

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

João Pessoa, 13 de novembro de 2015 - A Administração da Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S/A ("Energisa Paraíba" 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 Paraíba é uma distribuidora de energia elétrica que atende a mais de 1.347 mil clientes e uma população de aproximadamente 3,3 milhões de habitantes em 216 municípios do Estado da Paraíba, em uma área de 54.595 Km².

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	1.665,5	1.199,1	+ 38,9
Receita Operacional Bruta, sem receita de construção	1.570,6	1.075,5	+ 46,0
Receita Operacional Líquida	985,0	849,2	+ 16,0
Receita Operacional Líquida, sem receita de construção	890,1	725,6	+ 22,7
Resultado antes das Receitas e Despesas Financeiras (EBIT)	195,2	69,0	+ 182,9
EBITDA	238,3	109,1	+ 118,4
EBITDA Ajustado	262,7	125,4	+ 109,5
Resultado financeiro	(145,6)	(10,5)	+ 1.286,7
Lucro Líquido	64,8	54,7	+ 18,5
Indicadores Relativos			
EBITDA Ajustado / Receita Líquida (%)	26,7	14,8	+ 11,9 p.p
Indicadores Operacionais			
Número de Consumidores Cativos (mil)	1.347,7	1.304,2	+ 3,3
Vendas de energia a consumidores cativos (GWh)	2.841,6	2.840,7	-
Energia Elétrica Total Distribuída (GWh)	3.226,4	3.171,7	+ 1,7
Perdas de Energia (% últimos 12 meses)	12,47	11,84	+ 0,63 p.p.
Descrição	30/09/2015	31/12/2014	Variação %
Indicadores Financeiros - R\$ milhões			
Ativo Total	1.982,7	1.794,7	+ 10,5
Caixa / Equivalentes de Caixa / Aplicações Financeiras	115,6	83,7	+ 38,1
Patrimônio Líquido	670,9	671,5	- 0,1
Endividamento Líquido	610,2	510,3	+ 19,6

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 Paraíba apresentou receita operacional bruta, sem a receita de construção que é atribuída margem zero, de R\$ 1.570,6 milhões, ante os R\$ 1.075,5 milhões registrados em 9M14, aumento de 46,0% (R\$ 495,1 milhões). Já a receita operacional líquida, também deduzida da receita de construção, cresceu 22,7% (R\$ 164,5 milhões) no período, para R\$ 890,1 milhões.

No 3T15, a receita operacional líquida, também deduzida das receitas de construção, aumentou 30,4% (R\$ 69,4 milhões) em relação à 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)	501,3	332,5	+ 50,8	1.522,5	1.040,3	+ 46,4
✓ Residencial	232,3	155,5	+ 49,4	725,1	497,8	+ 45,7
✓ Industrial	59,6	45,5	+ 31,0	175,1	130,9	+ 33,8
✓ Comercial	103,6	66,7	+ 55,3	318,2	212,6	+ 49,7
✓ Rural	27,9	16,8	+ 66,1	84,2	55,5	+ 51,7
✓ Outras classes	77,9	48,0	+ 62,3	219,9	143,5	+ 53,2
(+) Suprimento de energia elétrica	28,7	(6,7)	-	31,3	5,4	+ 479,6
(+) Fornecimento não faturado líquido	(7,4)	2,2	-	(16,7)	(8,9)	+ 87,6
(+) Disponibilidade do sistema elétrico	11,6	6,4	+ 81,3	32,6	21,5	+ 51,6
(+) Receitas de construção	26,8	57,7	- 53,6	94,9	123,6	- 23,2
(+) Outras receitas	8,0	6,1	+ 31,1	0,9	17,2	- 94,8
(=) Subtotal 1 - Receita bruta	569,0	398,2	+ 42,9	1.665,5	1.199,1	+ 38,9
(-) Impostos sobre vendas	158,7	106,9	+ 48,5	481,4	334,7	+ 43,8
(-) Encargos setoriais	40,1	5,1	+ 686,3	76,0	15,2	+ 400,0
(-) Bandeiras tarifárias	45,5	-	-	123,1	-	-
(=) Subtotal 2 - Receita líquida	324,7	286,2	+ 13,5	985,0	849,2	+ 16,0
(-) Receitas de construção	26,8	57,7	- 53,6	94,9	123,6	- 23,2
(=) Total - Receita líquida, sem receitas de construção	297,9	228,5	+ 30,4	890,1	725,6	+ 22,7


2.2 Ambiente regulatório - revisão tarifária

2.2.1 Bandeiras tarifárias

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

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

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

 **Bandeira Vermelha** - condições mais onerosas de geração de energia. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,055 para cada quilowatt-hora consumido.

As receitas auferidas pela Companhia provenientes das bandeiras tarifárias em 9M15 foram de R\$ 123,1 milhões (R\$ 45,5 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 Paraíba, cujo efeito médio a ser percebido pelos consumidores foi de 3,8% a partir de 02/03/2015.

A Energisa Paraíba recebeu o montante de R\$ 25,7 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 Paraíba 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\$ 41,5 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\$ 694,9 milhões em 9M15 e R\$ 230,7 milhões no 3T15, aumento de 5,8% (R\$ 38,3 milhões) e 14,0% (R\$ 28,4 milhões) respectivamente, quando comparado com o mesmo período de 2014. Desse total, as despesas controláveis cresceram R\$ 11,6 milhões em 9M15 (R\$ 1,5 milhão no 3T15), totalizando R\$ 157,6 milhões (R\$ 52,8 milhões no 3T15).

As despesas não controláveis cresceram R\$ 35,2 milhões em 9M15 (R\$ 18,9 milhões no 3T15), totalizando R\$ 478,0 milhões (R\$ 152,6 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	52,8	51,3	+ 1,5	157,6	146,0	+ 11,6
1.1 Pessoal (inclui fundo de pensão)	26,1	25,3	+ 0,8	81,7	76,2	+ 5,5
1.2 Material	3,5	3,3	+ 0,2	10,8	9,2	+ 1,6
1.3 Serviços de terceiros	23,2	22,7	+ 0,5	65,1	60,6	+ 4,5
2 Despesas não controláveis (compra de energia e transporte)	152,6	133,7	+ 18,9	478,0	442,8	+ 35,2
3 Depreciação e amortização	14,7	13,5	+ 1,2	43,1	40,1	+ 3,0
4 Provisões contingências e devedores duvidosos	5,9	1,7	+ 4,2	(1,7)	15,5	- 17,2
5 Outras despesas/receitas	4,7	2,1	+ 2,6	17,9	12,2	+ 5,7
Subtotal	230,7	202,3	+ 28,4	694,9	656,6	+ 38,3
6 Custo de construção (*)	26,8	57,7	- 30,9	94,9	123,6	- 28,7
Total	257,5	260,0	- 2,5	789,8	780,2	+ 9,6

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

2.4 Lucro líquido e geração de caixa

Nos primeiros nove meses de 2015, a Energisa Paraíba registrou lucro líquido de R\$ 64,8 milhões, um aumento de 18,5% em relação aos R\$ 54,7 milhões registrados em igual período do ano passado. Por sua vez, a geração operacional de caixa (EBITDA ajustado) atingiu R\$ 262,7 milhões em 9M15, contra os R\$ 125,4 milhões apurados em 9M14, um incremento de 109,5%.

No 3T15, a Energisa Paraíba, no entanto, registrou prejuízo de R\$ 11,2 milhões, contra um lucro líquido de R\$ 7,0 milhões no 3T14. Já a geração de caixa (EBITDA Ajustado) apresentou aumento de 100,2%, passando de R\$ 44,6 milhões no 3T14 para R\$ 89,3 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	(11,2)	7,0	-	64,8	54,7	+ 18,5
(-) Contribuição social e imposto de renda	20,6	5,8	+ 255,2	15,2	(3,8)	-
(-) Resultado financeiro	(98,9)	(24,9)	+ 297,2	(145,6)	(10,5)	+ 1.286,7
(-) Depreciação e amortização	(14,7)	(13,5)	+ 8,9	(43,1)	(40,1)	+ 7,5
(=) Geração de caixa (EBITDA)	81,8	39,6	+ 106,6	238,3	109,1	+ 118,4
(+) Receita de acréscimos moratórios	7,5	5,0	+ 50,0	24,4	16,3	+ 49,7
(=) Geração ajustada de caixa (EBITDA Ajustado)	89,3	44,6	+ 100,2	262,7	125,4	+ 109,5
Margem do EBITDA Ajustado (%)	27,5	15,6	+ 11,9 p.p	26,7	14,8	+ 11,9 p.p

2.5 Resultado financeiro e endividamento

Nos primeiros nove meses de 2015, o resultado financeiro (receitas financeiras menos despesas financeiras) apresentou uma despesa financeira líquida de R\$ 145,6 milhões, contra R\$ 10,5 milhões registrados em igual período do ano passado, ou seja, aumento de 1.286,7% (R\$ 135,1 milhões). No 3T15, o resultado financeiro líquido representou uma despesa financeira líquida de R\$ 98,9 milhões, contra os R\$ 24,9 milhões apurados no 3T14, aumento de 297,2% (R\$ 74,0 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\$ 16,5 milhões (R\$ 38,8 milhões em 9M15).

