



Energisa Sergipe | Resultados do 1º trimestre de 2015

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

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

1 Perfil do negócio e destaques econômico-financeiros

A Energisa Sergipe é uma distribuidora de energia elétrica que atende a mais de 715 mil clientes e uma população de 1,8 milhão de habitantes em 63 municípios do Estado de Sergipe, em uma área de 17.465 Km².

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

Descrição	1T15	1T14	Variação %
Resultados - R\$ milhões			
Receita Operacional Bruta	329,1	265,4	+ 24,0
Receita Operacional Bruta, sem receita de construção	314,6	248,9	+ 26,4
Receita Operacional Líquida	228,6	189,0	+ 21,0
Receita Operacional Líquida, sem receita de construção	214,1	172,5	+ 24,1
Resultado antes das Receitas e Despesas Financeiras (EBIT)	35,8	20,5	+ 74,6
EBITDA	48,2	32,4	+ 48,8
EBITDA Ajustado	51,4	35,1	+ 46,4
Resultado financeiro	(63,0)	5,6	-
Lucro Líquido	(4,0)	19,5	-
Indicadores Financeiros - R\$ milhões			
Ativo Total	1.461,2	1.130,4	+ 29,3
Caixa / Equivalentes de Caixa / Aplicações Financeiras	92,4	82,9	+ 11,5
Patrimônio Líquido	362,3	365,8	- 1,0
Endividamento Líquido	709,6	525,0	+ 35,2
Indicadores Operacionais			
Número de Consumidores Cativos (mil)	715,4	687,9	+ 4,0
Vendas de energia a consumidores cativos (GWh)	659,5	646,9	+ 1,9
Energia Elétrica Total Distribuída (GWh)	940,3	882,9	+ 6,5
Perdas de Energia (% últimos 12 meses)	8,97	9,08	- 0,11 p.p
Indicadores Relativos			
EBITDA Ajustado / Receita Líquida (%)	22,5	18,6	+ 3,9 p.p
Endividamento líquido / EBITDA Anualizado 12 meses (vezes)	3,5	3,7	- 5,4

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

2 Desempenho financeiro

2.1 Receita operacional bruta e líquida

No 1T15, a Energisa Sergipe apresentou receita operacional bruta, sem a receita de construção que é atribuída margem zero, de R\$ 314,6 milhões, ante R\$ 248,9 milhões registrados em igual trimestre do ano passado, um aumento de 26,4% (R\$ 65,7 milhões). A receita operacional líquida, também deduzida da receita de construção, cresceu 24,1% (R\$ 41,6 milhões), para R\$ 214,1 milhões, no período.

A composição da receita líquida é a seguinte:

Receita por Classe de Consumo Valores em R\$ milhões	Trimestre		Variação	
	1T15	1T14	%	R\$ milhões
(+) Receita de energia elétrica (mercado cativo)	287,6	235,5	+ 22,1	+ 52,1
✓ Residencial	140,9	112,0	+ 25,8	+ 28,9
✓ Industrial	29,4	23,4	+ 25,6	+ 6,0
✓ Comercial	71,6	60,4	+ 18,5	+ 11,2
✓ Rural	8,6	9,2	- 6,5	- 0,6
✓ Outras classes	37,1	30,5	+ 21,6	+ 6,6
(+) Suprimento de energia elétrica	16,8	7,5	+ 124,0	+ 9,3
(+) Fornecimento não faturado líquido	(0,7)	(7,8)	- 91,0	+ 7,1
(+) Disponibilidade do sistema elétrico	10,4	9,3	+ 11,8	+ 1,1
(+) Receitas de construção	14,5	16,5	- 12,1	- 2,0
(+) Outras receitas	0,5	4,4	- 88,6	- 3,9
(=) Subtotal 1 - Receita bruta	329,1	265,4	+ 24,0	+ 63,7
(-) Impostos sobre vendas	(91,6)	(72,8)	+ 25,8	- 18,8
(-) Encargos setoriais	(8,9)	(3,6)	+ 147,2	- 5,3
(=) Subtotal 2 - Receita líquida	228,6	189,0	+ 21,0	+ 39,6
(-) Receitas de construção	14,5	16,5	- 12,1	- 2,0
(=) Total - Receita líquida, sem receitas de construção	214,1	172,5	+ 24,1	+ 41,6

