

Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S/A | Resultados do 3º trimestre de 2015

Cataguases, 13 de novembro de 2015 - A Administração da Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S/A ("Energisa Minas Gerais" ou "Companhia") apresenta os resultados do terceiro trimestre (3T15) e dos primeiros nove meses de 2015 (9M15).

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

1 Perfil do negócio e destaques econômico-financeiros

A Energisa Minas Gerais é uma distribuidora de energia elétrica que atende a mais de 432 mil consumidores e uma população de aproximadamente 1,0 milhão de habitantes em 65 municípios do Estado de Minas Gerais e um no Estado do Rio de Janeiro.

Resume-se a seguir o desempenho econômico-financeiro da Companhia nos primeiros nove meses de 2015 e 2014:

Descrição	9M15	9M14	Variação %
Resultados - R\$ milhões			
Receita Operacional Bruta	735,0	498,2	+ 47,5
Receita Operacional Bruta, sem receita de construção	687,1	468,3	+ 46,7
Receita Operacional Líquida	426,0	355,1	+ 20,0
Receita Operacional Líquida, sem receita de construção	378,1	325,2	+ 16,3
Resultado antes das Receitas e Despesas Financeiras (EBIT)	53,4	46,9	+ 13,9
EBITDA	70,1	61,4	+ 14,2
EBITDA Ajustado	75,8	65,7	+ 15,4
Resultado financeiro	(29,1)	(15,7)	+ 85,4
Lucro Líquido	16,0	20,5	- 22,0
Indicador Relativo			
EBITDA Ajustado / Receita Líquida (%)	17,8	18,5	- 0,7 p.p
Indicadores Operacionais			
Número de Consumidores Cativos (mil)	432,2	423,7	+ 2,0
Vendas de energia a consumidores cativos (GWh)	912,7	897,6	+ 1,7
Energia Elétrica Total Distribuída (GWh)	1.212,3	1.190,6	+ 1,8
Perdas de Energia (% últimos 12 meses)	9,52	8,94	+ 0,58 p.p
Descrição	30/09/2015	31/12/2014	Variação %
Indicadores Financeiros - R\$ milhões			
Ativo Total	696,1	586,8	+ 18,6
Caixa / Equivalentes de Caixa / Aplicações Financeiras	39,1	21,0	+ 86,2
Patrimônio Líquido	170,7	91,3	+ 87,0
Endividamento Líquido	260,7	274,1	- 4,9

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

2 Desempenho financeiro

2.1 Receita operacional bruta e líquida

Em 9M15, a Energisa Minas Gerais apresentou receita operacional bruta, sem a receita de construção que é atribuída margem zero, de R\$ 687,1 milhões, ante R\$ 468,3 milhões registrados em 9M14, aumento de 46,7% (R\$ 218,8 milhões). Já a receita operacional líquida, também deduzida da receita de construção, cresceu 16,3% (R\$ 52,9 milhões) no período, para R\$ 378,1 milhões.

No 3T15, a receita operacional líquida (R\$ 138,9 milhões), também deduzida das receitas de construção, aumentou 33,3% (R\$ 34,7 milhões) em relação a de igual trimestre do ano passado.


A composição da receita líquida é a seguinte:


Receita por Classe de Consumo (R\$ milhões)	Trimestre			9 meses		
	3T15	3T14	Var. %	9M15	9M14	Var. %
(+) Receita de energia elétrica (mercado cativo)	213,5	137,4	+ 55,4	603,3	430,5	+ 40,1
✓ Residencial	87,3	61,6	+ 41,7	258,5	184,5	+ 40,1
✓ Industrial	25,8	17,9	+ 44,1	72,8	50,9	+ 43,0
✓ Comercial	46,1	27,8	+ 65,8	132,6	96,9	+ 36,8
✓ Rural	34,8	17,0	+ 104,7	85,6	59,3	+ 44,4
✓ Outras classes	19,5	13,1	+ 48,9	53,8	38,9	+ 38,3
(+) Suprimento de energia elétrica	0,8	1,8	- 55,6	2,6	1,8	+ 44,4
(+) Fornecimento não faturado líquido	0,6	(0,5)	-	2,2	(1,7)	-
(+) Disponibilidade do sistema elétrico	14,0	7,6	+ 84,2	39,8	21,8	+ 82,6
(+) Receitas de construção	19,4	11,7	+ 65,8	47,9	29,8	+ 60,7
(+) Outras receitas	27,4	5,6	+ 389,3	39,2	16,0	+ 145,0
(=) Subtotal 1 - Receita bruta	275,7	163,6	+ 68,5	735,0	498,2	+ 47,5
(-) Impostos sobre vendas	66,5	44,3	+ 50,1	190,5	133,0	+ 43,2
(-) Encargos setoriais	35,8	3,4	+ 950,0	78,4	10,1	+ 676,2
(-) Bandeiras tarifárias	15,1	-	-	40,1	-	-
(=) Subtotal 2 - Receita líquida	158,3	115,9	+ 36,6	426,0	355,1	+ 20,0
(-) Receitas de construção	19,4	11,7	+ 65,8	47,9	29,9	+ 60,2
(=) Total - Receita líquida, sem receitas de construção	138,9	104,2	+ 33,3	378,1	325,2	+ 16,3


2.2 Ambiente regulatório - revisão tarifária

2.2.1 Bandeiras tarifárias

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

 **Bandeira Verde** - condições favoráveis de geração de energia. A tarifa de energia elétrica não sofre nenhum acréscimo;

 **Bandeira Amarela** - condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,025 para cada quilowatt-hora consumido; e,

 **Bandeira Vermelha** - condições mais onerosas de geração de energia. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,045 para cada quilowatt-hora consumido.

As receitas auferidas pela Companhia provenientes das bandeiras tarifárias em 9M15 foram de R\$ 40,1 milhões (R\$ 15,1 milhões no 3T15).

2.2.2 Revisão tarifária extraordinária

A Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica), em reunião realizada em 27/02/2015, deliberou por conceder revisão tarifária extraordinária (RTE) para a Energisa Minas Gerais, cujo efeito médio a ser percebido pelos consumidores foi de 26,9% a partir de 02/03/2015. Adicionalmente, foi concedido à Energisa Minas Gerais reajuste nas suas tarifas de energia elétrica, com efeito médio de 3,06% percebido pelos consumidores a partir de 18/06/2015.

A Energisa Minas Gerais recebeu o montante de R\$ 11,5 milhões provenientes dos recursos da conta ACR (Conta no Ambiente de Contratação Regulada) repassados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE para cobertura da exposição involuntária no Mercado de Curto Prazo - MCP e despacho termoeletrico vinculado aos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado na modalidade por disponibilidade - CCEAR-D relativo aos meses de novembro e dezembro de 2014. Os valores foram registrados como redução dos custos de energia comprada e de encargos de serviço do sistema.

A Aneel também homologou em cumprimento ao disposto no Decreto nº 7.891/2013, recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) a serem repassados a Energisa Minas Gerais pelas Centrais Elétricas Brasileiras S/A - Eletrobras referentes aos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica no montante de R\$ 45,0 milhões. O valor foi registrado pela Companhia como receita de venda de energia.

2.3 Despesas operacionais

As despesas operacionais, excluindo os custos de construção, totalizaram R\$ 324,7 milhões em 9M15 e R\$ 114,1 milhões no 3T15, aumento de 16,7% (R\$ 46,4 milhões) e 19,9% (R\$ 18,9 milhões) respectivamente, quando comparado com o mesmo período de 2014. Desse total, as despesas controláveis cresceram R\$ 1,8 milhão (R\$ 1,0 milhão no 3T15) em 9M15, totalizando R\$ 75,9 milhões (R\$ 25,9 milhões no 3T15).

As despesas não controláveis cresceram 19,0% (15,1% no 3T15) em 9M15, totalizando R\$ 217,3 milhões (R\$ 72,6 milhões no 3T15), decorrente da elevação dos custos da energia elétrica comprada em função da hidrologia desfavorável no país.

A composição das despesas operacionais pode ser assim demonstrada:

Composição das despesas operacionais (R\$ milhões)	Trimestre			9 meses		
	3T15	3T14	Variação R\$ milhões	9M15	9M14	Variação R\$ milhões
1 Despesas controláveis	25,9	24,9	+ 1,0	75,9	74,1	+ 1,8
1.1 Pessoal (inclui fundo de pensão)	10,0	9,4	+ 0,6	28,7	29,3	- 0,6
1.2 Material	0,8	1,3	- 0,5	3,5	3,5	-
1.3 Serviços de terceiros	15,1	14,2	+ 0,9	43,7	41,3	+ 2,4
2 Despesas não controláveis (compra de energia e transporte)	72,6	63,1	+ 9,5	217,3	182,6	+ 34,7
3 Depreciação e amortização	6,6	4,9	+ 1,7	16,7	14,5	+ 2,2
4 Provisões contingências e devedores duvidosos	7,0	0,9	+ 6,1	6,9	2,0	+ 4,9
5 Outras despesas/receitas	2,0	1,4	+ 0,6	7,9	5,2	+ 2,7
Subtotal	114,1	95,2	+ 18,9	324,7	278,3	+ 46,4
6 Custo de construção (*)	19,4	11,7	+ 7,7	47,9	29,9	+ 18,0
Total	133,5	106,9	+ 26,6	372,6	308,2	+ 64,4

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

2.4 Lucro líquido e geração de caixa

Nos primeiros nove meses de 2015, a Energisa Minas Gerais registrou lucro líquido de R\$ 16,0 milhões, ante os R\$ 20,5 milhões registrados em igual período do ano passado, uma redução de 22,0%. Entretanto, a geração operacional de caixa (EBITDA ajustado) cresceu 15,4%, totalizando R\$ 75,8 milhões em 9M15.

No 3T15, a Energisa Minas Gerais registrou lucro líquido de R\$ 4,7 milhões, contra um prejuízo de R\$ 2,9 milhões no 3T14. A geração de caixa (EBITDA Ajustado) apresentou aumento de 118,2%, passando de R\$ 15,4 milhões no 3T14 para R\$ 33,6 milhões no 3T15.

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

Composição da Geração de Caixa Valores em R\$ milhões	Trimestre			9 meses		
	3T15	3T14	Var. %	9M15	9M14	Var. %
(=) Lucro Líquido	4,7	(2,9)	-	16,0	20,5	- 22,0
(-) Contribuição social e imposto de renda	(2,5)	1,7	-	(8,3)	(10,7)	- 22,4
(-) Resultado financeiro	(17,6)	(13,6)	+ 29,4	(29,1)	(15,7)	+ 85,4
(-) Depreciação e amortização	(6,6)	(5,0)	+ 32,0	(16,7)	(14,5)	+ 15,2
(=) Geração de caixa (EBITDA)	31,4	14,0	+ 124,3	70,1	61,4	+ 14,2
(+) Receita de acréscimos moratórios	2,2	1,4	+ 57,1	5,7	4,3	+ 32,6
(=) Geração ajustada de caixa (EBITDA Ajustado)	33,6	15,4	+ 118,2	75,8	65,7	+ 15,4
Margem do EBITDA Ajustado (%)	21,2	13,3	+ 7,9 p.p	17,8	18,5	- 0,7 p.p

2.5 Resultado financeiro e endividamento

Nos primeiros nove meses de 2015, o resultado financeiro (receitas financeiras menos despesas financeiras) representou despesa financeira líquida de R\$ 29,1 milhões, contra a despesa financeira líquida de R\$ 15,7 milhões em igual período do ano passado, ou seja, aumento de 85,4% (R\$ 13,4 milhões). No 3T15, o resultado financeiro líquido representou uma despesa financeira líquida de R\$ 17,6 milhões, contra uma despesa financeira líquida de R\$ 13,6 milhões no 3T14, aumento de 29,4% (R\$ 4,0 milhões) no período. Esse resultado decorre da desvalorização de 28% do real perante o dólar no trimestre, com efeito na marcação a mercado dos derivativos de proteção cambial que no 3T15 representou uma despesa de R\$ 11,0 milhões (R\$ 8,0 milhões em 9M15).

Em 30 de setembro de 2015, o saldo consolidado de caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras da Energisa Minas Gerais totalizou R\$ 39,1 milhões, que não incluem os créditos referentes à subvenção tarifária e baixa renda (CDE). Por sua vez, a dívida líquida da Energisa Minas Gerais, que incluem empréstimos, financiamentos, arrendamentos, encargos financeiros, parcelamento de impostos, fundo de pensão e instrumentos financeiros derivativos líquidos, passou de R\$ 274,1 milhões em 31 de dezembro de 2014 para R\$ 260,7 milhões em 30 de setembro de 2015.