Em 30 de setembro de 2015, o saldo consolidado de caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras da Energisa Paraíba totalizou R\$ 115,6 milhões, que não incluem os créditos referentes à subvenção tarifária e baixa renda (CDE). Por sua vez, a dívida líquida da Energisa Paraíba, que incluem empréstimos, financiamentos, encargos financeiros, parcelamento de impostos, fundo de pensão e instrumentos financeiros derivativos líquidos, passou de R\$ 510,3 milhões em 31 de dezembro de 2014 para R\$ 610,2 milhões em 30 de setembro de 2015. A seguir, as dívidas de curto e longo prazo da Energisa Paraíba 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	171,3	143,4
Empréstimos e financiamentos	134,5	138,3
Encargos de dívidas	5,7	3,2
Parcelamento de impostos e déficit atuarial	10,8	10,8
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	20,3	(8,9)
Longo Prazo	592,6	500,8
Empréstimos e financiamentos	605,1	483,3
Parcelamento de impostos e déficit atuarial	52,4	57,0
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	(64,9)	(39,5)
Total das dívidas	763,9	644,2
(-) Disponibilidades financeiras	115,6	83,7
(-) Créditos CDE	38,1	50,2
Total das dívidas líquidas	610,2	510,3

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 Paraíba, somadas à energia associada aos consumidores livres (TUSD), totalizaram 3.185,5 GWh (1.029,8 GWh no 3T15), aumento de 0,3% (2,0% no 3T15) em relação a igual período do ano anterior. Deste total em 9M15, 2.841,6 GWh foram vendidos no mercado cativo, montante este no mesmo patamar de 9M14. O consumo das classes residencial e comercial cresceu 3,8% e 4,7%, respectivamente, no período. Já o consumo industrial, considerando os mercados cativo e livre, reduziu 9,4% em 9M15.

A energia total distribuída em 9M15 foi de 3.226,4 GWh, ante os 3.171,7 GWh registrados em igual período do ano passado, 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	904,7	907,8	- 0,3	2.841,6	2.840,7	-
✓ Residencial	373,3	360,9	+ 3,4	1.200,6	1.156,6	+ 3,8
✓ Industrial	126,0	159,5	- 21,0	389,4	474,4	- 17,9
✓ Comercial	168,0	160,4	+ 4,7	537,0	512,8	+ 4,7
✓ Rural	61,0	61,5	- 0,8	199,0	191,2	+ 4,1
✓ Outras Classes	176,4	165,5	+ 6,6	515,6	505,7	+ 2,0
2 Energia associada aos consumidores livres (TUSD)	125,1	101,5	+ 23,3	343,9	335,4	+ 2,5
3 Mercado cativo + TUSD (1+2)	1.029,8	1.009,3	+ 2,0	3.185,5	3.176,1	+ 0,3
4 Suprimento de energia e não faturado	59,9	31,7	+ 89,0	40,9	(4,4)	-
5 Energia Total Distribuída (3+4)	1.089,7	1.041,0	+ 4,7	3.226,4	3.171,7	+ 1,7

A Energisa Paraíba encerrou o primeiro semestre de 2015 com 1.347.695 unidades consumidoras cativas, quantidade 3,3% superior à registrada no fim de setembro de 2014. Já o número de consumidores livres totalizou 20 no fim de setembro de 2015.

3.1 Perdas de energia e inadimplências dos consumidores

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

As perdas de energia elétrica da Energisa Paraíba situaram em 12,47% nos últimos doze meses encerrados em setembro de 2015, contra 11,84% 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 Paraíba 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 14,1%, situando-se em 2,11%.

4 Investimentos

Nos primeiros nove meses de 2015, os investimentos da Energisa Paraíba em melhorias dos serviços de distribuição de energia elétrica totalizaram R\$ 101,5 milhões, ante os R\$ 117,2 milhões investidos em 9M14.

5 Distribuição de dividendos

O Conselho de Administração da Energisa Paraíba aprovou as seguintes distribuições de dividendos intercalares, relativos ao exercício em curso:

- i) em reunião de 28 de maio, o valor de R\$ 6,5 milhões, à razão de R\$ 7,04894892 por ação. Estes dividendos foram pagos em 29 de maio; e
- ii) em reunião de 29 de julho o montante de R\$ 41,6 milhões, equivalente a R\$ 45,2744779 por ação. Estes dividendos foram pagos a partir do dia 30 de julho.

6 Serviços prestados pelo auditor independente

A remuneração total da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes pelos serviços prestados para a Energisa Paraíba nos primeiros nove meses de 2015 foi de R\$ 879 mil, dos quais R\$ 240 mil pela revisão contábil das demonstrações financeiras e consultoria.

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 PARAÍBA - 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	62.729	45.979
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	21.122	8.731
Consumidores e concessionárias	230.572	167.729
Títulos de créditos a receber	35.485	34.397
Estoques	5.797	4.651
Tributos a recuperar	54.663	47.855
Instrumentos financeiros derivativos	-	8.901
Ativos regulatórios	151.663	97.466
Encargos setoriais - Bandeiras tarifárias	1.479	-
Outros créditos	55.049	62.480
Total do circulante	618.559	478.189
Não circulante		
Realizável a longo prazo		
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	31.784	28.990
Consumidores e concessionárias	669	40
Títulos de créditos a receber	11.237	19.795
Tributos a recuperar	21.639	27.705
Créditos tributários	160.604	126.621
Cauções e depósitos vinculados	25.790	23.334
Instrumentos financeiros derivativos	64.886	39.484
Ativos regulatórios	23.131	91.878
Contas a receber da concessão	324.702	276.224
Outros créditos	15.363	1.504
	679.805	635.575
Investimentos	110	110
Imobilizado	11.169	12.410
Intangível	673.033	668.384
Total do não circulante	1.364.117	1.316.479
Total do ativo	1.982.676	1.794.668

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

2. Balanço Patrimonial Passivo

ENERGISA PARAÍBA - 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	120.922	117.345
Encargos de dívidas	5.659	3.182
Empréstimos e financiamentos	134.506	138.322
Tributos e contribuições sociais	66.940	67.297
Obrigações estimadas	12.925	8.100
Encargos do consumidor a recolher	13.876	386
Taxa de iluminação pública arrecadada	5.977	5.057
Benefícios a empregados	10.847	10.847
Obrigações intrassetoriais	14.042	14.871
Passivos regulatórios	106.795	39.891
Encargos setoriais - Bandeiras tarifárias	15.252	-
Instrumentos financeiros derivativos	20.290	-
Outras contas a pagar	6.494	16.232
Total do circulante	534.525	421.530
Não circulante		
Fornecedores	2.646	2.646
Empréstimos e financiamentos	605.113	483.328
Tributos e contribuições sociais	37.438	28.260
Passivos regulatórios	12.321	69.313
Provisões para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais	51.283	51.097
Benefícios a empregados - Plano de pensão	52.432	56.955
Outros	16.038	10.063
Total do não circulante	777.271	701.662
Patrimônio líquido		
Capital social	487.457	461.424
Reservas de capital	97.002	97.002
Reservas de lucros	79.631	105.664
Dividendos adicionais propostos	-	28.931
Lucros acumulados	28.335	-
Outros resultados abrangentes	(21.545)	(21.545)
Total do patrimônio líquido	670.880	671.476
Total do passivo e patrimônio líquido	1.982.676	1.794.668

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

3. Demonstrações de Resultados

ENERGISA PARAÍBA - 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	1.505.803	1.031.335
Suprimento de energia elétrica	31.271	5.363
Disponibilidade do sistema elétrico	32.592	21.534
Receita de construção	94.893	123.570
Outras receitas	908	17.328
	1.665.467	1.199.130
Deduções à receita operacional		
ICMS faturado	348.688	235.077
PIS, Cofins e ISS	132.749	99.639
Taxa de fiscalização	1.613	-
Encargos setoriais - Bandeiras tarifárias	123.124	-
Outras (PEE, CDE, CCC e P&D)	74.303	15.182
	680.477	349.898
Receita operacional líquida	984.990	849.232
Despesas (receitas) operacionais		
Pessoal (inclui fundo de pensão)	81.724	76.189
Material	10.804	9.218
Serviços de terceiros	65.086	60.567
Energia elétrica comprada para revenda	407.405	408.984
Transporte de potência elétrica	70.594	33.795
Depreciação e amortização	43.114	40.111
Provisão para contingências /devedores duvidosos	(1.740)	15.474
Custo de construção	94.893	123.570
Outras despesas/receitas	17.878	12.326
	789.758	780.234
Resultado antes das receitas e despesas financeiras	195.232	68.998
Receita (Despesa) financeira		
Receitas de aplicações financeiras	9.796	12.591
Variação monetária e acréscimo moratório de energia vendida	24.387	16.271
Outras receitas financeiras	32.759	6.941
Encargos de dívidas - juros	(30.904)	(30.112)
Encargos de dívidas - variação monetária e cambial	(169.739)	(14.004)
(-) Transferência para ordens em curso	3.073	2.670
Marcação a mercado de derivativos	(38.832)	6.091
Instrumentos financeiros derivativos	64.682	2.423
Ajuste valor presente de ativos	(8.884)	3.111
Outras despesas financeiras	(31.893)	(16.521)
	(145.555)	(10.539)
Resultado antes dos impostos	49.677	58.459
Contribuição social e imposto de renda	15.130	(3.742)
Lucro líquido do período	64.807	54.717
Lucro líquido por ação do capital social - R\$	70,58	59,59