2.2 Ambiente regulatório - revisão tarifária

2.2.1 Bandeiras tarifárias

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

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

2.2.2 Revisão tarifária extraordinária

A Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica), em reunião realizada em 27/02/2015, deliberou por conceder revisão tarifária extraordinária (RTE) para a Energisa Sergipe, cujo efeito médio a ser percebido pelos consumidores foi de 8,0% a partir de 02/03/2015. Adicionalmente, em 22 de abril de 2015, foi concedido à Energisa Sergipe reajuste nas suas tarifas de energia elétrica, com efeito médio de 13,26% percebido pelos consumidores.

A Energisa Sergipe recebeu o montante de R\$ 26,0 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 Sergipe 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\$ 2,0 milhões. O valor foi registrado pela Companhia como receita de venda de energia.

2.3 Despesas operacionais

No 1T15, as despesas operacionais totalizaram R\$ 192,8 milhões, crescimento de 14,4% (R\$ 24,3 milhões) em relação ao 1T14. Desse total, o crescimento das despesas controláveis foi R\$ 2,3 milhões. As despesas não controláveis de compra de energia elétrica e transporte também apresentaram evolução de R\$ 20,6 milhões no trimestre, um incremento de 19,2%, decorrente da elevação dos custos da energia elétrica comprada em função da hidrologia desfavorável no país.

A composição das despesas operacionais pode ser assim demonstrada:

Composição das despesas operacionais (R\$ milhões)	Trimestre		Variação	
	1T15	1T14	%	R\$ milhões
1 - Despesas controláveis	32,8	30,5	+ 7,5	+ 2,3
1.1 Pessoal (inclui fundo de pensão)	19,2	17,6	+ 9,1	+ 1,6
1.2 Material	2,0	1,5	+ 33,3	+ 0,5
1.3 Serviços de terceiros	11,6	11,4	+ 1,8	+ 0,2
2 - Despesas não controláveis (compra de energia e transporte)	128,0	107,4	+ 19,2	+ 20,6
3 - Depreciação e amortização	12,4	11,9	+ 4,2	+ 0,5
4 - Provisões contingências e devedores duvidosos	1,0	(0,8)	-	+ 1,8
5 - Outras despesas/receitas	4,1	3,0	+ 36,7	+ 1,1
Subtotal	178,3	152,0	+ 17,3	+ 26,3
6 - Custo de construção (*)	14,5	16,5	- 12,1	- 2,0
Total	192,8	168,5	+ 14,4	+ 24,3

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

2.4 Lucro líquido e geração de caixa

No 1T15, a Energisa Sergipe registrou prejuízo líquido de R\$ 4,0 milhões, contra o lucro líquido de R\$ 19,5 milhões no 1T14. Esse desempenho no trimestre deve-se, principalmente, ao resultado financeiro líquido decorrente da variação cambial e da marcação a mercado dos derivativos, que reflete o valor presente dos mecanismos de proteção cambial. A geração operacional de caixa (EBITDA ajustado), entretanto, atingiu R\$ 51,4 milhões no período, ante os R\$ 35,1 milhões no 1T14, incremento de 46,4%.

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		
	1T15	1T14	Var. %
(=) Lucro Líquido	(4,0)	19,5	-
(-) Contribuição social e imposto de renda	23,2	(6,6)	-
(-) Resultado financeiro	(63,0)	5,6	-
(-) Depreciação e amortização	(12,4)	(11,9)	+ 4,2
(=) Geração de caixa (EBITDA)	48,2	32,4	+ 48,8
(+) Receita de acréscimos moratórios	3,2	2,7	+ 18,5
(=) Geração ajustada de caixa (EBITDA Ajustado)	51,4	35,1	+ 46,4
Margem do EBITDA Ajustado (%)	22,5	18,6	+ 3,9 p.p

2.5 Resultado financeiro

O resultado financeiro (receitas financeiras menos despesas financeiras) no 1T15 representou uma despesa financeira líquida de R\$ 63,0 milhões, contra uma receita financeira de R\$ 5,6 milhões registrados em igual período do ano passado. Esse resultado decorre da variação cambial e da marcação a mercado dos derivativos, o que reflete o valor presente dos mecanismos de proteção cambial.