A seguir, as dívidas de curto e longo prazo da Energisa Minas Gerais em 30 de setembro de 2015 e em 31 de dezembro de 2014:

Descrição Valores em R\$ milhões	30/09/2015	31/12/2014
Curto Prazo	130,4	228,0
Empréstimos e financiamentos	115,8	243,3
Encargos de dívidas	6,2	3,6
Parcelamento de impostos e déficit atuarial	0,3	0,8
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	8,1	(19,7)
Longo Prazo	194,3	97,9
Empréstimos e financiamentos	228,3	98,2
Parcelamento de impostos e déficit atuarial	1,9	1,6
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	(35,9)	(1,9)
Total das dívidas	324,7	325,9
(-) Disponibilidades financeiras	39,1	21,0
(-) Créditos CDE	24,9	30,8
Total das dívidas líquidas	260,7	274,1

3 Mercado de energia

Nos primeiros nove meses de 2015 (9M15), as vendas de energia elétrica a consumidores finais (mercado cativo), localizados na área de concessão da Energisa Minas Gerais, somadas à energia associada aos consumidores livres (TUSD), totalizaram 1.175,9 GWh (383,0 GWh no 3T15), incremento de 0,3% (redução de 2,0% no 3T15) em relação a igual período do ano anterior. Em 9M15, a classe de consumo que mostrou melhor desempenho foi a rural, com crescimento de 6,3% (12,8% de aumento no 3T15), seguida pelas classes residencial e comercial, que apresentaram aumento de consumo de 1,3% e 1,2%, respectivamente, no período. O consumo industrial, considerando os mercados cativo e livre, reduziu 2,7% em 9M15 (retração de 6,0% no 3T15).

A energia total distribuída em 9M15 foi de 1.212,3 GWh, ante os 1.190,9 GWh registrados em igual período do ano passado, ou seja, aumento de 1,8%, conforme composição seguinte:

Energia Total Distribuída por Classe de Consumo (Em GWh)

Descrição	Trimestre			9 meses		
	3T15	3T14	Var. %	9M15	9M14	Var. %
1 Vendas de energia no mercado cativo	293,5	295,0	- 0,5	912,7	897,6	+ 1,7
✓ Residencial	112,6	116,2	- 3,1	363,0	358,2	+ 1,3
✓ Industrial	42,4	44,6	- 4,9	128,8	128,3	+ 0,4
✓ Comercial	53,7	54,4	- 1,3	177,0	174,9	+ 1,2
✓ Rural	47,6	42,2	+ 12,8	130,8	123,0	+ 6,3
✓ Outras Classes	37,2	37,6	- 1,1	113,1	113,2	- 0,1
2 Energia associada aos consumidores livres (TUSD)	89,5	95,7	- 6,5	263,2	274,4	- 4,1
3 Mercado cativo + TUSD (1+2)	383,0	390,7	- 2,0	1.175,9	1.172,0	+ 0,3
4 Suprimento de energia e não faturado	(1,6)	21,6	-	36,4	18,9	+ 92,6
5 Energia Total Distribuída (3+4)	381,4	412,3	- 7,5	1.212,3	1.190,9	+ 1,8

A Energisa Minas Gerais encerrou os primeiros nove meses de 2015 com 432.160 unidades consumidoras cativas, quantidade 2,0% superior à registrada no fim de setembro de 2014. Já o número de consumidores livres totalizou 32 no fim de setembro de 2015.

3.1 Perdas de energia e inadimplência dos consumidores

O combate ao furto, à fraude e à inadimplência dos consumidores tem sido foco constante das ações gerenciais da Energia Minas Gerais, que busca trabalhar para aperfeiçoar ainda mais a fiscalização das ligações em suas unidades consumidoras.

As perdas de energia elétrica da Energisa Minas Gerais situaram em 9,52% nos últimos doze meses encerrados em setembro de 2015, contra 8,94% registrado em igual período do ano passado.

As revisões extraordinárias tarifárias e o advento das bandeiras tarifárias ocorridas no 1T15 contribuíram para o aumento da inadimplência. A Energisa Minas Gerais vem intensificando as ações de cobrança das contas de energia para conter o aumento da inadimplência, com mecanismos ágeis e desburocratizados de pagamento de débitos por meio de pontos de atendimento, da internet e de call center, intensificação de ações de corte e negativação de débitos. O desempenho do indicador relativo à inadimplência (proporção do que não foi recebido em relação ao que foi faturado nos últimos 12 meses) dos consumidores foi bastante afetado pelo aumento dos valores faturados e pelo incremento da parcela não arrecadada. Em 9M15, a inadimplência dos consumidores aumentou em 6,7%, situando-se em 1,44%.

4 Investimentos

Nos primeiros nove meses de 2015, os investimentos da Energisa Minas Gerais em melhorias dos serviços de distribuição de energia elétrica totalizaram R\$ 49,4 milhões, um aumento de 35,3% em relação aos R\$ 36,5 milhões investidos em 9M14.

5 Serviços prestados pelo auditor independente

A remuneração total da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes pelos serviços prestados para a Energisa Minas Gerais nos primeiros nove meses de 2015 foi de R\$ 196 mil, dos quais R\$ 194 mil pela revisão contábil das demonstrações financeiras.

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

A Administração.

Demonstrações financeiras

1. Balanço Patrimonial Ativo

ENERGISA MINAS GERAIS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
BALANÇO PATRIMONIAL
EM 30 DE SETEMBRO DE 2015 E 31 DE DEZEMBRO DE 2014
(Em milhares de reais)

	30/09/2015	31/12/2014
Ativo		
Circulante		
Caixa e equivalente de caixa	22.385	19.882
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	15.592	164
Consumidores e concessionárias	99.255	70.594
Títulos de créditos a receber	2.689	2.027
Estoques	982	863
Tributos a recuperar	22.414	19.428
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	19.681
Contas a receber da concessão	-	329.497
Ativos regulatórios	33.819	32.543
Outros créditos	43.110	51.784
Total do circulante	240.246	546.463
Não circulante		
Realizável a longo prazo		
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	1.086	954
Consumidores e concessionárias	6.960	7.959
Títulos de créditos a receber	1.340	542
Tributos a recuperar	6.834	7.443
Instrumentos financeiros derivativos	35.933	1.875
Créditos tributários	4.075	10.274
Cauções e depósitos vinculados	3.291	1.785
Contas a receber da concessão	312.538	-
Ativos regulatórios	17.035	-
Outros	137	137
	389.229	30.969
Investimentos	1.631	1.658
Imobilizado	6.304	6.502
Intangíveis	58.692	1.218
Total do não circulante	455.856	40.347
Total do ativo	696.102	586.810

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

2. Balanço Patrimonial Passivo

ENERGISA MINAS GERAIS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
BALANÇO PATRIMONIAL
EM 30 DE SETEMBRO DE 2015 E 31 DE DEZEMBRO DE 2014
(Em milhares de reais)

	30/09/2015	31/12/2014
Passivo		
Circulante		
Fornecedores	47.391	44.944
Encargos de dívidas	6.246	3.564
Empréstimos e financiamentos	115.765	243.255
Tributos e contribuições sociais	36.254	20.683
Parcelamento de impostos	-	529
Dividendos	-	18.758
Encargos do consumidor a recolher	11.036	610
Benefícios a empregados - prêmio aposentadoria	301	301
Obrigações estimadas	5.607	2.973
Obrigações intrassetoriais	2.738	6.817
Passivos regulatórios	17.078	22.075
Taxa de iluminação pública	1.380	1.302
Encargos setoriais - Bandeiras tarifárias	4.572	-
Instrumentos financeiros derivativos	8.100	-
Outras contas a pagar	10.305	11.466
Total do circulante	266.773	377.277
Não circulante		
Fornecedores	744	744
Empréstimos e financiamentos	228.318	98.212
Tributos e contribuições sociais	12.593	9.620
Provisão para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais	12.388	5.998
Benefícios a empregados - plano de pensão	1.857	1.631
Outras contas a pagar	2.702	2.075
Total do não circulante	258.602	118.280
Patrimônio líquido		
Capital social	107.828	44.171
Reservas de capital	7.921	7.921
Reservas de lucros	27.797	27.797
Dividendos adicionais propostos	-	1.396
Outros resultados abrangentes	107	107
Lucros acumulados	15.974	-
Recursos destinados a futuro aumento de capital	11.100	9.861
Total do patrimônio líquido	170.727	91.253
Total do passivo e do patrimônio líquido	696.102	586.810

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

3. Demonstrações de Resultados

ENERGISA MINAS GERAIS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
 DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DO EXERCÍCIO
 NOVE MESES FINDOS EM 30 DE SETEMBRO DE 2015 E 2014
 (Em milhares de reais)

	9M15	9M14
Receita operacional bruta		
Fornecimento de energia elétrica	605.469	428.807
Suprimento de energia elétrica	2.623	1.800
Disponibilidade do Sistema Elétrico	39.847	21.780
Receita de construção	47.876	29.851
Outras receitas	39.197	15.999
	735.012	498.237
Deduções à receita operacional		
ICMS faturado	130.655	89.767
PIS, Cofins e ISS	59.831	43.254
Taxa de fiscalização	716	-
Encargos setoriais - Bandeiras tarifárias	40.102	-
Outras (PEE, CDE, CCC e P&D)	77.664	10.082
	308.968	143.103
Receita operacional líquida	426.044	355.134
Despesas (receitas) operacionais		
Pessoal (inclui fundo de pensão)	28.744	29.347
Material	3.525	3.457
Serviços de terceiros	43.731	41.334
Energia elétrica comprada para revenda	182.299	158.456
Transporte de potência elétrica	35.045	24.099
Depreciação e amortização	16.715	14.521
Provisão (reversão) para contingências /devedores duvidosos	6.934	1.964
Receita de construção	47.876	29.851
Outras despesas / receitas	7.736	5.201
	372.605	308.230
Resultado antes das receitas e despesas financeiras	53.439	46.904
Receita (despesa) financeira		
Receitas de aplicações financeiras	1.992	1.888
Variação monetária e acréscimo moratório de energia vendida	5.684	4.293
Outras receitas financeiras	21.616	4.766
Encargos de dívidas - juros	(21.233)	(15.379)
Encargos de dívidas - variação monetária e cambial	(87.646)	(8.939)
(-) Transferência para ordens em curso	1.285	579
Marcação a mercado de derivativos	(8.014)	64
Marcação a mercado da dívida	7.378	-
Instrumentos financeiros de derivativos	70.894	3.585
Ajuste valor presente de ativos	(17)	350
Outras despesas financeiras	(21.037)	(6.930)
	(29.098)	(15.723)
Resultado antes dos impostos	24.341	31.181
Contribuição social e imposto de renda	(8.367)	(10.639)
Lucro líquido do período	15.974	20.542
Lucro líquido por ação do capital social - R\$	34,36	45,58

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

4. Demonstrações dos Fluxos de Caixa

ENERGISA MINAS GERAIS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
 DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA
 NOVE MESES FINDOS EM 30 DE SETEMBRO DE 2015 E 2014
 (Em milhares de reais)

	9M15	9M14
Caixa Líquido Atividades Operacionais	63.311	19.575
Caixa Gerado nas Operações	67.324	61.833
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social	24.341	31.181
Despesas com juros, variações monetárias e cambiais - líquidas	87.985	18.145
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	984	1.706
Provisões para Riscos trabalhistas, cíveis e fiscais	5.950	258
Depreciação e amortização	16.715	14.521
(Ganho) Perda na alienação de bens do imob. e do intangível	1.607	(329)
Marcação a mercado derivativos	8.014	(64)
Instrumentos financeiros derivativos	(70.894)	(3.585)
Marcação a mercado das dívidas	(7.378)	-
Variações nos Ativos e Passivos	(4.013)	(42.258)
(Aumento) de consumidores e concessionárias	(22.962)	(4.643)
(Aumento) Diminuição de títulos e créditos a receber	(1.477)	1.164
(Aumento) de estoques	(119)	(49)
(Aumento) de tributos a recuperar	(2.377)	(3.098)
(Aumento) Diminuição de cauções e depósitos vinculados	(1.506)	176
Ativos Regulatórios	(10.780)	-
Diminuição (Aumento) de outros créditos a receber	9.247	(28.223)
Aumento (Diminuição) de fornecedores	8.194	(4.430)
Aumento de tributos e contribuições sociais	16.383	1.154
Imposto de renda e contribuição social pagos	-	(6.646)
Aumento de obrigações estimadas	2.634	1.174
Aumento de encargos do consumidor a recolher	10.426	263
Passivos Regulatórios	(11.937)	-
Aumento de outras contas a pagar	261	900
Caixa Líquido Atividades de Investimento	(62.948)	(1.610)
Aplicações no intangível e imobilizado	(50.058)	(24.729)
Aplicações financeiras e recursos vinculados	(13.568)	20.453
Alienação de bens do imobilizado e intangível	678	2.666
Caixa Líquido Atividades de Financiamento	2.140	(11.663)
Novos empréstimos e financiamentos obtidos	215.614	50.708
Pagamento de empréstimos, debêntures - principal	(297.325)	(60.992)
Pagamento de empréstimos, debêntures - juros	(16.965)	(12.363)
Pagamento de dividendos	(5.758)	-
Liquidação de instrumentos financeiros derivativos	56.603	5.600
Aumento de capital com subscrição de ações	49.261	6.461
Parcelamento de impostos	(529)	(1.077)
Adiantamento para futuro aumento de capital	1.239	-
Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	2.503	6.302
Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	19.882	11.415
Saldo Final de Caixa e Equivalentes	22.385	17.717

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

Notas Explicativas

Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S/A Notas explicativas às informações trimestrais Período findo em 30 de Setembro de 2015 (Em milhares de reais, exceto quando indicado ao contrário).