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

4. Demonstrações dos Fluxos de Caixa

ENERGISA PARAÍBA - 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	222.544	114.661
Caixa Gerado nas Operações	228.714	129.988
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social	49.677	58.459
Despesas com juros, variações monetárias e cambiais - líquidas	167.059	24.591
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	1.737	12.256
Depreciação e amortização	43.114	40.111
Provisão para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais	(3.477)	3.218
(Ganho) Perda na alienação de bens do imobilizado. e do intangível	4.738	(133)
Marcação a mercado das dívidas	(8.284)	-
Instrumentos financeiros derivativos	(64.682)	(2.423)
Marcação a mercado de derivativos	38.832	(6.091)
Variações nos Ativos e Passivos	(6.170)	(15.327)
(Aumento) diminuição de consumidores e concessionárias	(40.822)	6.827
Ativos regulatórios	31.227	-
(Aumento) diminuição de títulos de créditos a receber	(1.414)	14.929
(Aumento) diminuição de estoques	(1.146)	37
(Aumento) diminuição de tributos a recuperar	(742)	852
(Aumento) de caução e depósitos vinculados	(2.456)	(1.540)
(Aumento) de outros créditos	(8.163)	(6.508)
Aumento (diminuição) de fornecedores	9.334	(14.049)
Aumento (diminuição) de tributos e contribuições sociais	6.977	(4.484)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(16.989)	(3.829)
Aumento de obrigações estimadas	4.825	1.921
Aumento de encargos do consumidor a recolher	13.490	180
Aumento (diminuição) outras contas a pagar	7.058	(9.663)
Passivos regulatórios	(7.349)	-
Caixa Líquido Atividades de Investimento	(95.788)	(2.111)
Aplicações no intangível	(92.357)	(95.743)
Aplicações financeiras	(5.389)	87.690
Alienação de bens do imobilizado e intangível	1.958	5.942
Caixa Líquido Atividades de Financiamento	(110.006)	(94.607)
Novos empréstimos e financiamentos obtidos	95.014	35.777
Pagamentos de empréstimos, debêntures - principal	(141.736)	(36.445)
Pagamentos de empréstimos, debêntures - juros	(27.520)	(26.704)
Liquidação de instrumentos financeiros derivativos	29.639	(8.260)
Pagamento de dividendos	(65.403)	(58.975)
Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	16.750	17.943
Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	45.979	50.315
Saldo Final de Caixa e Equivalentes	62.729	68.258

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

Notas Explicativas

Energisa Paraíba - 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 Paraíba - Distribuidora de Energia S/A (“Companhia ou Energisa PB”), empresa integrante do GRUPO ENERGISA - é uma concessionária distribuidora de energia elétrica, que atua em 216 municípios no Estado da Paraíba, atendendo a 1.347.715 consumidores (informação não revisada pelos auditores independentes). A Companhia possui sede na cidade de João Pessoa, Estado da Paraíba e obteve registro de Companhia aberta na CVM em 29 de janeiro de 2010.

Em 15 de janeiro de 2001, foi outorgado à Energisa PB a distribuição de energia elétrica no Estado da Paraíba, pelo prazo de 30 anos. O contrato de concessão já foi homologado junto à ANEEL.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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 216 municípios do Estado da Paraíba, e sua demonstração de resultado reflete essa atividade.

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

a) Caixa e equivalente de caixa

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	31/01/2018	100,5% do CDI	31.153	18.069
				<u>31.153</u>	<u>18.069</u>
Caixas e bancos				31.576	27.910
Total caixa e equivalente de caixa				<u>62.729</u>	<u>45.979</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
ABC Brasil	CDB	20/9/2016	103,0% do CDI	2	2
Banrisul	Fundo de Investimento	-	91,67% do CDI	55	51
BES	CDB	05/05/2017 a 09/03/17	102,5% a 103,0% do CDI	15	14
BICBanco	CDB	10/02/2016 a 19/08/2016	98,0% a 108,0% do CDI	75	68
BMG	CDB	19/01/2015	100,0% do CDI	-	10
Bradesco	CDB	03/09/2015	90,0% do CDI	-	341
BTG Pactual	CDB	05/12/2015	101,0% do CDI	83	75
Caixa FI Energisa (4)	Fundo de Investimento	-	105,05% do CDI	5.075	106
Caixa Econômica Federal	Poupança	-	Poupança	87	87
Caixa FI Energisa (4)	NTNB	15/8/2050	SELIC	4.928	4
Bradesco	Poupança	-	Poupança	58	58
HSBC	CDB	19/7/2018	100,0% do CDI	554	666
Itaú	CDB	25/11/2015 a 17/06/2016	95,0% a 102,0% do CDI	107	99
Itaú	Debêntures (2)	24/11/2015 a 11/07/2016	90,0% a 102,0% do CDI	316	284
Itaú	Fundo de Investimento	-	66,37% do CDI	560	735
Nordeste	CDB	15/02/2019 a 30/08/2019	90,0% a 99,0% do CDI	27.366	31.009
Pine	CDB	08/02/2017	104,0% do CDI	218	199
Safra	Debentures (2)	19/8/2016	100,8% do CDI	30	28
FIM Zona da Mata (4)	Fundo de Investimento	-	125,11% do CDI	8.954	-
Votorantim	CDB	25/5/2016	99,5% do CDI	5	5
				<u>48.488</u>	<u>33.841</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	4.418	3.880
				<u>4.418</u>	<u>3.880</u>
Total aplicações no mercado aberto e recursos vinculados (3)				<u>52.906</u>	<u>37.721</u>
Circulante				21.122	8.731
Não circulante				31.784	28.990

(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\$33.949 (R\$37.610 em 31 de dezembro de 2014) referente recursos vinculados a empréstimos, leilões de energia e bloqueios judiciais.
- (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	Saldos vincendos ⁽¹⁾	Vencidos					30/09/2015	31/12/2014
		até 30 dias	de 31 a 90 dias	de 91 a 180 dias	de 181 a 360 dias	Há mais de 360 dias		
Residencial	31.348	26.429	8.590	4.947	142	38	71.494	45.482
Industrial	22.693	1.808	359	626	537	5.243	31.266	28.035
Comércio, serviços e outras atividades.	24.064	5.472	1.291	954	363	1.675	33.819	25.081
Rural	3.948	1.916	753	499	87	57	7.260	4.923
Poder Público:								
Federal	3.334	700	144	24	6	26	4.234	2.823
Estadual	5.341	1.121	231	39	9	38	6.779	4.517
Municipal	3.813	800	165	28	7	27	4.840	3.225
Iluminação pública	7.506	1.641	510	176	6	6	9.845	7.053
Serviço público	5.671	5.267	32	62	70	1	11.103	4.664
Subtotal - consumidores	107.718	45.154	12.075	7.355	1.227	7.111	180.640	125.803
Concessionárias ⁽²⁾	27.414	-	-	-	-	40	27.454	40
Fornecimento não faturado	35.537	-	-	-	-	-	35.537	52.192
Outros	213	-	-	-	-	733	946	664
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	-	(4.947)	(505)	(7.884)	(13.336)	(10.930)
Total	170.882	45.154	12.075	2.408	722	-	231.241	167.769
Curto prazo							230.572	167.729
Longo prazo							669	40

(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.

O saldo da conta de consumidores e concessionárias em 30 de setembro de 2015, inclui o registro dos valores referentes à comercialização de energia no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE no montante de R\$40 em 31 de dezembro de 2014. 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\$24.869 (R\$13.867 em 31 de dezembro de 2014), referente a aquisição de energia elétrica e aos encargos de serviços do sistema de R\$16.151 (R\$3.137 em 31 de dezembro de 2014), conforme demonstrados a seguir:

Composição dos créditos da CCEE	30/09/2015	31/12/2014
Créditos a vencer	27.412	-
Créditos vencidos (*)	40	40
(-) Aquisições de energia na CCEE	(24.869)	(13.867)
(-) Encargos de serviços do sistema	(16.151)	(3.137)
	(13.568)	(16.964)

(*) A Companhia possui provisão para crédito de liquidação duvidosa.

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 a 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	83.259	86.729
Ajuste a valor presente	(17.499)	(8.615)
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa (*)	(19.038)	(23.922)
	46.722	54.192
Circulante	35.485	34.397
Não circulante	11.237	19.795

(*) 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	19.038
2015	8.593
2016	10.181
2017	4.667
2018	3.343
2019	1.104
2020 em diante	18.834
Total	65.760

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	34.852	29.652
Provisões constituídas no período	6.537	9.532
Reversão de provisões no período	(9.015)	(4.332)
Saldo - final - circulante - 30/09/2015 e 31/12/2014	32.374	34.852
Cientes, consumidores e concessionárias	13.336	10.930
Títulos de créditos a receber	19.038	23.922

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

Clientes com débitos relevantes.

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

Para os demais casos:

- ✓ Consumidores residenciais - Vencidos há mais de 90 dias;
- Consumidores comerciais - Vencidos há mais de 180 dias;
- Consumidores industriais, rurais, poderes públicos, iluminação pública, serviços públicos e outros - Vencidos há mais 360 dias.
- Títulos de créditos a receber com parcelas vencidas há mais de 90 dias, são constituídas provisão dos valores vencidos e vincendos.