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

Descrição Valores em R\$ milhões	31/03/2015	31/12/2014
Curto Prazo	231,4	209,8
Empréstimos e financiamentos	179,4	180,1
Debêntures	11,0	8,7
Encargos de dívidas	25,3	5,4
Parcelamento de impostos e déficit atuarial	15,7	15,6
Longo Prazo	570,6	524,4
Empréstimos e financiamentos	405,1	361,2
Debêntures	60,0	60,0
Parcelamento de impostos e déficit atuarial	105,5	103,2
Total das dívidas	802,0	734,2
(-) Disponibilidades financeiras	92,4	56,1
Total das dívidas líquidas	709,6	678,1

3 Mercado de energia

No primeiro trimestre de 2015, as vendas de energia elétrica a consumidores finais (mercado cativo), localizados na área de concessão do Energisa Sergipe, somadas à energia associada aos consumidores livres (TUSD), totalizaram 854,3 GWh, ante os 854,5 registrados em igual período do ano anterior. O consumo foi impulsionado pela classe residencial e comercial, que cresceram 3,9% e 3,6%, respectivamente, no período. A energia total distribuída no 1T15 foi de 940,3 GWh, ante os 882,9 GWh registrados em igual período do ano passado, conforme composição seguinte:

Energia Total Distribuída por Classe de Consumo (Em GWh)

Descrição	1T15	1T14	Var. %
1) Vendas de energia no mercado cativo	659,5	646,9	+ 1,9
✓ Residencial	268,6	258,6	+ 3,9
✓ Industrial	76,9	76,2	+ 0,9
✓ Comercial	144,9	139,8	+ 3,6
✓ Rural	35,8	37,9	- 5,5
✓ Outras Classes	133,3	134,4	- 0,8
2) Energia associada aos consumidores livres (TUSD)	194,8	207,6	- 6,2
3) Mercado cativo + TUSD (1+2)	854,3	854,5	-
4) Suprimento de energia e não faturado	86,0	28,4	+ 202,8
5) Energia Total Distribuída (3+4)	940,3	882,9	+ 6,5

A Energisa Sergipe encerrou o 1T15 com 715.418 unidades consumidoras cativas, quantidade 4,0% superior à registrada no fim de março de 2014. O número de consumidores livres totalizou 17 no fim de março de 2015.

As perdas de energia elétrica da Energisa Sergipe situaram em 8,97% nos últimos doze meses encerrados em março de 2015, redução de 0,11 ponto percentual em relação a igual período terminado em março do ano passado.

4 Investimentos

No 1T15, os investimentos da Energisa Sergipe totalizaram R\$ 14,2 milhões, contra R\$ 19,1 milhões registrados no 1T14.

5 Serviços prestados pelo auditor independente

A remuneração total da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes pelos serviços prestados para a Energisa Sergipe no primeiro trimestre de 2015 foi de R\$ 95 mil pela revisão contábil das demonstrações financeiras.

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

A Administração.

Demonstrações financeiras

1. Balanço Patrimonial Ativo

ENERGISA SERGIPE - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
BALANÇO PATRIMONIAL
EM 31 DE MARÇO DE 2015 E 31 DE DEZEMBRO DE 2014
 (Em milhares de reais)