1 Contexto operacional

A Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S/A, ("Companhia ou Energisa MG") - empresa integrante do **GRUPO ENERGISA** - é uma concessionária distribuidora de energia elétrica, que atua em 65 municípios no Estado de Minas Gerais e 1 no Estado do Rio de Janeiro, atendendo a 432.192 consumidores (informação não revisada pelos auditores independentes). A Companhia possui sede na cidade de Cataguases, Estado de Minas Gerais e obteve registro de Companhia aberta na CVM em 26 de maio de 1907.

Contrato de concessão:

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

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

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

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

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

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

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

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.

A Companhia tem assinado desde 18 de junho de 1999 com a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL o contrato de concessão de distribuição de energia elétrica, vencido em 07 de julho de 2015.

Renovação de concessões:

Em atendimento ao prazo disposto nos referidos Contratos, a Companhia requereu, em junho de 2012, a prorrogação de suas Concessões. O pedido foi reiterado em outubro de 2012 nos termos do § 2º do artigo 2º do Decreto nº 7.805/2012.

Em 14 de janeiro de 2013, foi publicada a Lei nº 12.783, conversão da Medida Provisória nº 579/2012, que tratou, dentre outras, da renovação das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, vincendas entre 2015 e 2017, estabelecendo que as referidas concessões poderão ser prorrogadas pelo prazo de até 30 anos de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação de serviço e a modicidade tarifária.

Em 02 de junho de 2015, foi editado Decreto nº 8.461/2015, publicado no Diário Oficial em 03 de junho de 2015, regulamentando a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica e decretando que o Ministério de Minas e Energia (“MME”) poderá prorrogar as concessões, por trinta anos, devendo ser atendidos os seguintes critérios:

- I - eficiência com relação à qualidade do serviço prestado;
- II - eficiência com relação à gestão econômico-financeira;
- III - racionalidade operacional e econômica; e
- IV - modicidade tarifária.

Ainda nos termos do Decreto nº 8.461/2015, a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica dependerá da aceitação expressa pela concessionária das condições estabelecidas no contrato de concessão ou em seu termo aditivo.

Em 10 de junho de 2015, a ANEEL abriu a Audiência Pública nº 038/2015, com objetivo de obter subsídios para o aprimoramento do modelo de termo aditivo ao contrato de concessão para a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica, com período para envio de contribuição até 13 de julho de 2015.

Diante disso, após longas discussões no âmbito do processo de monitoramento que tramitou no Tribunal de Contas da União - TCU, o plenário do próprio Tribunal decidiu por autorizar que o Poder Concedente prorrogasse todas as Concessões vencidas em 2015 sugerindo, por fim, algumas alterações na minuta do Termo Aditivo proposto pela ANEEL.

Ato contínuo, a Agência Reguladora, em reunião Pública da Diretoria ocorrida no dia 20 de outubro de 2015, aprovou a minuta do Aditivo ao Contrato de Concessão e a encaminhou ao MME com a recomendação pela prorrogação.

Por fim, com a conclusão dos processos, foram publicadas Portarias por meio das quais o MME defere os pedidos de prorrogação dos Contratos de Concessão, convocando os representantes legais das Distribuidoras para a assinatura dos respectivos Termos Aditivos, que ocorrerá em 03 de dezembro de 2015.

As informações referentes à revisão e aos reajustes tarifários, ativos e passivos regulatórios, contas a receber da concessão, ativos vinculados a concessão e receita de construção estão apresentadas nas notas explicativas nº 10, 11, 15, 16 e 22, respectivamente.

Capital Circulante:

A Companhia apresentou o capital circulante líquido negativo em 30 de setembro de 2015, no montante de R\$26.527, ocasionado pela liquidação de empréstimos e financiamentos. A Administração já trabalha no reperfilamento dos vencimentos da dívida junto aos detentores do crédito, visando melhorar a estrutura de capital da empresa através de instrumentos mais longos. Da mesma forma, a controladora Energisa S/A está apta para prover recursos que sejam necessários para que a Companhia reduza sua alavancagem.

2 Apresentação das informações financeiras intermediárias (informações trimestrais)

As informações financeiras intermediárias (informações trimestrais) da Companhia, aprovadas em 13 de novembro de 2015 pelo Conselho de Administração, compreendem:

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

As demais informações referentes às bases de elaboração, apresentação das informações financeiras intermediárias e resumo das principais práticas contábeis não sofreram alterações em relação àquelas divulgadas na Nota Explicativa nº 2 às Demonstrações Financeiras Anuais referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2014 (doravante denominadas de “Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2014”), publicadas na imprensa oficial em 31 de março de 2015, exceto quanto à adoção da contabilidade de hedge “Hedge Accounting” que possui efeito prospectivo do impacto nas demonstrações financeiras da Companhia. As seguintes práticas contábeis foram adicionadas àquelas já publicadas:

a. Instrumentos financeiros derivativos e atividades de “hedge”

A Companhia designa certos instrumentos de “hedge” relacionados a risco com variação cambial e taxa de juros dos empréstimos como “hedge” de valor justo. No início da relação de “hedge”, a Companhia documenta a relação entre o instrumento de “hedge” e o item objeto de “hedge” de acordo com os objetivos da gestão de riscos e estratégia financeira. Adicionalmente, no início do “hedge” e de maneira continuada, a Companhia documenta se o instrumento de “hedge” usado é altamente efetivo na compensação das mudanças de valor justo ou fluxo de caixa do item objeto de “hedge”, atribuível ao risco sujeito a “hedge”. A nota explicativa nº 25 traz mais detalhes sobre o valor justo dos instrumentos derivativos utilizados para fins de “hedge”.

“Hedge” de valor justo: hedge de exposição às alterações no valor justo de ativo ou passivo reconhecido ou de compromisso firme não reconhecido, ou de parte identificada de tal ativo, passivo ou compromisso firme, que seja atribuível a um risco particular e possa afetar o resultado. Mudanças no valor justo dos derivativos designados e qualificados como “hedge” de valor justo são registradas no resultado juntamente com quaisquer mudanças no valor justo dos itens objetos de “hedge” atribuíveis ao risco protegido. A contabilização do “hedge accounting” é descontinuada prospectivamente quando a Companhia cancela a relação de “hedge”, o instrumento de “hedge” vence ou é vendido, rescindido ou executado, ou quando não se qualifica mais como contabilização de “hedge”. O ajuste ao valor justo do item objeto de “hedge”, oriundo do risco de “hedge”, é registrado no resultado a partir dessa data.

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

3 Adoção dos padrões internacionais de contabilidade

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

As informações referentes aos novos procedimentos contábeis emitidos pelo IASB não trouxeram alterações significativas em relação àquelas divulgadas na nota explicativa 3.1 das Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2014.

4 Informações por segmento

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

A Companhia atua somente no segmento de distribuição de energia elétrica, em 65 municípios no Estado de Minas Gerais e 1 no Estado do Rio de Janeiro.

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

a) Caixa e equivalente de caixa

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

Instituição financeira	Tipo	Vencimento (1)	Remuneração	30/09/2015	31/12/2014
Caixa Econômica Federal	CDB	22/8/2018	100,5% do CDI	4.683	7.313
Caixa Econômica Federal - FID	CDB	31/8/2018	100,5% do CDI	917	799
Caixa Econômica Federal	Debêntures (2)	03/07/2019	101,5% do CDI	-	5.293
Santander	Debêntures (2)	21/03/2017	103,2% do CDI	-	1.272
				<u>5.600</u>	<u>14.677</u>
Caixas e bancos				16.785	5.205
Total caixa e equivalente de caixa				<u>22.385</u>	<u>19.882</u>

b) Aplicação no mercado aberto e recursos vinculados

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

Instituição financeira	Tipo	Vencimento	Remuneração	30/09/2015	31/12/2014
BES	CDB	01/10/2015	100,0% do CDI	26	24
Bradesco	CDB	20/10/2015	90,0% do CDI	5	53
Caixa FI Energisa (4)	Fundo de investimento	-	105,05% do CDI	15.470	-
Caixa Econômica Federal	Poupança	-	Poupança	6	6
Bradesco	Poupança	-	Poupança	20	20
Itaú	Fundo de Investimento	-	66,37% do CDI	65	61
				<u>15.592</u>	<u>164</u>

b.2 Aplicações financeiras mantidas até o vencimento

Instituição financeira	Tipo	Vencimento	Remuneração	30/09/2015	31/12/2014
Itaú	Fundo de Investimento em Direitos Creditórios	29/12/2020	100,0% do CDI	1.086	954
				<u>1.086</u>	<u>954</u>
Total aplicações no mercado aberto e recursos vinculados (3)				<u>16.678</u>	<u>1.118</u>
Circulante				15.592	164
Não circulante				1.086	954

(1) As datas apresentadas representam o vencimento do título que lastreia a aplicação financeira. Por cláusula contratual, essas aplicações financeiras são resgatáveis em até 90 dias da data de sua contratação pelas taxas contratadas.

(2) 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.

(3) Inclui R\$1.086 (R\$1.118 em 31 de dezembro de 2014) referente recursos vinculados a empréstimos.

(4) Fundos de investimentos exclusivos, inclui aplicações em CDB, Debêntures, DPGE, Fundos de Renda Fixa, LFT, LF, LTN, NTN-B e Fundos Multimercados.

6 Clientes

Classes de consumidores	Vincendo s (1)	Até 30 dias	31 a 90 dias	91 a 180 dias	181 a 360 dias	Há mais de 360 dias	30/9/2015	31/12/2014
Residencial	15.864	7.818	993	510	-	46	25.231	16.883
Industrial	13.134	1.024	101	73	244	1.295	15.871	11.685
Comercial	8.159	1.728	271	152	80	150	10.540	7.900
Rural	4.629	2.178	421	98	23	-	7.349	4.191
Poder público:								
Federal	33	5	2	1	-	-	41	30
Estadual	344	57	22	6	-	-	429	316
Municipal	1.261	206	82	22	2	-	1.573	1.159
Iluminação pública	1.819	152	31	11	-	-	2.013	1.304
Serviço público	1.786	71	27	-	-	-	1.884	1.260
Subtotal - consumidores	47.029	13.239	1.950	873	349	1.491	64.931	44.728
Concessionárias (2)	809	-	-	-	-	7.959	8.768	7.959
Fornecimento não faturado	17.444	-	-	-	-	-	17.444	15.239
Outros (3)	18.775	-	-	-	-	-	18.775	14.145
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	-	(510)	(80)	(3.113)	(3.703)	(3.518)
Total	84.057	13.239	1.950	363	269	6.337	106.215	78.553
Circulante							99.255	70.594
Não circulante							6.960	7.959

(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) Inclui energia vendida na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

(3) Inclui arrecadação em processo de classificação, serviços taxados e outros valores a receber de consumidores.

O saldo da conta de consumidores e concessionárias em 30 de setembro de 2015, inclui valores referentes à comercialização de energia no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE no montante de R\$8.743 (R\$7.959 em 31 de dezembro de 2014), deduzido das liquidações parciais ocorridas até 30 de setembro de 2015. Esses saldos foram apurados com base em cálculos preparados e divulgados pela CCEE.

A composição desses valores, incluindo os saldos registrados na rubrica "fornecedores" no passivo circulante de R\$6.678 (R\$10.346 em 31 de dezembro de 2014), referente a aquisição de energia elétrica e aos encargos de serviços do sistema de R\$4.907 (R\$653 em 31 de dezembro de 2014), conforme demonstrados a seguir:

Composição dos créditos da CCEE	30/09/2015	31/12/2014
Créditos a vencer	784	-
Créditos vinculados a liminares até dezembro de 2002	6.873	6.873
Créditos vencidos (*)	1.086	1.086
	8.743	7.959
(-) Aquisições de energia na CCEE	(6.678)	(10.346)
(-) Encargos de serviços do sistema	(4.907)	(653)
	(2.842)	(3.040)

(*) A Companhia possui provisão para crédito de liquidação duvidosa no montante.

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.

7 Títulos de créditos a receber

Correspondem às contas de energia elétrica em atraso, renegociadas com os consumidores através de Termos de Confissão de Dívida, que na sua grande maioria são atualizados com base na variação do IGPM. Determinadas operações que foram renegociadas com taxas diferentes a praticada para esse conjunto de contas a receber, tiveram seus valores a receber ajustados ao valor presente com base na variação da taxa do CDI.