9 Tributos a recuperar

	30/09/2015	31/12/2014
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	20.830	22.532
Imposto de Renda Retido na Fonte	3.759	679
Imposto de Renda - IRPJ	23.497	18.541
Contribuição Social Sobre o Lucro - CSSL	8.510	3.846
Contribuição do PIS e COFINS	19.346	29.568
Outros	360	394
	76.302	75.560
Circulante	54.663	47.855
Não circulante	21.639	27.705

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.

A ANEEL através da Resolução Homologatória nº 1.938, de 25 de agosto de 2015, aprovou o reajuste tarifário da Companhia, em vigor desde 28 de agosto de 2015, cujo impacto tarifário médio percebido pelos consumidores foi um aumento de 10,79%.

Reajuste tarifário extraordinário:

A ANEEL, em reunião realizada em 27 de fevereiro de 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 3,8%.

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\$0,055 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, sendo a próxima revisão em agosto de 2017. 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 1.592 de 27 de agosto de 2013, aprovou o resultado da terceira revisão tarifária da Companhia, em vigor desde 28 de agosto de 2013, cujo impacto tarifário médio percebido pelos consumidores foi uma redução de 3,02%.

11 Ativos e passivos regulatórios

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

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

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

Ativos regulatórios	30/09/2015	31/12/2014
Itens da Parcela A (i)		
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	31.587	930
Programa Incentivo Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	-	832
Transporte de Energia Elétrica Rede Básica	5.330	6.016
Energia elétrica comprada para revenda	133.592	177.186
Itens financeiros		
Exposição de submercados	4.285	-
Outros itens financeiros	-	4.380
Total Ativo	174.794	189.344
Circulante	151.663	97.466
Não Circulante	23.131	91.878

Passivos regulatórios	30/09/2015	31/12/2014
Itens da Parcela A (i)		
Programa Incentivo Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	951	-
Encargo de serviços de sistema ESS (iii)	31.566	30.662
Sobrecontratação de energia (ii)	58.292	69.530
Itens financeiros		
CUSD	573	5.783
Exposição de submercados	-	1.815
Outros itens financeiros	26.836	-
Neutralidade da Parcela A	898	1.414
Total Passivo Regulatório	119.116	109.204
Circulante	106.795	39.891
Não Circulante	12.321	69.313
Saldo líquido dos ativos e passivos regulatórios	55.678	80.140

Efeito na demonstração do resultado	01/07/2015 a 30/09/2015	01/01/2015 a 30/09/2015
Receita operacional	(474)	(23.878)
Outras despesas financeiras	(12.014)	(584)
Total - resultado	(12.488)	(24.462)

(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) Repasse de sobrecontratação de energia (energia excedente)

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

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

(iii) Encargo de Serviço do Sistema - ESS

Representa um encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, que inclui os serviços auxiliares, prestados pelos usuários do Sistema 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 a partir do 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)	10.925	23.574
Ordens de serviço em curso - PEE e P&D	13.428	8.893
Ordens de serviço em curso - outros	373	1.388
Subvenção CDE - desconto tarifário (2)	27.154	26.642
Créditos com terceiros - Alienação de bens e direitos	1.731	1.303
Adiantamentos	1.329	144
Despesas pagas antecipadamente	1.095	914
Ressarcimento geradoras	14.073	-
Outros	304	1.126
Total	70.412	63.984
Circulante	55.049	62.480
Não circulante	15.363	1.504

Segue a movimentação do baixa renda e da subvenção CDE-desconto tarifário:

(1) Baixa Renda

	30/09/2015	31/12/2014
Saldo - inicial 31/12/2014 e 31/12/2013	23.574	13.053
Subvenção baixa renda	51.251	84.457
Ressarcimento Eletrobrás	(63.900)	(73.936)
Saldo- final - circulante -30/09/2015 e 31/12/2014	10.925	23.574

Esses créditos referem-se à subvenção da classe residencial baixa renda, 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.

Em outubro de 2015 foram recebidos o montante de R\$5.469 referente à subvenção baixa renda.

(2) Subvenção CDE - desconto tarifário

	30/09/2015	31/12/2014
Desconto tarifário subvenção Irrigante e Rural aplicados nas tarifas	125.271	83.845
Ressarcimento Eletrobrás	(99.178)	(57.203)
Atualização monetária	1.061	-
Total	27.154	26.642

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.

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 companhia espera receber da CDE no período de cinco 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 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 J.Q.M.J. 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 (EDEVP), 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⁾	Energia Elétrica comprada para revenda (Custo) ⁽²⁾	Comissão aval (Despesa financeira) ⁽³⁾	Saldo a receber (Consumidores e concessionárias)	Saldo a pagar (fornecedores)
ENERGISA S/A	18.013	-	5.818	-	1.889
EBO	-	-	-	15	245
30/09/2015	18.013	-	5.818	15	2.134
30/09/2014	17.191	1.608	4.694	-	-
31/12/2014	22.963	4.432	6.635	250	2.465

(1) Os serviços contratados junto a Controladora refere-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.

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

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

Remuneração dos Administradores:

No período findo em 30 de setembro 2015, a remuneração dos membros do Conselho de Administração foi de R\$1.671 (R\$982 em 30 de setembro de 2014) e da Diretoria foi de R\$1.122 (R\$965 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\$452 (R\$388 em 30 de setembro de 2014). Os encargos sociais sobre as remunerações totalizaram R\$456 (R\$507 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\$65 e R\$5 (R\$60 e R\$5 em 30 de setembro de 2014), respectivamente. A remuneração média no período de 2015 foi de R\$19 (R\$17 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\$9.280 (R\$8.721 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 diferenças temporárias, que estão registrados segundo as normas do CPC 32 e apresentado conforme normas do CPC 26.

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

Impostos diferidos reconhecidos no balanço:

	30/09/2015	31/12/2014
Ativo - diferenças temporárias		
Imposto de renda	148.052	112.270
Contribuição social sobre o lucro líquido	53.298	40.417
Total - não circulante	201.350	152.687
Passivo - diferenças temporárias		
Imposto de renda	29.960	19.166
Contribuição social	10.786	6.900
	40.746	26.066
Totais líquidos - ativos não circulantes	160.604	126.621

As diferenças temporárias são como segue:

	30/09/2015		31/12/2014	
	base de cálculo	IRPJ + CSSL	base de cálculo	IRPJ + CSSL
Ativo				
Créditos fiscais - ágio (1)	170.326	57.911	179.369	60.985
Provisão ajuste atuarial	63.279	21.515	67.802	23.052
Provisões para riscos	51.283	17.436	51.097	17.373
Provisão para crédito de liquidação duvidosa - PCLD	25.729	8.748	28.209	9.591
Outras provisões (PEE; P&D; honorários e outras)	38.470	13.079	30.475	10.362
Variações cambiais passivas	215.750	73.355	72.030	24.490
Ajuste a valor presente	17.499	5.950	8.615	2.929
Ativos regulatórios (CVA's)	(26.148)	(8.890)	-	-
Outras adições temporárias	9.869	3.355	11.482	3.905
Marcação a mercado - derivativo	(52.880)	(17.979)	(48.385)	(16.451)
IRPJ e CSSL sobre a parcela do VNR das contas a receber da concessão e atualizações:	(40.812)	(13.876)	(28.280)	(9.615)
Total - ativo não circulante	472.365	160.604	372.414	126.621

(1) O benefício fiscal do ágio está sendo amortizado pelo período remanescente de exploração da concessão, segundo a curva de rentabilidade projetada, conforme aprovado pela Resolução Autorizativa ANEEL nº 759 de 12 de dezembro de 2006.

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

Período	Realização dos créditos fiscais
2015	2.666
2016	10.563
2017	10.563
2018	10.463
2019	10.363
2020	10.363
2021 a 2024	105.624
Total	160.604

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	(31.793)	49.677	1.281	58.459
Alíquota fiscal combinada	34%	34%	34%	34%
Imposto de renda e da contribuição social calculadas às alíquotas fiscais combinadas	10.810	(16.890)	(436)	(19.876)
Ajustes:				
Itens permanentes:				
Redução do imposto de renda e adicionais (*)	9.122	30.779	6.086	15.402
Outros - exclusões permanentes (**)	640	1.241	107	732
Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o lucro	20.572	15.130	5.757	(3.742)
Alíquota efetiva		-	-	6,40%

(*) Os valores de redução do imposto de renda e adicionais - Incentivo SUDENE- auferidos no período findo em 30 de setembro de 2015 e 2014, foram registrados diretamente na demonstração de resultado do período na rubrica "imposto de renda e contribuição social corrente" de acordo com a Lei nº 11.638/07 e Medida Provisória nº 449/08.

(**) Referem-se basicamente a outros incentivos fiscais utilizados pela Companhia, como PAT (Programa de Alimentação do Trabalhador), Doações/Patrocínios Culturais, Lei 8.313/91 e Projetos Desportivos, Lei 11.438/2006.

A Companhia possui redução do imposto de renda e adicionais. Em dezembro de 2012 obteve aprovação do Ministério da Integração Social seu novo pedido de benefício fiscal de 75% para o período de 01 de janeiro de 2012 a 31 de dezembro de 2021 e o deferimento de seu pedido junto a Receita Federal - Despacho decisório nº 128 DRF/JPA de 23 de maio de 2013 e consiste na redução de até 75% do Imposto de Renda calculado sobre o lucro de exploração.