	31/03/2015	31/12/2014
Ativo		
Circulante		
Caixa e equivalente de caixa	71.087	45.254
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	13.090	2.908
Consumidores e concessionárias	145.805	108.876
Títulos de créditos a receber	9.895	8.827
Estoques	1.289	1.472
Impostos a recuperar	42.759	35.649
Instrumentos financeiros derivativos	262	17.075
Ativos regulatórios	159.358	121.325
Despesas pagas antecipadamente	3.280	2.867
Outros créditos	37.512	42.721
Total do circulante	484.337	386.974
Não circulante		
Realizável a longo prazo		
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	8.205	7.973
Consumidores e concessionárias	7.532	7.659
Títulos de créditos a receber	928	2.954
Impostos a recuperar	14.363	16.524
Créditos tributários	102.812	70.723
Depósitos e cauções vinculados	34.375	34.035
Instrumentos financeiros derivativos	27.397	36.612
Ativos regulatórios	-	39.311
Contas a receber da concessão	236.433	228.574
Outros créditos	719	713
	432.764	445.078
Investimento	366	366
Intangível	537.689	542.566
Imobilizado	6.017	6.295
Total do não circulante	976.836	994.305
Total do ativo	1.461.173	1.381.279

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

2. Balanço Patrimonial Passivo

ENERGISA SERGIPE - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
BALANÇO PATRIMONIAL
EM 31 DE MARÇO DE 2015 E 31 DE DEZEMBRO DE 2014
 (Em milhares de reais)

	31/03/2015	31/12/2014
Passivo		
Circulante		
Fornecedores	82.748	78.244
Encargos de dívidas	25.279	5.407
Empréstimos e financiamentos	179.444	180.078
Debêntures	10.978	8.746
Tributos e contribuições sociais	48.008	40.650
Parcelamento de impostos	2.051	2.014
Passivos regulatórios	80.047	50.536
Obrigações estimadas	7.519	4.917
Encargos do consumidor a recolher	4.603	136
Obrigações intrasetoriais	12.658	11.390
Benefícios a empregados	13.616	13.616
Outras contas a pagar	12.902	12.255
Total do circulante	479.853	407.989
Não circulante		
Fornecedores	2.377	2.377
Empréstimos e financiamentos	405.057	361.247
Debêntures	60.000	60.000
Tributos e contribuições sociais	17.130	15.863
Parcelamento de impostos	2.052	2.518
Passivos regulatórios	-	17.173
Provisões para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais	22.470	21.462
Benefícios a empregados	103.486	100.641
Outros	6.479	6.136
Total do não circulante	619.051	587.417
Patrimônio líquido		
Capital social	357.135	357.135
Reservas de capital	3.330	3.330
Reservas de lucros	46.717	46.717
Dividendos adicionais propostos	20.200	39.801
Outros resultados abrangentes	(61.110)	(61.110)
Prejuízos acumulados	(4.003)	-
Total do patrimônio líquido	362.269	385.873
Total do passivo e patrimônio líquido	1.461.173	1.381.279

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

3. Demonstrações de Resultados

ENERGISA SERGIPE - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO
TRÊS MESES FINDOS EM 31 DE MARÇO DE 2015 E 2014
 (Em milhares de reais, exceto o lucro líquido por ação)

	1T15	1T14
Receita operacional bruta		
Fornecimento de Energia Elétrica	286.897	227.700
Disponibilização do sistema	10.376	9.324
Suprimento de energia	16.799	7.452
Receita de construção	14.477	16.485
Outras Receitas Operacionais	544	4.469
	329.093	265.430
Deduções à receita operacional		
ICMS faturado	62.503	49.698
PIS, Cofins e ISS	29.091	23.059
Outras (CCC, CDE, P&D, PEE e RGR)	8.894	3.648
	100.488	76.405
Receita operacional líquida	228.605	189.025
Despesas operacionais		
Energia elétrica comprada	115.268	101.556
Encargos de uso do sistema	12.781	5.862
Pessoal	19.187	17.596
Material	1.960	1.689
Serviços de terceiros	11.609	11.268
Depreciação e amortização	12.422	11.851
Provisão para crédito de liquidação duvidosa / contingências	997	(770)
Custo de construção	14.477	16.485
Outras despesas	3.849	2.659
Outras receitas operacionais	(432)	(505)
Outras despesas operacionais	669	812
	192.787	168.503
Resultado antes das receitas e despesas financeiras	35.818	20.522
Resultado financeiro		
Receita de aplicações financeiras	958	1.461
Acréscimo moratório energia vendida	3.164	2.660
Encargos de dívidas - Juros	(10.271)	(7.567)
Encargos de dívidas - variação monetária e cambial	(63.070)	10.185
Marcação a mercado derivativos	(37.486)	10.961
Instrumentos financeiros derivativos	45.581	(14.601)
Ajuste a valor presente	108	(259)
(-) Transferências para obras em curso	259	479
Outras receitas (despesas) financeiras	(2.265)	2.288
	(63.022)	5.607
Resultado antes dos tributos	(27.204)	26.129
Imposto de renda e contribuição social	23.201	(6.617)
Prejuízo/Lucro líquido do período	(4.003)	19.512