Em 30 de setembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014, os saldos estão demonstrados como se segue:

	30/09/2015	31/12/2014
Títulos de créditos a receber	7.605	6.035
Ajuste a valor presente	(886)	(870)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa (*)	(2.690)	(2.596)
	4.029	2.569
Circulante	2.689	2.027
Não circulante	1.340	542

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

Em 30 de setembro de 2015, os títulos de créditos têm seus vencimentos assim programados:

	30/09/2015
Vencidos	2.690
2015	1.761
2016	759
2017	282
2018	269
2019	255
2020 em diante	703
Total	6.719

8 Provisão para créditos de liquidação duvidosa

Movimentação das provisões	30/09/2015	31/12/2014
Saldo - inicial circulante - 31/12/2014 e 31/12/2013	6.114	5.629
Provisões constituídas no período	625	1.398
Reversão de provisões no período	(346)	(913)
Saldo - final - circulante - 30/09/2015 e 31/12/2014	6.393	6.114
Consumidores e concessionárias e CCEE	3.703	3.518
Títulos de créditos a receber	2.690	2.596

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

Clientes com débitos relevantes:

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

Para os demais casos:

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

- Consumidores industriais, rurais, poderes públicos, iluminação pública, serviços públicos e outros - Vencidos há mais 360 dias.
- Títulos de créditos a receber com parcelas vencidas há mais de 90 dias, são constituídas provisão das parcelas vencidas e vincendas.

9 Tributos a recuperar

	30/09/2015	31/12/2014
Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	9.615	9.807
Imposto de Renda - IRPJ	6.323	2.681
Imposto de renda retido na fonte	3.444	4.511
Contribuição Social Sobre o Lucro - CSSL	1.811	902
Contribuição do PIS e COFINS	7.491	8.437
Outros	564	533
Total	29.248	26.871
Circulante	22.414	19.428
Não Circulante	6.834	7.443

10 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.

As tarifas da Companhia foram reajustadas pela ANEEL através da Resolução Homologatória nº 1.895 de 16 de junho de 2015, que aprovou o resultado do reajuste tarifário que gerou um aumento médio a ser percebido pelos consumidores de 3,06%, aplicado desde 18 de junho de 2015.

Reajuste tarifário extraordinário:

A ANEEL, em reunião realizada em 27/02/2015, deliberou por conceder, a partir de 02/03/2015, reajuste tarifário extraordinário (RTE) diferenciado para todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica do país. O efeito médio para a Companhia foi de 26,89%.

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

Bandeiras tarifárias:

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

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

- Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;

- Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,025 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos;
- Bandeira vermelha: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,045 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos.

Está sendo divulgado nas contas de energia, a aplicação das bandeiras para que o consumidor possa compreender então, qual bandeira estaria valendo no mês atual.

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

Revisão tarifária:

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

A ANEEL através da Resolução Homologatória nº 1.293 de 05 de junho de 2012, aprovou o resultado da terceira revisão tarifária periódica da Companhia com reajuste que gerou um incremento de 1,20%, aplicados a partir de 18 de junho de 2012.

11 Ativos e passivos regulatórios

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

Em 25 de novembro de 2014, a ANEEL decidiu aditar os contratos de concessão e permissão, das companhias de distribuição de energia elétrica, com vistas a eliminar eventuais incertezas, até então existentes, quanto ao reconhecimento e à realização das diferenças temporais, cujos valores são repassados anualmente na tarifa de distribuição de energia elétrica - Parcela A (CVA) e outros itens financeiros. No termo aditivo emitido pela ANEEL, o órgão regulador garante que os valores de CVA e outros itens financeiros não recuperados dos consumidores serão incorporados no cálculo da indenização, quando da extinção da concessão.

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

Ativos regulatórios	30/09/2015	31/12/2014
Itens da Parcela A (i)		
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	22.622	958
Programa Incentivo Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	69	96
Transporte de Energia Elétrica - Itaipu Binacional	389	-
Energia elétrica comprada para revenda	26.373	20.866
Sobrecontratação de energia (ii)	-	10.610
Itens financeiros		
CUSD	1.192	-
Exposição de submercados	209	-
Outros itens financeiros		13
Total Ativo	50.854	32.543
Circulante	33.819	32.543
Não Circulante	17.035	-

Passivos regulatórios	30/09/2015	31/12/2014
Itens da Parcela A (i)		
Encargo de serviços de sistema ESS (iii)	242	16.623
Transporte de Energia Elétrica Rede Básica	2.285	2.465
Sobrecontratação de energia (ii)	2.173	-
Itens financeiros		
CUSD	-	2.091
Exposição de submercados	-	105
Outros itens financeiros	12.283	-
Neutralidade da Parcela A	95	791
Total Passivo circulante	17.078	22.075
Saldo líquido dos ativos e passivos regulatórios	33.776	10.468

Efeito na demonstração do resultado	01/07/2015 a 30/09/2015	01/01/2015 a 30/09/2015
Receita operacional	25.208	22.717
Outras despesas financeiras	613	591
Total - resultado	25.821	23.308

(i) **Valores tarifários não gerenciáveis a compensar da Parcela A - CVA**

A Portaria Interministerial dos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia nº 25, de 24 de janeiro de 2002, estabeleceu a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" - CVA, com o propósito de registrar as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica.

Estas variações são apuradas por meio da diferença entre os gastos efetivamente incorridos e os gastos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais. Os valores considerados na CVA são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC.

(ii) **Repasso de sobrecontratação de energia (energia excedente)**

O Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, em seu art. 38, determina que no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar até 105% do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. Este repasse foi regulamentado pela Resolução ANEEL nº 255, de 6 de março de 2007.

As distribuidoras de energia elétrica são obrigadas a garantir 100% do seu mercado de energia por meio de contratos aprovados, registrados e homologados pela ANEEL, tendo também a garantia do repasse às tarifas dos custos ou receitas decorrentes das sobras e déficits de energia elétrica, limitados em 5% do requisito de carga.

(iii) **Encargo de Serviço do Sistema - ESS**

Representa um encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, que inclui os serviços ancilares, prestados pelos usuários dos Sistemas Interligado Nacional - SIN;

A Companhia assinou junto a ANEEL, aditivo ao contrato de concessão com inclusão de cláusula específica que possibilitou o reconhecimento contábil dos ativos e passivos regulatórios como ativo ou passivo financeiro. De acordo com o OCPC 08 a contabilização dos saldos existentes deve ser efetuada no exercício da assinatura do aditivo ao contrato de concessão de forma prospectiva.

Desta forma, os valores reconhecidos de ativos e passivos regulatórios tiveram a contrapartida a receita de venda de bens e serviços e receitas e despesas financeiras.

12 Outros créditos

	30/09/2015	31/12/2014
Baixa renda (1)	2.610	3.533
Ordens de serviço em curso - PEE e P&D	2.451	6.407
Ordens de serviço em curso - outros	223	268
Adiantamentos	3.495	2.438
Subvenção CDE - desconto tarifário (2)	22.309	27.302
Créditos com terceiros - Alienação de bens e direitos	1.969	2.005
Adiantamento fundo de pensão	8.704	8.704
Despesas pagas antecipadamente	1.031	535
Outros	455	729
Total	43.247	51.921
Circulante	43.110	51.784
Não circulante	137	137

Segue a movimentação do baixa renda e da Subvenção CDE - Desconto Tarifário:

(1) Baixa renda:

	30/09/2015	31/12/2014
Saldo - inicial circulante - 31/12/2014 e 31/12/2013	3.533	3.398
Subvenção Baixa Renda	11.504	21.024
Ressarcimento pela Eletrobrás	(12.427)	(20.889)
Saldo - final - circulante - 30/09/2015 e 31/12/2014	2.610	3.533

Esses créditos referem-se à subvenção da classe residencial baixa renda, das unidades consumidoras com consumo mensal inferior a 220 kWh, desde que cumpridos certos requisitos. Essa receita é custeada com recursos financeiros oriundos da RGR - Reserva Global de Reversão e da CDE - Conta de Desenvolvimento Energético ambos sob a administração da Eletrobrás. A Administração não espera apurar perdas na realização do saldo.

(2) Subvenção CDE - desconto tarifário

	30/09/2015	31/12/2014
Desconto tarifário subvenção Irrigante e Rural	125.872	80.955
Ressarcimento pela Eletrobrás	(104.562)	(53.653)
Atualização monetária	999	-
Saldo final - circulante	22.309	27.302

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

A Companhia desde 02/09/2015, possui ação ordinária onde foi ajuizado o direito de promover mensalmente a compensação das subvenções a receber de CDE e baixa renda, com os valores a pagar de CDE com a Eletrobrás. Desta forma, em outubro de 2015, foram compensados R\$7.349 referente a subvenção CDE e R\$1.359 referente subvenção baixa renda.

Em 30 de setembro de 2015, o saldo em aberto corresponde a subvenção incorrida nos meses de abril de 2015 a setembro de 2015, cujo ressarcimento a administração da empresa espera receber no período de oito meses.

13 Transações com partes relacionadas

A Companhia é controlada pela ENERGISA S/A, (100% do capital total), que por sua vez detém o controle acionário da Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S/A (EPB), Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S/A (ESE), Energisa Borborema - Distribuidora de Energia S/A (EBO), Energisa Nova Friburgo - Distribuidora de Energia S/A (ENF), Energisa Soluções S/A (ESO), Energisa Comercializadora Ltda. (ECOM), Energisa Serviços Aéreos S/A (ESER), Energisa Planejamento e Corretagem de Seguros Ltda. (EPLA), Energisa Geração Usina Mauricio, Energisa Geração Central Solar Coremas S/A.

Em abril de 2014 a controladora **ENERGISA S/A**, adquiriu a participação nas sociedades JQMJ Participações S.A., BBPM Participações S.A., Denerge Desenvolvimento Energético S.A. e Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. - em recuperação judicial, que conferiram à Energisa S.A. o controle indireto da Rede Energia S/A e, por consequência, das sociedades: Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S/A (EMS), Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A (EMT), Energisa Tocantins - Distribuidora de Energia S/A (ETO), Caiuá Distribuição de Energia S/A (Caiuá), Companhia Força e Luz do Oeste (CFLO), Companhia Nacional de Energia Elétrica (CNEE), Empresa de Distribuição de Energia Elétrica do Vale Paranapanema S/A (EDEV), Empresa Elétrica Bragantina S/A (EEB), Multi Energisa Serviços S.A (Multi Energisa), Rede Power do Brasil S/A (REDE POWER), Companhia Técnica e Comercialização de Energia S/A (REDECOM), Vale do Vacaria Açúcar e Alcool S/A, Companhia Geral e QMRA Participações S/A (empresas que passaram a compor o Grupo Energisa).

Transações efetuadas no período pela Companhia:

	Serviços contratados (Despesa) (1)	Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição (Custo) (2)	Comissão aval (Despesa financeira) (3)	Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (4)	Saldo a pagar (fornecedores)
ENERGISA S/A	8.866	-	3.932	11.100	910
ENF	-	619	-	-	83
ESOL	18.432	-	-	-	1.775
30/09/2015	27.298	619	3.932	11.100	2.768
30/09/2014	25.847	663	3.535	-	-
31/12/2014	-	-	-	9.861	2.634

(1) Os serviços contratados junto à Controladora referem-se a serviços administrativos, suportados por contratos que foram submetidos à aprovação da ANEEL. Os custos são referenciados ao modelo de empresa de referência utilizado pela área regulatória da ANEEL para fins regulatórios.

As transações com as empresas ligadas referem-se a serviços de manutenção de linhas, subestações, engenharia e de projetos.

(2) Os valores de custo e uso de conexão estão suportados por contratos que foram submetidos à aprovação da ANEEL e foram efetuados em condições usuais de mercado.

(3) Refere-se a custo de comissão de aval, iniciado em fevereiro de 2013, de garantias da controladora sobre contratos da Companhia a razão de 1,5% a.a.

(4) Os recursos destinados a futuro aumento de capital não são remunerados e estão registrados no Patrimônio Líquido.

Remuneração dos administradores

No período findo em 30 de setembro de 2015, a remuneração dos membros do Conselho de Administração foi de R\$512 (R\$311 em 30 de setembro de 2014) e da Diretoria foi de R\$866 (R\$558 em 30 de setembro de 2014). 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\$395 (R\$356 em 30 de setembro de 2014). Os encargos sociais sobre as remunerações totalizaram R\$239 (R\$214 em 30 de setembro de 2014).

A maior e a menor remuneração atribuídas a dirigentes e conselheiros, relativas ao mês de setembro, foram de R\$19 e R\$1 (R\$18 e R\$1 em 30 de setembro de 2014), respectivamente. A remuneração média em 30 de setembro de 2015 foi de R\$10 (R\$9 em 30 de setembro de 2014).

Na AGO de 30 de abril de 2015, foi aprovado o limite global da remuneração anual dos administradores para o exercício de 2015 no montante de R\$3.448 (R\$3.448 para o exercício de 2014).