15 Contas a receber da concessão

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

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

A partir de 31 de dezembro de 2012 a Companhia passou a reconhecer o VNR - Valor novo de reposição, homologados pela ANEEL, dos ativos que compõe a concessão, corrigidos pela variação do IGPM. No período findo em 30 de setembro de 2015, foram reconhecidos em receita financeira - atualização do contas a receber da concessão - VNR o montante de R\$12.532. Esse direito está classificado como disponíveis para venda no não circulante.

Em 30 de setembro de 2015, o saldo dessa rubrica monta:

Movimentação	30/09/2015	31/12/2014
Ativo financeiro - 30/09/2015 e 31/12/2014	276.224	225.555
Adições no período/exercício (*)	37.823	45.523
Baixas no período/exercício	(1.877)	(1.916)
Ativo financeiro	312.170	269.162
Atualização contas a receber da concessão - VNR	12.532	7.062
Ativo financeiro custo corrigido- 30/09/2015 e 31/12/2014	324.702	276.224

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

16 Intangível e Imobilizado

	30/09/2015	31/12/2014
Intangível - Contrato de concessão	673.033	668.384
Imobilizado	11.169	12.410
Total	684.202	680.794

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	Transferências	Baixas (*)	Amortização/ Depreciação	Saldo 30/09/2015
Intangível em Serviço						
Custo	1.254.486	-	64.370	(7.034)	-	1.311.822
Amortização Acumulada	(494.761)	-	-	2.471	(47.973)	(540.263)
Subtotal	759.725	-	64.370	(4.563)	(47.973)	771.559
Em Curso	81.636	100.740	(64.370)	(39.861)	-	78.145
Total	841.361	100.740	-	(44.424)	(47.973)	849.704
(-) Obrigações Vinculadas a concessão						
Em Serviço						
Custo	192.254	-	3.583	-	-	195.837
Amortização Acumulada	(46.312)	-	-	-	(6.878)	(53.190)
Subtotal	145.942	-	3.583	-	(6.878)	142.647
Em Curso	27.035	12.610	(3.583)	(2.038)	-	34.024
Total das Obrigações Vinculadas a concessão	172.977	12.610	-	(2.038)	(6.878)	176.671
Total Intangível	668.384	88.130	-	(42.386)	(41.095)	673.033
Imobilizado em Serviço						
Custo:						
Edificações e benfeitorias	327	-	-	-	-	327
Máquinas e equipamentos	15.925	-	745	-	-	16.670
Veículos	120	-	-	-	-	120
Móveis e utensílios	12.172	-	54	-	-	12.226
Total do imobilizado em serviço	28.544	-	799	-	-	29.343
Depreciação acumulada:						
Edificações e benfeitorias	(103)	-	-	-	(8)	(111)
Máquinas e equipamentos	(8.152)	-	-	-	(1.606)	(9.758)
Veículos	(97)	-	-	-	(13)	(110)
Móveis e utensílios	(7.782)	-	-	-	(413)	(8.195)
Total Depreciação acumulada	(16.134)	-	-	-	(2.040)	(18.174)
Subtotal Imobilizado	12.410	-	799	-	(2.040)	11.169
Imobilizado em curso	-	799	(799)	-	-	-
Total do Imobilizado	12.410	799	-	-	(2.040)	11.169
Total Geral	680.794	88.929	-	(42.386)	(43.135)	684.202

(*) Do total das baixas realizadas no período findo em 30 de setembro de 2015 no montante de R\$42.386, R\$37.823 foi transferido para o contas a receber da concessão e R\$4.563 referem-se às 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, cedidas ou dada em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL nº 20/99, regulamenta a desvinculação da infraestrutura das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para sua desvinculação, quando destinados à alienação. Determina, também, que o produto da alienação seja depositado em conta bancária específica e os recursos reinvestidos na infraestrutura da própria concessão.

A amortização 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% (4,43% em 31 de dezembro de 2014).

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

Obrigações vinculadas à concessão:	30/09/2015	31/12/2014
Contribuições do consumidor (1)	81.755	73.948
Participação da União - recursos CDE (2)	140.117	140.117
Participação do Governo do Estado (2)	11.938	11.938
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	10.901	6.098
(-) Amortização acumulada	(53.190)	(46.312)
Total	191.521	185.789
Alocação:		
Contas a receber da concessão	14.850	12.812
Infraestrutura - Intangível em serviço	142.647	145.942
Infraestrutura - Intangível em curso	23.123	20.937
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	10.901	6.098
Total	191.521	185.789

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

(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.

A partir da segunda revisão tarifária periódica, ocorrida em agosto de 2009, as obrigações vinculadas a concessão (obrigações especiais) passaram a ser amortizadas pela taxa média de depreciação do ativo imobilizado da respectiva atividade em que tiverem sido aplicados os recursos das obrigações especiais.

Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente

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

Até 30 de setembro de 2015, o montante contabilizado naquela rubrica é de R\$10.901 (R\$6.098 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 foram:

Taxas de depreciação do ativo imobilizado	Taxas %
Edificações e benfeitorias	3,33%
Máquinas e equipamentos	15,98%
Veículos	14,29%
Móveis e utensílios	6,25%

17 Fornecedores

	30/09/2015	31/12/2014
Suprimento:		
CCEE	24.869	13.867
Contratos Bilaterais (1)	60.483	70.246
Encargos do serviço de sistema (1)	16.151	3.137
Conexão à rede (1)	395	325
Uso do sistema de distribuição (CUSD) (1)	541	810
Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS	4.262	4.660
Materiais, serviços e outros (2)	16.867	26.946
Total	123.568	119.991
Circulante	120.922	117.345
Não Circulante	2.646	2.646

(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		Total		Ref.
		Circulante	Não Circulante	30/09/2015	31/12/2014	
Em moeda nacional						
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios - Grupo Energisa III	675	-	61.000	61.675	61.591	
Eletrobrás - Luz para Todos - 1ª tranche	29	354	68	451	741	
Eletrobrás - Luz para Todos - 2ª tranche	74	520	920	1.514	1.939	
Eletrobrás - Luz para Todos - 3ª tranche	67	584	954	1.605	1.912	
Eletrobrás - Luz para Todos - 4ª tranche	58	324	1.446	1.828	2.093	
Eletrobrás - Luz para Todos - 5ª tranche	317	407	2.299	3.023	3.051	
Eletrobrás Luz para Todos - 6ª tranche	52	146	719	917	977	
Eletrobrás - Subtransmissão	5	1.220	-	1.225	5.830	
Eletrobrás - Devolução LPT	-	14.464	-	14.464	13.646	
Banco do Nordeste - Financ. Investimentos 2007/2008 (FNE)	22	9.782	6.819	16.623	23.773	
Banco do Nordeste - Financ. Investimentos 2008/2009 (FNE)	-	11.015	31.779	42.794	48.019	
Banco do Nordeste - Financ. Investimentos 2007/2008 (FAT)	-	2.227	2.021	4.248	6.071	
Banco ITAU BBA - BNDES FINEM	155	1.598	27.406	29.159	33.715	
Banco BNB - repasse BNDES	30	7.794	19.187	27.011	32.793	
Banco Itaú BBA - FINAME	118	4.605	31.890	36.613	36.546	
Banco Itaú CCB	-	-	-	-	40.269	
Parcelamento FUNASA	-	346	4.585	4.931	-	
Total em moeda nacional	1.602	55.386	191.093	248.081	312.966	
(-) custos de captação incorridos na contratação	-	(338)	(800)	(1.138)	(1.392)	
Em moeda estrangeira						
Banco Itaú BBA I	-	-	-	-	45.511	(1)
Banco Itaú BBA II	3.808	-	239.475	243.283	161.438	(1)
Citibank	249	79.458	183.629	263.336	106.309	(1)
(-) Marcação a Mercado das Dívidas	-	-	(8.284)	(8.284)	-	(2)
Total em moeda estrangeira	4.057	79.458	414.820	498.335	313.258	
Total	5.659	134.506	605.113	745.278	624.832	

Para garantia do pagamento das parcelas de curto prazo, a Companhia mantém aplicações financeiras no montante R\$31.784 (R\$28.990 em 31 de dezembro de 2014), registrados na rubrica, "recursos vinculados" no ativo circulante.