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Notas Explicativas

Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S/A
Notas explicativas às informações trimestrais
Exercício findo em 31 de março de 2015
(Em milhares de reais, exceto quando indicado ao contrário)

1. Contexto Operacional

A Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S/A (“Companhia ou Energisa SE”) - empresa integrante do GRUPO ENERGISA - é uma concessionária distribuidora de energia elétrica, que atua em 63 municípios no Estado de Sergipe, atendendo a 708.484 consumidores (informação não revisada pelos auditores independentes). A Companhia é uma sociedade anônima de capital aberto e possui sede na cidade de Aracaju, Estado de Sergipe.

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

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

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

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

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

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

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

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

As informações referentes à revisão e aos reajustes tarifários, ativos e passivos regulatórios, contas a receber da concessão, ativos vinculados a concessão, receita de construção e prazo de concessão estão apresentadas nas notas explicativas nº 10, 11, 15, 16, 24 e 30, respectivamente.

2. Apresentação das informações financeiras intermediárias (informações trimestrais)

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

- As informações financeiras intermediárias elaboradas e apresentadas de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21 (R1) - Demonstração Intermediária e IAS 34 - Interim Financial

Reporting e de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais - ITR.

As demais informações referentes às bases de elaboração, apresentação das informações financeiras intermediárias e resumo das principais práticas contábeis não sofreram alterações em relação àquelas divulgadas na Nota Explicativa 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.

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 da Companhia 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. O item não alocado compreende principalmente ativos corporativos.

A Companhia atua somente no segmento de distribuição de energia elétrica em 63 municípios no Estado de Sergipe 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	31/03/2015	31/12/2014
CEF	CDB	31/10/2017	100,5% do CDI	12.192	17.611
Santander	Debentures (2)	20/03/2017	103,2% do CDI	33.796	12.919
				45.988	30.530
Caixa e bancos				25.099	14.724
Total caixa e equivalente de caixa				71.087	45.254

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	31/03/2015	31/12/2014
ABC Brasil	CDB	13/01/2016	105,0% do CDI	2	2
BES	CDB	27/08/2015	104,5% do CDI	5	5
BMG	CDB	14/01/2016	100,0% do CDI	1	1
Bradesco	CDB	14/09/2015	90,0% do CDI	181	186
BTG Pactual	CDB	14/12/2015	101,0% do CDI	20	19
Caixa FI Energisa	Fundo de Investimento	-	CDI	7.462	69
Caixa FI Energisa (4)	LTN	15/05/2045	SELIC	2.903	3
Caixa	Poupança	-	Poupança	44	44
Bradesco	Poupança	-	Poupança	28	27
Itaú	CDB	27/11/2015	102,0% do CDI	775	904
Itaú	Debêntures	23/05/2016	101,2% do CDI	300	130
Itaú	Fundo de Investimento	-	CDI	1.321	764
Nordeste	CDB	28/07/2017	90,0% a 99,0% do CDI	7.205	7.727
Pine	CDB	11/06/2015	100,0% do CDI	47	46
				20.295	9.927
b.2 Aplicações financeiras mantidas até o vencimento					
Itaú	Fundo de Investimento em Direitos Creditórios	29/12/2020	100,0% do CDI	1.000	954
				1.000	954
Total aplicações no mercado aberto e recursos vinculados (3)				21.295	10.881
Circulante				13.090	2.908
Não circulante				8.205	7.973