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

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

Impostos diferidos reconhecidos no balanço:

	30/09/2015	31/12/2014
Ativo		
Imposto de renda s/prejuízos fiscais	26.058	19.815
Contribuição social s/base negativa	10.332	8.084
Subtotal	36.390	27.899
Diferenças temporárias		
Imposto de renda e contribuição social s/ o lucro	18.295	16.070
Total - não circulante	54.685	43.969
Passivo - Diferenças Temporárias		
Imposto de renda	37.213	24.776
Contribuição social	13.397	8.919
Total - não circulante	50.610	33.695
Total líquido - ativo não circulante	4.075	10.274

A natureza dos créditos diferidos são como segue:

	30/09/2015		31/12/2014	
	Base de cálculo	IRPJ + CSSL	Base de cálculo	IRPJ + CSSL
Ativo				
Prejuízos fiscais	104.233	26.058	79.261	19.815
Base negativa da CSSL	114.797	10.332	89.819	8.084
Provisão ajuste atuarial	2.158	734	1.932	657
Provisões para riscos	12.388	4.212	5.998	2.039
Provisão para crédito de liquidação duvidosa - PCLD	6.434	2.187	6.156	2.093
Outras provisões (PEE; P&D; honorários e outras)	4.119	1.401	1.290	438
Variações cambiais passivas	27.426	9.325	27.426	9.325
Ativos regulatórios (CVA's)	(25.674)	(8.729)	-	-
Ajustes a valor presente	885	302	870	296
Outras adições (exclusões) temporárias	1.599	543	3.595	1.223
Marcação a mercado - derivativo	(35.211)	(11.972)	(21.556)	(7.329)
IRPJ e CSSL sobre a parcela do VNR das contas a receber da concessão e atualizações:	(89.172)	(30.318)	(77.547)	(26.367)
Total - ativo não circulante	123.982	4.075	117.244	10.274

Conforme nota explicativa nº 1, a Companhia manifestou, em 15 de outubro de 2012, a intenção de prorrogação de sua concessão pelo prazo de 30 anos a partir de 07 de julho de 2015 e considera que os saldos de impostos diferidos serão realizados através de suas operações.

A estimativa para as realizações dos impostos diferidos está baseada nas projeções de resultados utilizadas no estudo de recuperabilidade desses ativos que foram aprovadas pelo Conselho de Administração.

O Decreto nº 8.461/2015, publicado no Diário Oficial em 03 de junho de 2015, regulamentou a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica, e caso ocorra alguma situação diferente a Companhia possui estudos que indicam a realização total desses créditos considerando diversos cenários.

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:

	01/07/2015 a 30/09/2015	01/01/2015 a 30/09/2015	01/07/2014 a 30/09/2014	01/01/2014 a 30/09/2014
Resultados antes dos tributos sobre o lucro	7.206	24.341	(4.619)	31.181
Alíquota fiscal combinada	34%	34%	34%	34%
Imposto de renda e contribuição calculados às alíquotas fiscais combinadas social	(2.450)	(8.276)	1.570	(10.602)
Ajustes:				
Outros	(39)	(91)	107	(37)
Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro	(2.489)	(8.367)	1.677	(10.639)
Alíquota efetiva	35%	34%	-	34%

15 Contas a receber da Concessão

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

No entendimento da Administração da Companhia esse fato alterou as condições contratuais da concessão relacionadas à forma de remunerar a Companhia pelos investimentos realizados na infraestrutura vinculados à prestação de serviços outorgados, que até o exercício de 2011, era reconhecido pelo custo histórico. A partir de 31 de dezembro de 2012 a Companhia passou a reconhecer o VNR - Valor novo de reposição, homologados pela ANEEL, dos ativos que compõe a concessão, corrigidos pela variação do IGPM.

No período findo em 30 de setembro de 2015, foram reconhecidos em receita financeira - atualização do contas a receber da concessão - VNR o montante de R\$13.085 (R\$7.638 em 31 de dezembro de 2014).

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

Movimentação	30/09/2015	31/12/2014
Ativo financeiro - 31/12/2014 e 31/12/2013	329.497	285.875
Adições no período/exercício	10.645	40.875
Baixas no período/exercício	(1.276)	(4.891)
Atualização contas a receber da concessão - VNR	13.085	7.638
Transferência para Intangível - Contrato de concessão (*)	(39.413)	-
Ativo financeiro custo corrigido -30/09/2015 e 31/12/2014	312.538	329.497
Circulante	-	329.497
Não circulante	312.538	-

(*) A Companhia tem assinado desde 18 de junho de 1999 com a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL contrato de concessão de distribuição de energia elétrica que se encontra vencido desde 07 de julho de 2015 e de acordo com Lei 8.987 de 13 de fevereiro de 1995, mesmo com o término dos prazos contratuais as concessões permanecerão válidas pelo prazo não inferior a 24 (vinte e quatro) meses.

A ANEEL através do Despacho nº 3.592 de 28 de outubro de 2015, determinou às concessionárias de distribuição de energia elétrica, com os contratos de concessões vencidos a partir de julho de 2015, observar o tratamento contábil previsto no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico com relação aos investimentos não amortizados até a data do término do contrato de concessão, referentes aos bens reversíveis, como também os investimentos realizados após o término do contrato de concessão ou que vierem a ser transferidos para o Intangível em Serviço deverão seguir o tratamento contábil previsto no MCSE, sendo depreciados normalmente, cujos efeitos serão considerados para definição do saldo de investimentos a serem contemplados nos processos tarifários subsequentes, como forma de recuperação.

De acordo com a determinação da ANEEL e em face de que as concessões permanecerão válidas por mais 24 meses a partir de julho de 2015 a Companhia efetuou novos cálculos de seus ativos considerando os novos prazos

tendo reclassificado o montante de R\$39.413 do contas a receber da concessão para o intangível em serviço.

O Ministério das Minas e Energia publicou em 11 de novembro de 2015, portarias deferindo os pedidos de prorrogação dos Contratos de Concessão e convocou a Companhia para a assinatura dos Aditivos contratuais, que ocorrerá em 03 de dezembro de 2015.

16 Intangível e Imobilizado

	30/09/2015	31/12/2014
Intangível - Contrato da concessão	58.692	1.218
Imobilizado	6.304	6.502
Total	64.996	7.720

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.

Intangível	Saldo 31/12/2014	Adição	Adição Ativo Financeiro	Transferências	Baixas (*)	Amortização/ Depreciação	Saldo 30/09/2015
Intangível em Serviço							
Custo:	291.509	-	66.523	11.368	(2.683)	-	366.717
Amortização Acumulada	(278.507)	-	-	-	1.128	(22.837)	(300.216)
Subtotal	13.002	-	-	11.368	(1.555)	(22.837)	66.501
Em Curso	10.640	48.678	-	(11.368)	(11.930)	-	36.020
Total Intangível	23.642	48.678	66.523	-	(13.485)	(22.837)	102.521
(-) Obrigações vinculadas à concessão							
Em Serviço							
Custo	43.352	-	27.110	646	-	-	71.108
Amortização Acumulada	(39.887)	-	-	-	-	(7.060)	(46.947)
Subtotal	3.465	-	27.110	646	-	(7.060)	24.161
Em Curso	18.959	2.640	-	(646)	(1.285)	-	19.668
Total das Obrigações vinculadas à concessão	22.424	2.640	27.110	-	(1.285)	(7.060)	43.829
Total Intangível	1.218	46.038	39.413	-	(12.200)	(15.777)	58.692
Imobilizado em Serviço							
Custo:							
Edificações e benfeitorias	209	-	-	-	-	-	209
Máquinas e equipamentos	6.357	-	-	313	(29)	-	6.641
Veículos	189	-	-	-	-	-	189
Móveis e utensílios	3.091	-	-	433	(4)	-	3.520
Total do imobilizado em serviço	9.846	-	-	746	(33)	-	10.559
Depreciação acumulada:							
Edificações e benfeitorias	(184)	-	-	-	-	(5)	(189)
Máquinas e equipamentos	(2.000)	-	-	-	29	(776)	(2.747)
Veículos	(106)	-	-	-	-	(21)	(127)
Móveis e utensílios	(1.054)	-	-	-	4	(142)	(1.192)
Total Depreciação acumulada	(3.344)	-	-	-	33	(944)	(4.255)
Subtotal Imobilizado	6.502	-	-	746	-	(944)	6.304
Imobilizado em curso	-	746	-	(746)	-	-	-
Total do Imobilizado	6.502	746	-	-	-	(944)	6.304
Total	7.720	46.784	39.413	-	(12.200)	(16.721)	64.996

(*) Do total das baixas realizadas no período findo em 30 de setembro de 2015 de R\$12.200, R\$10.645 foi transferido para o contas a receber da concessão e R\$1.555 referem-se a baixas operacionais realizadas no período.

A infraestrutura utilizada pela Companhia nas suas operações é vinculada ao serviço público de distribuição de energia, não podendo ser retirada, alienada, cedida ou dada em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução 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 do intangível está sendo efetuada pelo prazo da concessão com base nos benefícios econômicos gerados anualmente. A taxa média ponderada de amortização utilizada é de 4,45% (3,91% em 31 de dezembro de 2014).

O saldo do intangível e das contas a receber da concessão estão reduzidos pelas obrigações vinculadas a concessão, que são representadas por:

Obrigações vinculadas à concessão:	30/09/2015	31/12/2014
Contribuições do consumidor (1)	140.279	130.070
Participação da União - recursos CDE (2)	34.008	31.167
Participação do Governo do Estado (2)	15.739	14.669
Reserva para reversão (3)	1.409	1.409
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	5.289	3.875
(-) Amortização acumulada	(46.947)	(39.887)
Total	149.777	141.303
Alocação:		
Contas a receber da concessão	105.948	118.879
Infraestrutura - Intangível em serviço	24.161	3.465
Infraestrutura - Intangível em curso	14.379	15.084
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	5.289	3.875
Total	149.777	141.303

(1) As contribuições de consumidores representam a participação de terceiros em obras para fornecimento de energia elétrica em áreas não incluídas nos projetos de expansão das concessionárias de energia elétrica.

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

(3) A reserva para reversão constituída até 31 de dezembro de 1971, representa o montante de recursos provenientes do fundo de reversão, os quais foram aplicados em projetos de expansão da Companhia, incidindo juros de 5 % a.a. pagos mensalmente.

A partir da segunda revisão tarifária periódica, ocorrida em junho de 2008, as obrigações vinculadas à 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 da revisão tarifária referente ao 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 junho de 2012 e, a partir dessa data, os faturamentos das ultrapassagens de demanda passaram a ser contabilizados na rubrica Obrigações especiais.

Até 30 de setembro de 2015, o montante contabilizado naquela rubrica é de R\$5.289 (R\$3.875 em 31 de dezembro de 2014).

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

Imobilizado

Taxas de depreciação praticadas pela Companhia são:

Taxas de depreciação do ativo imobilizado	30/09/2015
Edificações e benfeitorias	3,33%
Máquinas e equipamentos	16,22%
Veículos	14,29%
Móveis e utensílios	6,25%

17 Fornecedores

	30/09/2015	31/12/2014
Suprimento (1):		
Contratos Bilaterais	25.711	23.488
CCEE	6.678	10.346
Operador Nacional do Sistema Elétrico (1)	835	760
Encargo de serviços do sistema (1)	4.907	653
Uso do sistema de transmissão/distribuição (1)	2.441	2.091
Conexão a rede (1)	151	123
Materiais e serviços e outros (2)	7.412	8.227
Total	48.135	45.688
Circulante	47.391	44.944
Não circulante	744	744

(1) Refere-se à aquisição de energia elétrica de geradores, uso da rede básica e uso do sistema de distribuição, cujo prazo médio de liquidação é de 25 dias.

(2) Refere-se às aquisições de materiais, serviços e outros, necessários à execução, conservação e manutenção dos serviços de distribuição e comercialização de energia elétrica, com prazo médio de liquidação de 40 dias.