- (1) Os contratos de financiamentos junto ao Banco Itaú BBA e Citibank, possuem proteção de swap cambial e instrumentos financeiros derivativos (vide nota explicativa nº 25).
- (2) Estas operações estão sendo mensurada 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	Vencimento	Características da Operação		Custo da Dívida		TIR (Taxa efetiva de juros)	Ref
		Periodicidade Amortização	Garantias Reais	Indexador	Taxa 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	nov/16	mensal	Recebíveis		RGR 5,0%	3,75%	
Eletrobrás - Luz para Todos - 2ª tranche	abr/18	mensal	Recebíveis		RGR 5,0%	3,75%	
Eletrobrás - Luz para Todos - 3ª tranche	jul/19	mensal	Recebíveis		RGR 5,0%	3,75%	
Eletrobrás - Luz para Todos - 4ª tranche	out/20	mensal	Recebíveis		RGR 5,0%	3,75%	
Eletrobrás - Luz para Todos - 5ª tranche	jun/21	mensal	Recebíveis		RGR 5,0%	3,75%	
Eletrobrás - Luz para Todos - 6ª tranche	mar/22	mensal	Recebíveis		RGR 5,0%	3,75%	
Eletrobrás - Subtransmissão	mar/16	mensal	Recebíveis		RGR 5,0%	3,75%	
Eletrobrás - Devolução LPT	mar/16	mensal	Recebíveis		Selic Acumulada	9,47%	
Banco do Nordeste - Financ. Investimentos 2007-2008 (FNE)	jun/17	mensal	Recebíveis + Fundo Reserva	pré-fixado	7,8%	5,85%	(2)
Banco do Nordeste - Financ. Investimentos 2008-2009 (FNE)	jun/19	mensal	Recebíveis + Fundo Reserva	pré-fixado	8,1%	6,08%	(2)
Banco do Nordeste - Financ. Investimentos 2007-2008 (FAT)	jun/17	mensal	Recebíveis + Fundo Reserva	TJLP	+ 4,00%	7,88%	
Banco Itaú - repasse BNDES FINEM	dez/23	mensal	Aval Energisa S.A	TJLP	+ 3,50% a 8,90%	De 7,50% a 11,55%	
Banco do Nordeste - Repasse BNDES	jan/19	mensal	Aval Energisa S.A.	TJLP	+ 3,40% a 4,40%	De 7,43% a 8,18%	
Banco Itaú BBA - FINAME	até ago-2023	Mensal	Aval Energisa S.A.	TJLP	+ 2,50% a 10%	De 6,75% a 12,38%	
Parcelamento FUNASA	dez/29	Mensal	-		IPCA/INPC	De 5,30% a 5,77%	
Banco Itaú BBA II	abr/18	Anual após abr2017	Aval Energisa S.A	Dólar	+ 3,49%	39,80%	(1)
Citibank	set/17	Anual após set.2016	Aval Energisa S.A	Libor	+ 1,90%	38,81%	(1)

(1) Possui Swap.

(2) Considera Bônus de adimplemento 25% e 15% sobre juros, para investimentos no semiárido e fora do semiárido, respectivamente.

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%

Os financiamentos de longo prazo têm seus vencimentos assim programados:

	30/09/2015
2016	11.570
2017	264.799
2018	199.408
2019	85.952
Após 2019	43.384
Total	605.113

Seguem as movimentações ocorridas no período/exercício:

Descrição	30/09/2015	31/12/2014
Saldo em 31/12/2014 e 31/12/2013	624.832	531.735
Novos empréstimos e financiamentos obtidos	97.343	104.328
Encargos de dívidas - juros, variação monetária e cambial	200.643	69.846
Marcação a Mercado das Dívidas	(8.284)	-
Pagamento de principal	(141.736)	(50.516)
Pagamento de juros	(27.520)	(30.561)
Saldo em 30/09/2015 e 31/12/2014	745.278	624.832
Circulante	140.165	141.504
Não circulante	605.113	483.328

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

Contratos	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2017 em diante	Total
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios- Grupo Energisa III	24	97	386	507
Banco do Nordeste - Financ.Investimentos 2007-2008 (FNE)	28	110	54	192
Banco do Nordeste - Financ.Investimentos 2007-2008 (FAT)	7	28	14	49
Banco do Nordeste - Financ.Investimentos 2008-2009 (FNE)	26	104	260	390
	85	339	714	1.138

19 Tributos e Contribuições Sociais

	30/09/2015	31/12/2014
ICMS	37.665	29.609
Encargos sociais	2.085	2.293
IRPJ	27.036	21.766
CSSL	10.331	8.722
PIS / COFINS	25.414	30.410
IRRF	786	1.198
Outros	1.061	1.559
Total	104.378	95.557
Circulante	66.940	67.297
Não circulante	37.438	28.260

20 Provisão para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais

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

	Saldo inicial 31/12/2014	Provisões constituídas	Reversões de provisões	Atualização	Saldo final 30/09/2015
Trabalhistas	19.988	5.338	(5.740)	1.282	20.868
Cíveis	28.461	5.548	(8.101)	2.182	28.090
Fiscais	2.648	14	(536)	199	2.325
Total	51.097	10.900	(14.377)	3.663	51.283
Depósitos e cauções vinculados (*)	(8.392)				(5.680)

(*) A Companhia possui depósitos e cauções vinculados no ativo não circulante, no montante de R\$25.790 (R\$23.334 em 31 de dezembro de 2014) dos quais R\$20.110 (R\$14.942 em 31 de dezembro de 2014) não foram constituídas provisões para riscos pelo fato do prognóstico de ganho ser possível ou remoto.

No período findo em 30 de setembro de 2015 foram pagos o montante de R\$5.537 (R\$6.355 em 31 de dezembro de 2014), sendo de indenizações trabalhistas R\$4.043 (R\$2.548 em 31 de dezembro de 2014) e de indenizações cíveis R\$1.494 (R\$3.807 em 31 de dezembro de 2014).

Perdas prováveis:

Trabalhistas

A maioria dessas ações tem por objeto pedido de verbas contratuais/legais: horas extras, adicional de periculosidade, horas de sobreaviso, FGTS, bem como a responsabilidade subsidiária em relação às verbas referentes aos contratos de trabalho firmados entre as empresas prestadoras de serviços e seus empregados.

Cíveis

Nos processos cíveis discutem-se principalmente processos onde se discute indenizações por danos morais/materiais e reclamações de consumidores (cobrança por irregularidade, reclamação de consumo, suspensão de fornecimento, danos elétricos/queima de equipamentos, entre outros).

Fiscais

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

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

Perdas possíveis:

A Companhia possui processos de naturezas trabalhistas, cíveis e fiscais em andamento em um montante total de R\$372.520 (R\$315.922 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

Ações judiciais de natureza trabalhistas no montante R\$24.526 (R\$19.826 em 31 de dezembro de 2014).

O aumento no valor envolvido para o contencioso trabalhista está relacionado à entrada de 69 processos, no período 01/01/2015 a 30/09/2015, dentre os quais 01 processo possui um valor envolvido de R\$2.000, (Ação Civil Pública), tendo os demais processos pleitos relacionados a horas extras, de adicional de periculosidade, horas de sobreaviso, indenizações por danos decorrentes de acidente de trabalho, bem como a responsabilidade

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

Cíveis

Ações judiciais de natureza cível, no montante de R\$92.812 (R\$88.733 em 31 de dezembro de 2014).

O aumento no valor envolvido, está relacionado à entrada de 502 processos, no período, que têm majoritariamente os seguintes objetos: (i) revisão ou o cancelamento de faturas de energia elétrica em razão da incerteza de seu valor; (ii) indenizações por danos materiais e morais decorrentes da suspensão do fornecimento de energia elétrica por falta de pagamento, por irregularidades nos aparelhos de medição, de variações de tensão elétrica, ou de falta momentânea de energia; e (iii) multas regulatórias originárias de procedimentos de fiscalização do poder concedente que encontram-se em processo de defesa administrativa.

Fiscais

Ações de natureza fiscal e tributária no montante de R\$255.182 (R\$207.363 em 31 de dezembro de 2014) referem-se basicamente aos seguintes objetos: (i) ICMS incidente sobre a demanda de energia; (ii) compensação e aproveitamento de créditos de ICMS; (iii) diferencial de alíquota; e (iv) imposto de renda e contribuição social sobre o lucro, leilão de energia, entre outros.

Incremento no montante de R\$44.819 refere-se, basicamente a alterações de prognósticos efetuados pelos consultores jurídicos em processo onde se discute o recolhimento de ICMS.

21 Patrimônio Líquido

21.1 Capital Social

O capital social, subscrito e integralizado é de R\$487.457 (R\$461.424 em 31 de dezembro de 2014) está representado por 918.160 ações ordinárias, todas nominativas sem valor nominal.

Em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 30 de abril de 2015, foi aprovado o aumento de capital da Companhia em R\$26.033, sem emissão de novas ações, mediante capitalização do saldo da reserva de lucros - Incentivo Fiscal - Redução de Imposto de Renda, passando o capital social para R\$487.457.

Independentemente de modificação estatutária, o capital social poderá ser aumentado até o limite de 6.000.000 de ações, sendo até 4.092.176.000 em ações ordinárias e até 1.907.824.000 em ações preferenciais.

21.2 Dividendos

Em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 30 de abril de 2015, foi aprovado o pagamento de dividendos adicionais propostos da Companhia, relativos ao exercício de 2014, no montante de R\$28.931, conforme segue: (i) em 19 de janeiro de 2015, o valor de R\$15.900 (R\$17,31724318 por ação ordinária); e (ii) em 02 de abril de 2015, o valor de R\$13.031 (R\$14,19221178 por ação ordinária).

O Conselho de Administração aprovou em 28 de maio de 2015, a distribuição de dividendos intercalares à conta dos resultados apurados até 31 de março do corrente exercício, no montante de R\$6.472 (R\$7,04894892 por ação ordinária), pagos no dia 03 de junho de 2015.

Em reunião extraordinária do Conselho da Administração no dia 29 de julho de 2015, foi aprovado a distribuição de dividendos intercalares à conta do lucro líquido do primeiro semestre do exercício 2015, apurado no balanço de 30 de junho de 2015, levantado pela Companhia no montante de R\$41.569. Os pagamentos foram efetuados em 26 e 27 de agosto de 2015, nos valores de R\$25.000 (R\$27,2284 por ação ordinária) e R\$5.000 (R\$5,4457 por ação ordinária), respectivamente. O montante de R\$11.569 será pago até 31 de dezembro de 2015.

