível - transferência estoque	1.706
Intangível - fornecedor	(5.463)

34. Eventos Subsequentes

A Companhia celebrou instrumento particular denominado "Contrato de cessão e aquisição de direitos creditórios e outras avenças" no valor de R\$ 153.263 na modalidade de FIDC (Fundo de Investimentos em Direitos Creditórios) com vigência de 20 anos. A Amortização será em 180 meses com carência de 60 meses. A regra de valoração adotada foi de TR + 7% a.a. O Fundo tem como administradora a Caixa Econômica Federal e o Itaú Unibanco S.A. como custodiante e agente centralização de recebimentos.

RELATÓRIO SOBRE A REVISÃO DE INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS

Aos Acionistas, Conselheiros e Administradores da
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL
Campo Grande - MS

Introdução

Revisamos as informações financeiras intermediárias da Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL ("Companhia"), contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR, referentes ao trimestre findo em 30 de setembro de 2014, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de setembro de 2014 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para os períodos de três e nove meses findos naquela data, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de nove meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A Administração da Companhia é responsável pela elaboração das informações financeiras intermediárias de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21(R1) - Demonstração Intermediária e com a norma internacional IAS 34 - "Interim Financial Reporting", emitida pelo "International Accounting Standards Board - IASB", assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários - 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 do que o de uma auditoria conduzida de acordo com as normas de auditoria e, conseqüentemente, não nos permitiu obter segurança de que tomamos conhecimento de todos os assuntos significativos que poderiam ser identificados em uma auditoria. Portanto, não expressamos uma opinião de auditoria.

Conclusão sobre as informações financeiras intermediárias

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

Ênfase

Repasses de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

Conforme mencionado na nota 27, a Companhia contabilizou, como redução do custo com energia elétrica, repasses de recursos diretos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE e através da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE referentes aos meses de janeiro a abril de 2014. Nossa conclusão não contém modificação relacionada a esse assunto.

Intervenção administrativa ANEEL

Conforme mencionado nas notas 1.1 e 1.2, em 8 de abril de 2014 foi publicada a Resolução Autorizativa da ANEEL n.º 4.622, que determinou o fim da intervenção administrativa da ANEEL na Companhia. A conclusão do processo estava condicionada transferência do controle da controladora final e à realização de Assembleia Geral para a eleição dos novos administradores da Companhia. Com

o fim da intervenção, passou a vigorar regime excepcional de sanções aprovado pela ANEEL, que inclui, entre outros, a obrigatoriedade de aporte de recursos pelo novo controlador final através da controladora da Rede Energia S.A., e outras obrigações mencionadas nas referidas notas. Nossa conclusão não contém modificação relacionada a esse assunto.

Transferência de controle do acionário - controlador final

Conforme mencionado nas notas 1.4, em 11 de julho de 2013 foi celebrado compromisso de Investimento, Compra e Venda de Ações e Outras Avenças entre o Sr. Jorge Queiroz de Moraes Junior e a Energisa S.A., para a transferência da totalidade de suas ações da J.Q.M.J. Participações S.A., BBPM Participações S.A., Denerge Desenvolvimento Energético S.A. e Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. à Energisa S.A., mediante o cumprimento de algumas condições precedentes. Em 11 de abril de 2014, após terem sido cumpridas ou dispensadas as condições precedentes, foi formalizada a transferência do controle dessas empresas para a Energisa S.A.. A transferência das referidas ações conferiram à Energisa S.A. o controle indireto da Rede Energia S.A., controladora da Companhia, e, por consequência, das demais sociedades controladas pela Rede Energia S.A.. Nossa conclusão não contém modificação relacionada a esse assunto.

Outros assuntos

Demonstração do valor adicionado

Revisamos, também, a demonstração do valor adicionado (DVA), referente ao período de nove meses findo em 30 de setembro de 2014, preparada sob a responsabilidade da Administração da Companhia, cuja apresentação nas informações financeiras intermediárias é requerida de acordo com as normas expedidas pela CVM aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais - ITR e considerada informação suplementar pelas *IFRS*, que não requerem a apresentação da DVA.

Essa demonstração foi submetida aos mesmos procedimentos de revisão descritos anteriormente e, com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que não foi elaborada, em todos os seus aspectos relevantes, de forma consistente com as informações financeiras intermediárias tomadas em conjunto.

Auditoria e revisão dos valores do período correspondente

A revisão das demonstrações do resultado e do resultado abrangente do período de três e nove meses findo em 30 de setembro de 2013, e das mutações do patrimônio líquido, fluxos de caixa e valor adicionado do período de nove meses findo em 30 de setembro de 2013, foram conduzidos sob a responsabilidade de outros auditores independentes, que emitiram relatório de revisão datado em 1 de novembro de 2013, com ressalva, referente a existência de múltiplas incertezas sobre a continuidade da Companhia devido a intervenção administrativa e o processo de Recuperação Judicial da controladora Rede Energia S.A. e demais empresas do grupo.

Os valores correspondentes ao balanço patrimonial do exercício findo em 31 de dezembro de 2013, apresentados para fins de comparação, foram auditados por outros auditores independentes que emitiram relatório datado em 4 de fevereiro de 2014, com ressalva, referente a existência de múltiplas incertezas sobre a continuidade da Companhia devido a intervenção administrativa e processo de Recuperação Judicial da controladora Rede Energia S.A. e demais empresas do grupo.

Rio de Janeiro, 14 de novembro de 2014.

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

Antonio Carlos Brandão de Sousa
Contador
CRC 1RJ 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