18 Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

Operações	Encargos da dívida	Principal Circulante	Não Circulante	Total 30/09/2015	31/12/2014	Ref.
Em moeda nacional						
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios - Grupo Energisa III(*)	159	-	15.000	15.159	15.138	
Eletrobrás - Luz para Todos - 1ª tranche	58	1.137	981	2.176	3.026	
Eletrobrás - Luz para Todos - 1ª tranche (RJ)	2	10	8	20	27	
Eletrobrás - Luz para Todos - 2ª tranche	357	1.446	4.374	6.177	7.243	
Eletrobrás - Subtransmissão	8	280	413	701	911	
Eletrobrás - Devolução LPT	-	-	-	-	2.704	
Banco HSBC - repasse BNDES	21	369	-	390	777	
Banco HSBC - repasse BNDES	3	295	-	298	410	
Banco HSBC - repasse BNDES	-	186	-	186	427	
Banco ITAU BBA - repasse BNDES I	5	452	1.960	2.417	2.755	
Banco ITAU BBA - repasse BNDES II	5	337	1.126	1.468	1.059	
Banco ITAU BBA - repasse BNDES III	3	188	817	1.008	1.149	
Banco ITAU BBA - repasse BNDES IV	3	298	1.292	1.593	1.818	
Banco Itaú BBA - repasse BNDES PER	-	371	-	371	930	
Banco Itaú BBA - FINAME	34	1.922	13.741	15.697	14.130	
Caixa Econômica Federal - FINAME	38	493	2.798	3.329	3.734	
Banco Bradesco - CCB	2.398	12.500	-	14.898	13.566	(1)
Banco ITAU BBA - BNDES FINEM	50	4.474	19.630	24.154	14.566	
Nota Promissória - Safra	2.554	63.427	-	65.981	60.402	
Cédula de Crédito Bancário	160	15.000	-	15.160		
Total em moeda nacional	5.858	103.185	62.140	171.183	144.772	
(-) custos de captação incorridos na contratação	-	(24)	(101)	(125)	(174)	
Em moeda estrangeira						
Citibank (*)	129	-	122.345	122.474	43.983	(2)
Banco ABC (*)	259	12.653	51.263	64.175	-	(2)
Bank of America Merrill Lynch	-	-	-	-	76.025	
Banco Itaú BBA	-	-	-	-	80.425	
(-) Marcação a Mercado das Dívidas	-	(49)	(7.329)	(7.378)	-	(3)
Total em moeda estrangeira	388	12.604	166.279	179.271	200.433	
Total Geral	6.246	115.765	228.318	350.329	345.031	

Para garantia do pagamento das parcelas de curto prazo, a Companhia mantém aplicações financeiras no montante R\$1.086 (R\$954 em 31 de dezembro de 2014) registrados na rubrica, "aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados" no ativo não circulante.

- (1) O contrato relativo ao Bradesco (CCB) possui 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 (vide nota explicativa nº 25 - Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos). Em 30 de setembro os índices foram cumpridos.
- (2) Os contratos de financiamentos junto ao Citibank e Banco ABC, possuem proteção de swap cambial e instrumentos financeiros derivativos (vide nota explicativa nº 25).
- (3) Estas operações estão sendo mensuradas ao valor justo por meio do resultado, de acordo com os métodos da contabilidade de "hedge" de valor justo e pela designação como "Fair Value Option" (nota explicativa nº 25).

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

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

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

Operação	Vencimen to	Características da Operação		Custo da Dívida		TIR (Taxa efetiva de juros)	Ref.
		Periodicidade Amortização	Garantias Reais	Indexad or	Tx. de Juros a.a		
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios- Grupo Energisa III	dez/20	mensal, após dez.2017	Recebíveis	CDI	+ 0,70%	7,69%	
Eletrobrás - Luz para Todos - 1ª tranche	ago/17	Mensal	Recebíveis	RGR	5,0%	3,75%	
Eletrobrás - Luz para Todos - 1ª tranche (RJ)	ago/17	Mensal	Recebíveis	RGR	5,0%	3,75%	
Eletrobrás - Luz para Todos - 2ª tranche	dez/19	Mensal	Recebíveis	RGR	5,0%	3,75%	
Eletrobrás - subtransmissão	fev/18	Mensal	Recebíveis	RGR	5,0%	3,75%	
Banco HSBC - repasse BNDES I	mai/16	Mensal	Aval Energisa S.A.	TJLP	+ 4,30%	8,10%	
Banco HSBC - repasse BNDES II	mai/16	mensal	Aval Energisa S.A.	UMBND	+ 4,30%+ juros variáveis	3,27%	
Banco HSBC - repasse BNDES III	mai/16	Mensal	Aval Energisa S.A.	TJLP	+ 3,90%	7,80%	
Banco ITAU BBA - repasse BNDES I	jan/21	Mensal	Aval Energisa S.A.	TJLP	+ 4,75%	8,44%	
Banco ITAU BBA - repasse BNDES II	jan/21	Mensal	Aval Energisa S.A.	UMBND	+ 3,75%+ juros variáveis	2,86%	
Banco ITAU BBA - repasse BNDES III	jan/21	Mensal	Aval Energisa S.A.	TJLP	+ 5,95%	9,34%	
Banco ITAU BBA - repasse BNDES IV	jan/21	Mensal	Aval Energisa S.A.	pré-fixado	5,5%	4,13%	
Banco ITAU BBA - repasse BNDES PER	mar/16	mensal	Aval Energisa S.A.	pré-fixado	5,5%	4,13%	
Banco Itaú BBA - FINAME	Até abr- 2024	Mensal	Aval Energisa S.A.	pré-fixado	De 2,5% a 10%	De 1,88% a 7,5%	
Caixa Econômica Federal - FINAME	jan/22	Mensal	Aval Energisa S.A.	pré-fixado	8,7%	6,53%	
Banco Bradesco - CCB	nov/15	anual	-	CDI	+ 1,25%	8,10%	
Banco ITAU BBA - repasse BNDES Finem	dez/23	mensal, após mar.2014	Aval Energisa S.A.	TJLP	+ 2,25% a 4,15%	6,56% a 7,99%	
Nota Promissória - Safra	jul/15	Final	Aval Energisa S.A.	CDI	+ 1,95%	8,63%	(2)
Cédula de Crédito Bancário	ago/16	Final	Aval Energisa S.A.	CDI	+ 2,50%	9,04%	
Citibank	mai/19	Final	Aval Energisa S.A.	Libor	+ 1,36% a 1,77%	38,41% a 38,72%	(1)
Banco ABC	set/17	Final	Aval Energisa S.A.	Dólar	+ 3,28% a 5,43%	39,64% a 41,25%	

(1) Possui swap.

(2) Vencimento prorrogado para novembro/2015.

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

Moeda/indicadores	30/09/2015	31/12/2014
US\$ x R\$	49,57%	13,39%
TJLP	6,50%	5,00%
SELIC	9,63%	10,90%
CDI	9,55%	10,81%
IPCA	7,06%	6,41%
IGP-M	6,35%	3,67%
LIBOR	0,28%	0,23%
UMBND	0,06%	0,05%
TR	1,25%	0,86%

Os financiamentos de longo prazo têm seus vencimentos assim programados:

	30/09/2015
2016	2.719
2017	141.815
2018	32.152
2019	32.065
Após 2019	19.567
Total	228.318

Seguem as movimentações ocorridas no período/exercício:

Descrição	30/09/2015	31/12/2014
Saldos em 31/12/2014 e 31/12/2013	345.031	285.547
Novos empréstimos e financiamentos obtidos	218.086	146.495
Encargos de dívidas - juros, variação monetária e cambial	108.880	40.467
Marcação a Mercado das Dívidas	(7.378)	-
Pagamento de principal	(297.325)	(112.978)
Pagamento de juros	(16.965)	(14.500)
Saldos em 30/09/2015 e 31/12/2014	350.329	345.031
Circulante	122.011	246.819
Não circulante	228.318	98.212

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

Contratos	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2017 em diante	Total
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios- Grupo Energisa III	6	24	95	125
Total	6	24	95	125

19 Tributos e Contribuições Sociais

	30/09/2015	31/12/2014
ICMS	25.111	12.944
Encargos Sociais	842	787
IRPJ	8.947	6.988
CSSL	3.612	3.175
PIS/COFINS	8.428	5.171
IRRF	610	514
Outros	1.297	724
Total	48.847	30.303
Circulante	36.254	20.683
Não circulante	12.593	9.620

20 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 e cíveis, como segue:

	Saldo inicial 31/12/2014	Provisões constituídas	Reversões de provisões	Atualização	Saldo 30/09/2015
Trabalhistas	2.675	4.040	(1.839)	175	5.051
Cíveis	3.091	4.548	(899)	240	6.980
Fiscais	232	172	(72)	25	357
Total	5.998	8.760	(2.810)	440	12.388
Depósitos e cauções vinculados (*)	(1.543)				(1.837)

(*) A Companhia possui depósitos e cauções vinculados no ativo não circulante, no montante de R\$3.291 (R\$1.785 em 31 de dezembro de 2014) dos quais R\$1.454 (R\$242 em 31 de dezembro de 2014), não foram constituídas provisões para riscos, pelo fato do prognóstico de êxito ser possível ou remoto.

No período findo em 30 de setembro de 2015, foram pagos o montante de R\$3.259 (R\$1.119 em 31 de dezembro de 2014), sendo de indenizações trabalhistas R\$1.521 (R\$534 em 31 de dezembro de 2014) e de indenizações cíveis R\$1.738 (R\$585 em 31 de dezembro de 2014).

Perdas prováveis

• Trabalhistas

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

No período findo em 30 de setembro de 2015, o incremento de provisão refere-se basicamente a revisões dos cálculos de liquidação ante a realização de provas periciais, sentenças e acórdãos, bem como a entrada de novos processos requerendo responsabilidade subsidiária para receber adicional de periculosidade, horas extras e seus reflexos e salários.

• 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, tendo sido constituída à época.

No período findo em 30 de setembro de 2015, de provisão refere-se basicamente a revisões dos cálculos de liquidação ante a realização de provas periciais, sentenças e acórdãos, bem como a entrada de novos processos requerendo reparação de danos materiais e morais.

• Fiscais

Refere-se basicamente Execução Fiscal nº 2007.100.001867-4, à qual foram apresentados os Embargos à Execução nº 2007.001.218816-8 pela Energisa Minas Gerais em busca da anulação de multa administrativa aplicada pela Secretaria de Estado de Defesa do Consumidor do RJ - PROCON. Em 2ª instância judicial, a multa foi mantida, reformando-se sentença de 1º Grau, que havia sido favorável à empresa.

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

Perdas possíveis

A Companhia possui processos de naturezas trabalhistas, cíveis e fiscais em andamento em um montante de R\$136.988 (R\$142.699 em 31 de dezembro de 2014), cuja probabilidade de êxito foi estimada pelos consultores jurídicos como possível, não requerendo a constituição de provisão.

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

- **Trabalhistas**

As ações judiciais de natureza trabalhistas no montante de R\$5.128 (R\$9.185 em 31 de dezembro de 2014), referem-se a discussões de ex-empregados que requerem recebimento de horas extras, de adicional de periculosidade, horas de sobreaviso, indenizações por danos decorrentes de acidente de trabalho, bem como ações de ex-empregados de prestadores de serviços contratados pela Companhia reclamando responsabilidade subsidiária por verbas rescisórias, ocorrendo somente atualização monetária no período.

A redução dos valores refere-se, basicamente, a alteração de prognósticos efetuados pelos consultores jurídicos.

- **Cíveis**

As ações judiciais de natureza cível no montante de R\$87.432 (R\$89.514 em 31 de dezembro de 2014), referem-se, em sua grande maioria, a discussões sobre o valor de contas de energia elétrica, em que o consumidor requer a revisão ou o cancelamento da fatura; cobrança de danos materiais e morais pelo consumidor, decorrentes da suspensão do fornecimento de energia elétrica por falta de pagamento, por irregularidades nos aparelhos de medição ou decorrentes de variações de tensão elétrica ou de falta momentânea de energia; bem como a ações em que os consumidores pretendem a devolução de valores, em face dos reajustes tarifários determinados pelas Portarias nº 38 e nº 45/1986, do extinto Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, durante o congelamento de preços no Plano Cruzado, além de multas regulatórias originárias de procedimentos de fiscalização do poder concedente que encontram-se em processo de defesa administrativa.

- **Fiscais**

As ações de natureza fiscais e tributárias no montante R\$44.428 (R\$44.000 em 31 de dezembro de 2014), refere-se basicamente a discussões sobre: (i) compensação e aproveitamento de créditos de ICMS de equipamentos para prestação dos serviços de distribuição e transmissão de energia a locados no ativo permanente da empresa, já tendo a comprovação obtida decisões favoráveis em 1ª, 2ª e 3ª instâncias, com trânsito em julgado em alguns processos; (ii) cobrança ICMS em decorrência de saída isenta e energia elétrica recebida ao abrigo do deferimento, o que viola a legislação vigente razão pela qual garantimos a execução e interpusemos embargos a execução na busca de afastar esta cobrança indevida, ocorrendo somente atualização monetária no período.

21 Patrimônio Líquido

21.1 Capital social e reservas de capital

O capital social da Companhia é de R\$107.828 (R\$44.171 em 31 de dezembro de 2014), atribuídos a 514.369 ações ordinárias, todas sem valor nominal.

Em reunião do Conselho de Administração em 14 de agosto de 2015, foi aprovado o aumento do capital social da Companhia no montante de R\$63.657, mediante a emissão de 63.657 (sessenta e três mil, seiscentas e cinquenta e sete) novas ações ordinárias sem valor nominal, pelo preço de emissão de R\$1 por ação. Todas novas ações foram subscritas integralmente pela Energisa S.A. mediante a capitalização de parte do saldo de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital - AFAC.

O capital social da Companhia poderá ser aumentado, por subscrição, independentemente de modificação estatutária até o limite de 600 mil ações, cabendo ao Conselho de Administração a deliberação sobre forma, condições da subscrição e integralização das ações bem como as características das ações a serem emitidas e o preço de emissão.

21.2 Dividendos

Através de Reunião Extraordinário do Conselho de Administração de 15/01/2015 e 19/03/2015 foram pagos dividendos no montante de R\$5.000 e R\$758, respectivamente.