22 Receita operacional

	30/09/2015				30/09/2014			
	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	1.106.629	1.200.584	232.301	725.075	1.068.492	1.156.639	155.546	497.780
Industrial	4.413	389.426	59.578	175.104	4.495	474.398	45.499	130.944
Comercial	93.890	537.078	103.574	318.174	93.025	512.809	66.721	212.572
Rural	124.845	198.982	27.898	84.202	120.537	191.204	16.823	55.496
Poder Público:								
Federal	623	42.809	13.435	41.171	613	41.790	9.210	28.414
Estadual	3.261	58.343	10.653	32.661	3.207	56.956	7.302	22.540
Municipal	12.059	73.482	7.072	21.671	11.859	71.735	4.847	14.955
Iluminação Pública	687	189.877	35.104	76.254	659	170.298	13.945	39.977
Serviço Público	1.041	147.761	11.679	48.145	1.022	161.613	12.561	37.603
Consumo Próprio	247	3.312	-	-	239	3.268	-	-
Subtotal	1.347.695	2.841.654	501.294	1.522.457	1.304.148	2.840.710	332.454	1.040.281
Receita de Remuneração dos Ativos da Concessão	-	-	5.440	15.732	-	-	4.167	12.189
Suprimento	-	109.270	28.692	31.271	-	36.866	(6.663)	5.363
Fornecimento não faturado (líquido)	-	(68.421)	(7.370)	(16.654)	-	(41.313)	2.233	(8.946)
Disponibilização do sistema de transmissão e de distribuição	20	-	11.569	32.592	19	-	6.394	21.534
Receita de Construção (1)	-	-	26.839	94.893	-	-	57.734	123.570
Ativos e Passivos Regulatórios (2)	-	-	(474)	(23.878)	-	-	-	-
Outras receitas operacionais	-	-	3.078	9.054	-	-	1.913	5.139
Total - Receita Operacional Bruta	1.347.715	2.882.503	569.068	1.665.467	1.304.167	2.836.263	398.232	1.199.130
Deduções da Receita Operacional								
ICMS	-	-	114.199	348.688	-	-	74.903	235.077
PIS	-	-	7.925	23.619	-	-	5.701	17.747
COFINS	-	-	36.502	108.791	-	-	26.258	81.743
ISS	-	-	114	339	-	-	52	149
Taxa de Fiscalização	-	-	1.613	1.613	-	-	-	-
Programa de Eficiência Energética - PEE	-	-	1.490	4.452	-	-	1.145	3.667
Conta de Desenvolvimento Energia CDE	-	-	34.067	60.596	-	-	1.157	3.112
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento- P&D	-	-	1.490	4.452	-	-	1.145	3.667
Excedentes de Bandeiras Tarifárias	-	-	45.526	123.124	-	-	-	-
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	-	-	1.480	4.803	-	-	1.683	4.736
Total - deduções da receita operacional	-	-	244.406	680.477	-	-	112.044	349.898
Total Receita Operacional Líquida	1.347.715	2.882.503	324.662	984.990	1.304.167	2.836.263	286.188	849.232

(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 Custo de Energia Elétrica Comprada para Revenda

	MWH (***)		Energia elétrica comprada p/revenda			
			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
	30/09/2015	30/09/2014	30/09/2015	30/09/2015	30/09/2014	30/09/2014
Energia de leilão	1.640.420	1.452.357	88.155	306.082	107.023	281.486
Energia bilateral	328.371	328.371	23.108	65.532	20.110	59.833
Cotas de Angra REN 530/12	113.759	113.301	6.388	19.071	5.633	16.909
Energia de curto prazo - CCEE	7.648	226.024	29.008	130.858	21.899	222.242
Cotas Garantia Física-Res. Homol. ANEEL 1410 - Anexo I	1.252.221	1.151.226	15.975	41.416	12.007	36.976
Programa incentivo fontes alternativas energia - PROINFA	63.910	65.433	5.369	16.107	5.755	17.265
Ressarcimento pela exposição térmica (*)		-	-	(25.742)	(39.230)	(190.516)
Reembolso do Fundo CDE - bandeira tarifária (**)		-	(35.956)	(115.944)	-	-
(-) Parcela a compensar crédito PIS/COFINS não cumulativo		-	(9.765)	(29.975)	(12.307)	(35.211)
Total	3.406.329	3.336.712	122.282	407.405	120.890	408.984

(*) 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\$25.742 (R\$144.838 em 30 de junho de 2014).

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

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

(**) 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\$115.944, como redutor de energia comprada, e R\$123.124 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	(1.755)
Fevereiro	Despacho 829 de 30 de março de 2015	(716)
Março	Despacho 1356 de 4 de maio de 2015	(948)
Abril	Despacho 1743 de 29 de maio de 2015	1.759
Maio	Despacho 2131 de 30 de junho de 2015	5.097
Junho	Despacho 2440 de 29 de julho de 2015	3.157
Julho	Despacho 3386 de 06 de outubro de 2015	1.477
Agosto	Despacho 3387 de 06 de outubro de 2015	(1.594)
Setembro	Valor a ser homologado	(13.657)
Total		(7.180)

Sobre esses montantes foram registrados encargos de 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, consequentemente, 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	209	410
Responsabilidade Civil Geral	23/11/2015	50.600	316	316
Frota- Danos Materiais e Corporais a Terceiros	23/10/2016	Até R\$ 360 mil/veículo	182	231
Vida em Grupo - Morte e Acidentes pessoais	31/12/2015	91.062	404	404
			1.111	1.361

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, equipamentos móveis, alagamento/inundação, pequenas obras de engenharia, despesas extraordinárias, inclusão / exclusão de bens e locais, erros e omissões.

Responsabilidade Civil Geral

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

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	62.729	62.729	45.979	45.979
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	52.906	52.906	37.721	37.721
Clientes	231.241	231.241	167.769	167.769
Títulos de créditos a receber	46.722	46.722	54.192	54.192
Conta a receber da concessão	324.702	324.702	276.224	276.224
Ativos regulatórios	174.794	174.794	189.344	189.344
Instrumentos financeiros derivativos	64.886	64.886	48.385	48.385

PASSIVO	30/09/2015		31/12/2014	
	Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Fornecedores	123.568	123.568	119.991	119.991
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	745.278	745.278	624.832	624.832
Instrumentos financeiros derivativos	20.290	20.290	-	-
Passivos regulatórios	119.116	119.116	109.204	109.204

Em atendimento à Instrução CVM nº 475/2008 e à Deliberação nº 604/2009, a descrição dos saldos contábeis e do valor justo dos instrumentos financeiros incluídos no balanço patrimonial em 30 de setembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014, estão identificadas a seguir:

Não derivativos - classificação e mensuração

Empréstimos e recebíveis

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

Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados

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

Ativos financeiros disponíveis para venda

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

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

Passivos financeiros pelo custo amortizado

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

Empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas - Os instrumentos financeiros estão classificados como passivos financeiros ao custo amortizado. Os valores contábeis dos empréstimos e financiamentos vinculados aos investimentos, obtidos em moeda nacional, junto a Eletrobrás, BNB, 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 o 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\$8.284 e reconhecido no resultado financeiro no mesmo momento em que o valor justo de “swap” de taxa de juros era reconhecido no resultado.

- **Incertezas**

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

- **Administração financeira de risco**

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

	30/09/2015	31/12/2014
Dívida (a)	745.278	624.832
Caixa e equivalentes de caixa	(62.729)	(45.979)
Dívida Líquida	682.549	578.853
Patrimônio Líquido (b)	670.880	671.476
Índice de endividamento líquido	1,02	0,86

(a) A dívida é definida como empréstimos, 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 e as reservas da companhia, gerenciados como capital.

a) Risco de liquidez

A administração, através do fluxo de caixa projetado, programa suas obrigações que geram passivos financeiros ao fluxo de seus recebimentos ou de fontes de financiamentos de forma a garantir o máximo possível à 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	-	120.922	-	-	-	2.646	123.568
Empréstimos financiamentos, encargos de dívidas	11,81%	56.139	123.648	509.062	177.383	25.669	891.901
Total		177.061	123.648	509.062	177.383	28.315	1.015.469

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 da Companhia vem seguindo as regras e princípios estabelecidos na política.

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

Exposição a riscos de crédito

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

	30/09/2015	31/12/2014
Caixa e equivalente de caixa	62.729	45.979
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	52.906	37.721
Clientes	231.241	167.769
Títulos de créditos a receber	46.722	54.192
Conta a receber da concessão	324.702	276.224
Ativos regulatórios	174.794	189.344
Instrumentos financeiros derivativos	64.886	48.385

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, Banco do Nordeste 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 e de emissões da Companhia em 30 de setembro de 2015 de R\$746.416 (R\$626.224 em 31 de dezembro de 2014), R\$498.335 (R\$313.258 em 31 de dezembro de 2014) estão representados em dólares:

- (i) US\$ 61,2 milhões de empréstimo com o Banco Itaú BBA (US\$ 60,2 milhões de principal); e
- (ii) US\$ 66,2 milhões de empréstimo com o Citibank (US\$66,2 milhões de principal)

Os empréstimos têm vencimento de longo prazo, 28 de maio de 2019, e custo de até variação cambial mais 4,11% ao ano.

No balanço patrimonial de 31 de dezembro de 2014 apresenta no ativo circulante R\$8.901 e em setembro de 2015 no não circulante R\$64.886 (R\$39.484 em 31 de dezembro de 2014) e no passivo circulante R\$20.290, a título de marcação a mercado e 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 poderá implicar no aumento dos valores ora contabilizados.

A Administração da Companhia está atenta aos movimentos de mercado, de forma que estas operações poderão ter sua proteção reestruturada, a depender do comportamento do câmbio (R\$/US\$), no que diz respeito à volatilidade e patamar de estabilização.

Operação	Notional (USD)	Custo Financeiro (ao ano)	Vencimento	Limitador	Designação Hedge Accounting
Loan 4131 Citibank x EPB 2 P. Ativa P. Passiva	40.000	Libor + 1,89% 101,00% CDI	21/09/2017	3,3660 (Set/16) 3,1975 (Set/17)	Não aplicável
Loan 4131 Itaú BBA x EPB 3 P. Ativa P. Passiva	60.277	VC + 4,105% 108,95% CDI	17/04/2018	3,11 (Abr/17) 3,30 (Abr/18)	Não aplicável
Loan 4131 Citibank x EPB 4 P. Ativa P. Passiva	5.500	Libor + 1,88% CDI + 1,80%	27/02/2019	-	Fair Value Hedge
Loan 4131 Citibank x EPB 5 P. Ativa P. Passiva	20.720	Libor + 1,71% CDI + 1,85%	28/05/2019	-	Fair Value Hedge

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

Derivativos	Valor de Referência		Descrição	Valor Justo	
	30/09/2015	31/12/2014		30/09/2015	31/12/2014
Swap com Opções	234.600	235.098	Posição Ativa		
			Moeda Estrangeira- USD e LIBOR	391.384	320.737
			Posição Passiva		
			Taxa de Juros CDI	(245.905)	(242.930)
			Opções de Moeda Estrangeira - USD	(114.924)	(29.422)
Posição Total			30.555	48.385	

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

Fair Value Hedge	Valor de Referência		Descrição	Valor Justo	
	30/09/2015	31/12/2014		30/09/2015	31/12/2014
Dívida (Objeto de Hedge)*	80.785		Moeda Estrangeira	(96.126)	
Swap Cambial (Fair Value Hedge)	80.785	-	Posição Ativa		
			Moeda Estrangeira- USD e LIBOR	99.297	-
			Posição Passiva		
			Taxa de Juros CDI	(85.256)	-
			Posição Total		
Posição Líquida Dívida + Swap			(82.085)		

(*) 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 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 e a Deliberação nº 604/2009, 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	Cenário II	Cenário III
			(Provável) (*)	(Deterioração de 25%)	(Deterioração de 50%)
Instrumentos financeiros - Empréstimos					
Swap com Opções	-		51.225	(33.838)	(118.910)
Posição Ativa					
Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	391.384		340.159	425.222	510.295
Posição Passiva					
		Alta USD			
Taxa de Juros CDI	(245.906)		(245.906)	(245.906)	(245.906)
Opções de Moeda Estrangeira - USD	(114.923)		(90.385)	(178.312)	(272.034)
Subtotal	30.555		3.868	1.004	(7.645)
Líquido	30.555		55.093	(32.834)	(126.555)
Instrumentos financeiros - Empréstimos					
Swap Cambial	-		20.321	575	(19.173)
Posição Ativa					
Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	99.297	Alta USD	78.976	98.722	118.470
Posição Passiva					
Taxa de Juros CDI	(85.256)		(85.256)	(85.256)	(85.256)
Subtotal	14.041		(6.280)	13.466	33.214
Líquido	14.041		14.041	14.041	14.041
Total Geral	44.596		69.134	(18.793)	(112.514)

(*) 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, o que é refletido no valor presente positivo de R\$69.134 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%, observaríamos períodos de ultrapassagem de alguns dos limitadores atualmente vigentes, levando a valor presente negativo de R\$18.793 e R\$112.514.

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 FNE = 8% 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	84.059	Alta do CDI	2.780	3.434	4.073
Instrumentos financeiros passivos:					
Swap	(498.335)	Alta do CDI	(16.876)	(21.095)	(25.314)
	(76.139)	Alta do CDI	(2.578)	(3.185)	(3.778)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	(60.419)	Alta da TJLP	(959)	(1.192)	(1.422)
	(59.416)	Alta do FNE	(1.393)	(1.726)	(2.054)
Subtotal (**)	(694.309)		(21.806)	(27.198)	(32.568)
Total	(610.250)		(19.026)	(23.764)	(28.495)

(*) 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\$52.107.

Hierarquia de valor justo

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

Os diferentes níveis foram assim definidos:

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

Instrumentos financeiros	Nível	30/09/2015	31/12/2014
Ativos			
Caixa e equivalente de caixa	2	62.729	45.979
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	2	52.906	37.721
Clientes	2	231.241	167.769
Títulos de créditos a receber	2	46.722	54.192
Instrumentos financeiros derivativos	2	64.886	48.385
Contas a receber da concessão	3	324.702	276.224
Ativos regulatórios	3	174.794	189.344

26 Benefícios a empregados

a) Plano de suplementação de aposentadoria

Plano de benefício definido

O plano de benefícios previdenciários (Funasa) mantido pela Companhia na modalidade de benefício definido, regularmente apresentava déficit atuarial.

Na busca do equacionamento desse plano a Administração apresentou e conseguiu aprovação junto a Secretaria de Previdência Privada das seguintes alterações dos referidos planos:

1. Fechamento do Plano de Benefício Definido (BD) para novos participantes;
2. Criação do Plano Saldado (PS) para o qual poderão migrar os atuais participantes ativos; e
3. Criação do Plano de Contribuição Definida (CD) para o qual poderão migrar todos os atuais participantes ativos que tenham migrado concomitantemente para o plano (PS).

Os participantes que optaram pela migração para o plano (PS) fazem jus, quando de sua aposentadoria, de um benefício proporcional que foi calculado com base nas reservas matemáticas apuradas na data de migração e serão reajustadas até a data da concessão dos benefícios. O total dos benefícios proporcionais apurados no momento da implantação do plano foi objeto de contrato de assunção pela patrocinadora Energisa PB com o respectivo fundo patrocinado - Funasa. Em função de sua característica, o plano (PS) não será objeto de contribuições mensais dos participantes ou patrocinadoras, sendo que qualquer eventual desequilíbrio atuarial deverá ser suportado pela patrocinadora.

A Companhia firmou com a Funasa contrato de assunção de dívida em 31 de julho de 2015 no montante de R\$4.994, correspondente ao valor dos recursos necessários para equacionar o déficit técnico e à capitalização das demais insuficiências de reservas matemáticas do Plano Saldado Funasa - PSF. O valor da dívida foi parcelado em 173 parcelas de R\$29 (Tabela SAC com juros apurado e pagos mensalmente), caso os juros sejam inferiores a taxa atuarial, será utilizado a taxa atuarial para cálculo da parcela mensal a ser paga.

Plano de contribuição definida

A Companhia possui plano de contribuição definida após a reestruturação apresentada acima.

O plano (CD) se caracteriza por serem conhecidos os valores das contribuições, sendo que o valor dos benefícios dependerá do acúmulo da poupança realizada pelos participantes e pela patrocinadora e dos resultados financeiros obtidos dos investimentos realizados pelos administradores do plano. Dessa forma, o plano nessa modalidade não gera para a patrocinadora, passivos em razão de desequilíbrio atuarial.

No período findo em 30 de setembro de 2015 a despesa de patrocínio a esses planos foi de R\$8.413 (R\$6.419 em 30 de setembro de 2014).

b) Plano de saúde

A Companhia participa do custeio de planos de saúde a seus empregados, administrados por operadoras reguladas pela ANS. No caso de rescisão e ou aposentadoria, os empregados podem permanecer no plano desde que assumam a totalidade do custeio, não cabendo a Companhia, qualquer vínculo e ou obrigação pós-emprego com esses empregados.

No período findo em 30 de setembro de 2015 as despesas com o plano de saúde foram de R\$2.947 (R\$2.374 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 - reais mil						
Vigência	2015	2016	2017	2018	2019	Após 2019
2015 a 2048	142.440	588.618	590.194	577.056	613.967	8.743.932

Os valores relativos aos contratos de compra de energia, com vigência de 8 a 30 anos, representam o volume contratado pelo preço corrente no final de setembro de 2014, e foram homologados pela ANEEL.

(*) Não estão incluídos os valores referentes à Quota do Proinfa e de Itaipu.

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	37.823	45.523
Atualização do contas a receber da concessão - VNR	12.532	7.062
Fornecedores	4.369	10.126
Atividades de investimentos		
Imobilizado e intangível	6.698	23.407
Atividades de financiamento		
Empréstimos e financiamentos	2.329	13.281
Capitalização de reservas	26.033	35.619

29 Eventos subsequentes

Empréstimo:

. Contratação de empréstimo nos termos da Lei nº 4.131 de 03 de setembro de 1962, celebrado com o Bank of America Merrill Lynch, no montante de R\$39.350, com vencimento em 20 de outubro de 2016, com taxa de juros anual equivalente a CDI + 1,40% a.a.

Relatório sobre a revisão de informações trimestrais

Aos Acionistas, Conselheiros e Administradores da
Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S.A.
João Pessoa - PB

Introdução

Revisamos as informações financeiras intermediárias da Energisa Paraíba - 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.

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