22 Receita operacional

	30/9/2015				30/9/2014			
	Não revisado pelos auditores independentes		01/07/2015 à 30/09/2015	01/01/2015 à 30/09/2015	Não revisado pelos auditores independentes		01/07/2014 à 30/09/2014	01/01/2014 à 30/09/2014
	Nº de consumidores	MWh	R\$	R\$	Nº de consumidores	MWh	R\$	R\$
Residencial	320.391	363.043	87.301	258.537	313.614	358.207	61.664	184.515
Industrial	3.661	128.787	25.758	72.776	3.705	128.268	17.880	50.857
Comercial	35.103	176.955	46.116	132.613	34.787	174.905	27.845	96.934
Rural	67.978	130.845	34.772	85.618	66.549	122.968	16.991	59.274
Poder Público:								
Federal	65	362	77	228	65	370	58	170
Estadual	568	7.653	1.631	4.822	571	7.827	1.180	3.572
Municipal	3.413	16.121	3.429	10.141	3.432	16.488	2.482	7.512
Iluminação Pública	257	58.012	8.339	22.176	254	56.895	5.625	15.928
Serviço Público	598	28.079	6.032	16.352	578	28.961	3.720	11.755
Consumo Próprio	126	2.870	-	-	117	2.721	-	-
Subtotal	432.160	912.727	213.455	603.263	423.672	897.610	137.445	430.517
Receita de Remuneração dos Ativos de Concessão	-	-	79	11.292	-	-	4.299	12.542
Suprimento	-	44.288	783	2.623	-	24.785	1.773	1.800
Fornecimento não faturado (líquido)	-	(7.818)	643	2.206	-	(5.849)	(521)	(1.710)
Disponibilização do sistema de transmissão e de distribuição	32	-	13.962	39.847	33	-	7.624	21.780
Receita de Construção (1)	-	-	19.403	47.876	-	-	11.708	29.851
Ativos e Passivos Regulatórios- CVA(2)	-	-	25.208	22.717	-	-	-	-
Outras Receitas Operacionais	-	-	2.131	5.188	-	-	1.234	3.457
Total - receita operacional bruta	432.192	949.197	275.664	735.012	423.705	916.546	163.562	498.237
Deduções da receita operacional								
ICMS	-	-	44.232	130.655	-	-	30.366	89.767
PIS	-	-	3.973	10.657	-	-	2.488	7.709
COFINS	-	-	18.299	49.084	-	-	11.460	35.508
ISS	-	-	34	90	-	-	13	37
Taxa de Fiscalização	-	-	716	716	-	-	-	-
Programa de Eficiência Energética - PEE	-	-	694	1.892	-	-	527	1.631
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	33.120	72.465	-	-	1.830	4.964
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia	-	-	492	1.414	-	-	470	1.856
Encargo do Consumidor - Bandeiras Tarifárias	-	-	15.099	40.102	-	-	-	-
Programa de Eficiência e Desenvolvimento - P&D	-	-	693	1.893	-	-	526	1.631
Total	-	-	117.352	308.968	-	-	47.680	143.103
Total - receita operacional líquida	432.192	949.197	158.312	426.044	423.705	916.546	115.882	355.134

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

(2) Refere-se ao montante de ativos e passivos regulatórios reconhecidos no período findo em 30 de setembro de 2015 de acordo com a Deliberação CVM nº 732/14 e Comunicado Técnico Ibracon nº 05/2014.

23 Energia Elétrica comprada para revenda

	MWH (***)		Energia elétrica comprada p/revenda			
	30/09/2015	30/09/2014	01/07/2015 a 30/09/2015	01/01/2015 a 30/09/2015	01/07/2014 a 30/09/2014	01/01/2014 a 30/09/2014
Energia de Itaipú - Binacional	199.773	217.173	19.738	50.887	9.398	27.943
Energia de leilão	171.909	79.883	7.582	33.197	7.589	18.125
Energia bilateral	487.090	494.147	31.297	114.807	36.814	103.839
Cotas de Angra REN 530/12	36.652	36.504	2.059	6.145	1.815	5.444
Energia de curto prazo - CCEE	12.471	46.147	8.503	13.161	1.391	32.117
Cotas Garantia Física-Res. Homol. ANEEL 1410 - Anexo I	158.213	137.346	2.356	5.254	1.449	4.291
Programa incentivo fontes alternativas energia - PROINFA	21.242	20.792	2.202	6.606	2.152	6.455
Ressarcimento pela exposição térmica (*)	-	-	-	(11.534)	-	(25.015)
Reembolso do Fundo CDE - bandeira tarifária (**)	-	-	(10.989)	(18.552)	-	-
(-) Parcela a compensar crédito PIS/COFINS não cumulativo	-	-	(4.802)	(17.672)	(5.255)	(14.743)
Total	1.087.350	1.031.992	57.946	182.299	55.353	158.456

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

Em março de 2015 a Aneel homologou os valores através do Despacho nº 773 de 27 de março de 2015 no montante de R\$11.534.

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

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

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

A ANEEL, através do Ofício nº 185 de 08/04/2015 estabeleceu novos procedimentos contábeis para registro das Receitas Adicionais das Bandeiras Tarifárias. Pela alteração proposta, os montantes das bandeiras passam a ser registrados nas rubricas Encargos do consumidor - Bandeira Tarifária e Reembolso do Fundo CDE - Bandeira Tarifária. No período foram contabilizados R\$18.552, como redutor de energia comprada, e R\$40.102 como deduções da receita operacional.

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

Meses	Despacho	Valor
Janeiro	Despacho 583 de 4 de março de 2015	(1.033)
Fevereiro	Despacho 829 de 30 de março de 2015	(1.768)
Março	Despacho 1356 de 4 de maio de 2015	(2.975)
Abril	Despacho 1743 de 29 de maio de 2015	(2.904)
Maio	Despacho 2131 de 30 de junho de 2015	(5.063)
Junho	Despacho 2440 de 29 de julho de 2015	(3.236)
Julho	Despacho 3386 de 06 de outubro de 2015	(1.229)
Agosto	Despacho 3387 de 06 de outubro de 2015	(1.261)
Setembro	Valor a ser homologado	(2.081)
Total		(21.550)

Sobre esses montantes incidiram PIS e COFINS.

(***) Não revisado pelos auditores independentes.

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

As apólices de riscos nomeados e responsabilidade civil são contratadas em conjunto com as demais empresas do Grupo Energisa, sendo o limite máximo de indenização os montantes constantes da cobertura securitária.

As principais coberturas são:

Ramos	Data de Vencimento	Importância Segurada	Prêmio Anual	
			30/09/2015	31/12/2014
Risco Operacional	23/10/2016	38.000	160	303
Responsabilidade Civil Geral	23/11/2015	50.600	131	131
Automóveis - Danos Materiais e Corporais a Terceiros	23/10/2016	até R\$360 / veículo	74	94
Vida em Grupo - Morte e Acidentes Pessoais	31/12/2015	52.468	232	232
			<u>597</u>	<u>760</u>

Risco Operacional

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

Responsabilidade Civil Geral

Apólice contratada possuindo cobertura securitária para Danos Morais, Materiais e Corporais causados a terceiros em decorrência das operações da Companhia.

Frota

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

Vida em Grupo e Acidentes Pessoais

Garante cobertura securitária no caso de morte por qualquer causa, invalidez permanente total ou parcial por acidente e invalidez funcional permanente de seus empregados.

25 Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos

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

ATIVO	30/09/2015		31/12/2014	
	Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Caixa e equivalente de caixa	22.385	22.385	19.882	19.882
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	16.678	16.678	1.118	1.118
Clientes	106.215	106.215	78.553	78.553
Títulos de créditos a receber	4.029	4.029	2.569	2.569
Conta a receber da concessão	312.538	312.538	329.497	329.497
Ativos regulatórios líquidos	33.776	33.776	10.468	10.468
Instrumentos financeiros derivativos	35.933	35.933	21.556	21.556
PASSIVO				
Fornecedores	48.135	48.135	45.688	45.688
Empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas	350.329	350.329	345.031	345.031
Instrumentos financeiros derivativos	8.100	8.100	-	-

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 2015, estão identificadas a seguir:

Não derivativos - classificação e mensuração

Empréstimos e recebíveis

Incluem clientes, consumidores e concessionárias, títulos de créditos a receber, outros créditos, contas a receber da concessão e ativos regulatórios. 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). Para os instrumentos financeiros sem mercado ativo, sendo esse FIDC, a Companhia estabeleceu o seu valor justo como sendo equivalente ao valor contábil do instrumento. Para algumas das dívidas a Companhia realizou a opção pela designação ao valor justo por meio do resultado, conforme descrito abaixo.

Derivativos

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

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

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

Hedge Accounting

Em 01 de julho de 2015, a Companhia efetuou a designação formal de parte de suas operações de proteção do tipo “swap” (instrumento de hedge) para troca de variação cambial e juros, para variação do CDI como hedge accounting. Em 30 de setembro de 2015 essas operações, assim como as dívidas (objeto do hedge) estão sendo avaliadas de acordo com a contabilidade de “hedge” de valor justo. Em tais designações de hedge a Companhia documentou: (i) a relação de hedge; (ii) o objetivo e estratégia de gerenciamento de risco; (iii) a identificação do instrumento financeiro; (iv) o objeto ou transação coberta; (v) a natureza do risco a ser coberto; (vi) a descrição da relação de cobertura; (vii) a demonstração da correlação entre o hedge e o objeto de cobertura; e (viii) a demonstração da efetividade do hedge.

Os contratos de “swap” são designados e efetivos como “hedge” de valor justo em relação à taxa de juros e/ou variação cambial, quando aplicável. Durante o período, o “hedge” foi altamente efetivo na exposição do valor justo às mudanças de taxas de juros e, como consequência, o valor contábil das dívidas designadas como hedge foi impactado em R\$9.175 e reconhecido no resultado financeiro no mesmo momento em que o valor justo de “swap” de taxa de juros era reconhecido no resultado.

Fair Value Option

A Companhia optou pela designação formal de novas operações de dívidas contratadas no terceiro trimestre de 2015, para as quais a Companhia possui instrumentos financeiros derivativos de proteção do tipo “swap” para troca de variação cambial e juros, como mensuradas ao valor justo. A opção pelo valor justo (“Fair Value Option”), tem o intuito de eliminar ou reduzir uma inconsistência de mensuração ou reconhecimento de determinados passivos, no qual de outra forma, surgiria. Assim, tanto os “swaps” quanto as respectivas dívidas passam a ser mensuradas ao valor justo e tal opção é irrevogável, bem como deve ser efetuada apenas no registro contábil inicial da operação. Em 30 de setembro de 2015 tais dívidas e derivativos, assim como os demais ativos e passivos mensurados ao valor justo por meio do resultado tem quaisquer ganhos ou perdas resultantes de sua re-mensuração reconhecidos no resultado da Companhia.

Durante o período, o valor contábil das dívidas designadas como “Fair Value Option” foi impactado em R\$1.797 e reconhecido no resultado como resultado financeiro no mesmo momento em que o valor justo de “swap” de taxa de juros era reconhecido no resultado.

- **Incertezas**

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

- **Administração financeira de risco**

O Conselho de Administração tem responsabilidade geral pelo estabelecimento e supervisão do modelo de administração de risco da Companhia. Assim, 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 Companhia, tendo sido a última revisão em 23/12/2014) e nos regimentos internos da diretoria da Companhia.

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

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

Gestão de risco de capital

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

	30/09/2015	31/12/2014
Dívida (a)	350.329	345.031
Caixa e equivalentes de caixa	(22.385)	(19.882)
Dívida líquida	327.944	325.149
Patrimônio líquido (b)	170.727	91.253
Índice de endividamento líquido	1,92	3,56

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

(b) O patrimônio líquido inclui todo o capital, as reservas da Companhia e os recursos destinados ao futuro aumento de capital, gerenciados como capital.

a) Risco de liquidez

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

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

	Taxa média de juros efetiva ponderada (%)	Até 6 meses	6 a 12 meses	1 a 3 anos	3 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	-	47.391	-	-	-	744	48.135
Empréstimos financiamentos, encargos de dívidas e debêntures	14,56%	93.145	39.918	204.964	58.048	11.071	407.146
Total		140.536	39.918	204.964	58.048	11.815	455.281

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". Constituído no primeiro trimestre de 2010, o Comitê de Auditoria do Conselho de Administração tem a função de supervisionar se a administração do grupo vem seguindo as regras e princípios estabelecidos na política.

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

Exposição a riscos de crédito

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

	30/09/2015	31/12/2014
Caixa e equivalente de caixa	22.385	19.882
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	16.678	1.118
Clientes	106.215	78.553
Títulos de créditos a receber e outros	4.029	2.569
Ativos regulatórios líquidos	33.776	10.468
Conta a receber da concessão	312.538	329.497
Instrumentos financeiros derivativos	35.933	21.556

O detalhamento desses créditos está apresentado nas notas explicativas nº 5, 6, 7, 11, 15 e 25.

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, em função dos efeitos da volatilidade da taxa de câmbio sobre as operações de vendas de opções vinculadas aos swaps 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 2015, com alta de 49,57% sobre 31 de dezembro de 2014, cotado a R\$3,9729/USD. A volatilidade do dólar norte-americano em 30 de setembro de 2015 era de 28,75%, enquanto em 31 de dezembro

de 2014 era de 14,33%.

Do montante das dívidas bancárias de emissões da Companhia de R\$350.454 (R\$345.205 em 31 de dezembro de 2014), R\$179.271 (R\$200.433 em 31 de dezembro de 2014) estão representados em dólares, provenientes de:

- (i) US\$ 16,4 milhões de empréstimo captado junto ao Citibank (US\$ 16,4 de principal);
- (ii) US\$ 14,3 milhões de empréstimo com ao BAML (US\$ 14,3 milhões de principal);
- (iii) US\$ 3,2 milhões de empréstimo com o Banco ABC Brasil (US\$ 3,2 milhões de principal); e
- (iv) US\$ 12,9 milhões de empréstimo com o Banco ABC Brasil (US\$ 12,9 milhões de principal).

Os empréstimos têm custos de até variação cambial + 7,79% ao ano e possuem vencimentos de curto e longo prazo em 05 de julho de 2016 e 28 de maio de 2019, respectivamente.

O balanço patrimonial em 31 de Dezembro de 2014 apresenta R\$19.681 no ativo circulante e em 30 de setembro de 2015 R\$35.933 (R\$1.875 em 31 de dezembro de 2014) no ativo não circulante e R\$8.100 no passivo circulante, a título de marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos atrelados ao câmbio e aos juros, originados da combinação de fatores usualmente adotados para precificação a mercado de instrumentos dessa natureza, como volatilidade, cupom cambial, taxa de juros e cotação do dólar. Não se trata de valores materializados, pois refletem os valores da reversão dos derivativos na data de apuração, o que não corresponde ao objetivo de proteção das operações de hedge e não reflete a expectativa da Administração. À medida que os limitadores estabelecidos para as operações vigentes não forem ultrapassados, conforme abaixo descrito, deverá ocorrer a reversão do lançamento de marcação a mercado ora refletido nas informações financeiras intermediárias. Por outro lado, uma maior deterioração da volatilidade, do cupom cambial e da cotação do dólar poderão implicar no aumento dos valores ora contabilizados.

A Administração da Companhia permanece atenta aos movimentos de mercado, de forma que estas operações poderão ter sua proteção reestruturada e mesmo seus prazos alongados, a depender do comportamento do câmbio (R\$/US\$), no que diz respeito à volatilidade e patamar de estabilização. A Administração da Companhia procedeu com a substituição dos derivativos mais complexos por estruturas mais simples e de maior liquidez, buscando menor exposição ao risco.

Operação	Notional (USD)	Custo Financeiro (ao ano)	Vencimento	Limitador	Designação Hedge Accounting
Loan 4131 Citibank x EMG 4 P. Ativa	16.450	LIBOR + 1,36%	28/09/2017	-	Fair Value Hedge
P. Passiva		113,90% CDI			
Loan 4131 Citibank x EMG 6 P. Ativa	14.345	Libor + 1,71%	28/05/2019	-	Fair Value Hedge
P. Passiva		CDI + 1,85%			
Loan 4131 Banco ABC x EMG 7 P. Ativa	3.185	VC + 4,37%	05/07/2016	-	Não aplicável
P. Passiva		CDI + 3,50%			
Loan 4131 Banco ABC x EMG 8 P. Ativa	12.903	VC + 7,79%	08/09/2017	-	Não aplicável
P. Passiva		CDI + 3,95%			

De acordo com o CPC 40, apresentam-se abaixo os valores dos instrumentos financeiros derivativos da Companhia, cujos valores foram contabilizados como “fair value hedge”, vigentes em 30 de setembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014:

Fair Value Hedge	Valor de Referência		Descrição	Valor Justo	
	30/09/2015	31/12/2014		30/09/2015	31/12/2014
Dívida (Objeto de Hedge)*	85.339		Moeda Estrangeira - USD e Libor	(113.299)	-
			Posição Ativa		
			Moeda Estrangeira - USD e Libor	115.985	-
			Posição Passiva		
Swap Cambial (Instrumento de Hedge)			Taxa de Juros CDI	(89.201)	-
	85.339		Posição Total	26.785	-
			Posição Líquida Dívida + Swap	(86.515)	-
Dívida (Objeto de Hedge)	60.000		Moeda Estrangeira - USD e Libor	(65.972)	-
			Posição Ativa		
			Moeda Estrangeira - USD e Libor	65.972	-
			Posição Passiva		
Swap Cambial (Instrumento de Hedge)	60.000		Taxa de Juros CDI	(64.923)	-
			Posição Total	1.048	-
			Posição Líquida Dívida + Swap	(64.923)	-

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

O Valor Justo dos derivativos efetuados pela Companhia em 30 de setembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014 foi apurado com base nas cotações de mercado para contratos com condições similares. Suas variações estão diretamente associadas às variações dos saldos das dívidas relacionadas na nota explicativa nº 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. No caso das opções, é utilizado para cálculo do MtM uma variante da fórmula de Black & Scholes, destinada ao cálculo do prêmio de opções sobre moeda. Os dados utilizados nesses cálculos foram obtidos de fontes consideradas confiáveis. As taxas de mercado, como a taxa Pré e o Cupom de Dólar, foram obtidas diretamente do site da BM&F (Taxas de Mercado para Swaps). A taxa de câmbio (Ptax) foi obtida do site do Banco Central. No caso das opções, as volatilidades implícitas de dólar também foram obtidas na BM&F.

Análise de Sensibilidade

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

a) Variação cambial

Considerando a manutenção da exposição cambial de 30 de setembro de 2015, com a simulação dos efeitos nas demonstrações financeiras futuras, por tipo de instrumento financeiro e para três cenários distintos, seriam obtidos os seguintes resultados (ajustados a valor presente para a data base das informações financeiras intermediárias):

Operação	Exposição	Risco	Cenário I (Provável) (*)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Instrumentos financeiros - Empréstimos	-		28.538	(9.821)	(48.181)
Swap Cambial					
Posição Ativa					
Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	181.957	Alta USD	153.419	191.778	230.138
Posição Passiva					
Taxa de Juros CDI	(154.124)		(154.124)	(154.124)	(154.124)
Subtotal	27.833		(705)	37.654	76.014
Total	27.833		27.833	27.833	27.833

(*) Considera o cenário macroeconômico da Pesquisa Focus vigente em 30 de setembro de 2015, para as datas futuras até a liquidação final das operações.

Os derivativos no "Cenário Provável", calculados com base na análise líquida das operações acima apresentadas até o vencimento das mesmas, ajustadas a valor presente pela taxa pré-fixada brasileira em reais para 30 de setembro de 2015, atingem seu objetivo na plenitude, o que é refletido no valor presente positivo de R\$27.833, que serve para mostrar a efetividade da mitigação das variações cambiais adversas das dívidas existentes. Neste sentido, quanto maior a deterioração do câmbio (variável de risco considerada), maiores serão os resultados positivos dos swaps. Por outro lado, com os cenários de deterioração do real frente ao dólar, de 25% e 50%, e em função da Companhia não possuir atualmente limitadores, levaria a valor presente positivo de R\$27.833 em ambos os casos.

b) Variação das taxas de juros

Considerando que o cenário de exposição dos instrumentos financeiros indexados às taxas de juros de 30 de setembro de 2015 seja mantido e que os respectivos indexadores anuais acumulados sejam (CDI = 14,13%, TJLP = 6,5% ao ano) e caso ocorram oscilações nos índices de acordo com os três cenários definidos, o resultado financeiro líquido seria impactado em:

Instrumentos	Exposição (R\$ mil)	Risco	Cenário I (Provável) (*)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Instrumentos financeiros ativos:					
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	22.277	Alta CDI	755	932	1.106
Instrumentos financeiros passivos:					
Swap	(179.271)	Alta CDI	(6.071)	(7.589)	(9.107)
Empréstimos, financiamentos e debêntures.	(96.038)	Alta CDI	(3.252)	(4.018)	(4.765)
	(31.886)	Alta TJLP	(506)	(629)	(750)
Subtotal (**)	(307.195)		(9.829)	(12.236)	(14.622)
Total - (Perdas)	(284.918)		(9.074)	(11.304)	(13.516)

(*) Considera o CDI de 31 de dezembro de 2015 (14,25% ao ano), cotação das estimativas apresentadas pela recente Pesquisa do BACEN, datada de 30 de setembro de 2015, TJLP 6,5% ao ano.

(**) Não inclui as operações pré-fixadas no valor de R\$43.259.

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	30/09/2015	31/12/2014
Caixa e equivalente de caixa	2	22.385	19.882
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	2	16.678	1.118
Clientes	2	106.215	78.553
Títulos de créditos a receber	2	4.029	2.569
Instrumentos financeiros derivativos	2	35.933	21.556
Contas a receber da concessão	3	312.538	329.497
Ativos regulatórios líquidos	3	33.776	10.468

26 Benefícios a empregados

• Plano de suplementação de aposentadoria e pensões

A Energisa MG é patrocinadora de plano de benefícios previdenciários aos seus empregados, na modalidade de contribuição definida (CD) e também possui plano de benefícios definidos (BD), que desde 1997 não é permitido o ingresso de novos participantes e os atuais participantes, estão na condição de assistidos. Para este plano não há contribuições da patrocinadora e dos participantes.

No período findo em 30 de setembro de 2015, as despesas de patrocínio dos planos foram de R\$401 (R\$349 em 30 de setembro de 2014).

• Prêmio aposentadoria

A Companhia em Acordo Coletivo de Trabalho concedeu aos seus colaboradores, um prêmio aposentadoria a ser pago quando do requerimento das aposentadorias do Instituto Nacional da Seguridade Social (INSS).

O referido Prêmio varia de 1,5 a 15 salários base, em razão do tempo de serviço prestado (mínimo de 6 anos e teto de 25 anos), quando do direito do benefício - aposentadoria requerida.

No período findo em 30 de setembro de 2015, as despesas com o prêmio de aposentadoria foi de R\$226 (R\$247 em 30 de setembro de 2014), conforme segue:

• Plano de saúde

A Companhia tem política própria de reembolso de despesas médicas a seus funcionários a razão de 60% do custo efetivo. O desligamento e ou aposentadoria dos empregados automaticamente cessa esse benefício.

No período findo em 30 de setembro de 2015 as despesas com esse benefício foram de R\$789 (R\$578 em 30 de setembro de 2014).

27 Compromissos

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

Contrato de compra de energia - R\$ MIL						
Vigência	2015	2016	2017	2018	2019	Após 2019
2015 a 2048	45.517	192.228	193.523	199.203	214.005	2.944.975

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 dezembro de 2014, e foram homologados pela ANEEL.

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

28 Informações adicionais ao fluxo de caixa

Em 30 de setembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014, as movimentações patrimoniais que não afetaram o fluxo de caixa da Companhia, são como seguem:

	30/09/2015	31/12/2014
Atividades operacionais		
Contas a receber da concessão	10.645	35.984
Atualização contas a receber da concessão - VNR	13.085	7.638
Fornecedores	2.745	8.492
Dividendos a pagar	14.396	-
Atividades de investimentos		
Intangível	5.218	2.342
Atividades de financiamento		
Empréstimos e financiamentos	2.473	6.150
Aumento de capital	14.396	-

Relatório sobre a revisão de informações trimestrais

Aos Acionistas, Conselheiros e Administradores da
Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S.A.
Cataguases - MG

Introdução

Revisamos as informações financeiras intermediárias da Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S.A. ("Companhia"), contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR referentes ao trimestre findo em 30 de setembro de 2015, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de setembro de 2015 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 dessas informações financeiras intermediárias de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21(R1) - Demonstração Intermediária e de acordo com a norma internacional *IAS 34 - "Interim Financial Reporting"*, emitida pelo "*International Accounting Standards Board - IASB*", assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais - ITR. Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações financeiras intermediárias com base em nossa revisão.

Alcance da revisão

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

Conclusão sobre as informações financeiras intermediárias

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

Ênfase

Renovação da concessão para exploração do serviço de distribuição de energia

Conforme mencionado nas notas explicativas nº 1 e 15 às informações financeiras intermediárias, em 9 de novembro de 2015 o Ministério das Minas e Energia ("MME") deferiu o pedido de prorrogação da concessão para exploração das atividades de distribuição de energia elétrica, que havia expirado em 7 de julho de 2015. Entretanto, na data da aprovação das informações financeiras intermediárias, o processo de renovação da concessão, necessário à continuidade das operações, encontra-se em andamento até a assinatura do aditivo contratual entre a Companhia e o Poder Concedente. Nossa conclusão não contém modificação relacionada a esse assunto.

Outros assuntos*Demonstrações do valor adicionado*

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

Rio de Janeiro, 13 de novembro de 2015

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

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

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