- (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\$10.930 (R\$10.810 em 31 de dezembro de 2014) referente a 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. Consumidores e concessionárias

Classes de Consumidores	Saldos Vincendos (1)	Vencidos					Total	
		até 30 dias	31 a 90 dias	91 a 180 dias	181 a 360 dias	há mais de 360 dias	31/03/2015	31/12/2014
Residencial	15.394	15.894	3.968	1.335	33	2	36.626	26.320
Industrial	14.181	553	103	89	64	260	15.250	11.138
Comércio, serviços e outras atividades	28.036	2.951	784	442	101	106	32.420	20.364
Rural	2.223	751	428	45	11	-	3.458	2.096
Poder público:								
Federal	1.761	409	21	1	-	-	2.192	1.667
Estadual	795	185	10	-	-	-	990	753
Municipal	3.125	725	38	1	1	-	3.890	2.958
Iluminação pública	3.726	171	141	2	-	-	4.040	2.883
Serviço público	5.321	3	1	-	-	-	5.325	3.317
Subtotal - consumidores	74.562	21.642	5.494	1.915	210	368	104.191	71.496
Concessionárias (2)	8.149	-	-	-	-	7.659	15.808	14.794
Fornecimento não faturado	26.204	-	-	-	-	-	26.204	26.899
Outras	11.529	-	-	-	-	-	11.529	7.530
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	-	(1.335)	(134)	(2.926)	(4.395)	(4.184)
Total	120.444	21.642	5.494	580	76	5.101	153.337	116.535
Circulante							145.805	108.876
Não circulante							7.532	7.659

- (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 31 de março 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\$7.659 (R\$7.659 em 31 de dezembro de 2014), deduzido das liquidações parciais ocorridas até 31 de março de 2015. Esses saldos foram apurados com base em cálculos preparados e divulgados pela CCEE.

A composição desses valores, incluindo o saldo registrado na rubrica “fornecedores” no passivo circulante de R\$16.491 (R\$8.826 em 31 de dezembro de 2014) referente a aquisição de energia na CCEE e R\$4.861 (R\$2.089 em 31 de dezembro de 2014) de encargos do serviços do sistema, conforme demonstrados a seguir:

Composição dos créditos da CCEE	31/03/2015	31/12/2014
Créditos vinculados a liminares até dezembro de 2002	6.387	6.387
Créditos vencidos (*)	1.272	1.272
	7.659	7.659
(-) Aquisição de energia na CCEE	(16.491)	(8.826)
(-) Encargos de serviços no sistema	(4.861)	(2.089)
	(13.693)	(3.256)

(*) 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 de curto prazo que se encontram vinculados a liminares, podem estar sujeitos a modificação dependendo de decisão dos processos judiciais em andamento, movido 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 submercado 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 submercados.

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

7. Títulos de créditos a receber

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

Os saldos em 31 de março de 2015 e 31 de dezembro de 2014, estão demonstrados como segue:

	31/03/2015	31/12/2014
Títulos de créditos a receber	22.168	23.233
Ajuste a valor presente	(3.038)	(3.146)
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa (*)	(8.307)	(8.306)
	10.823	11.781
Circulante	9.895	8.827
Não circulante	928	2.954

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

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

	2015
Vencidos	8.307
2015	7.421
2016	2.793
2017	160
2018	92
2019	101
2020	256
Total	19.130

8. Provisão para créditos de liquidação duvidosa

Movimentação das provisões	31/03/2015	31/12/2014
Saldo inicial - 31/12/2014 e 31/12/2013	12.490	17.888
Provisões constituídas no período	242	1.013
Reversão de provisões no período	(30)	(6.411)
Saldo final- circulante - 31/03/2015 e 31/12/2014	12.702	12.490
Consumidores e concessionárias	4.395	4.184
Títulos de créditos a receber	8.307	8.306

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 de 360 dias.
- Títulos de créditos a receber com parcelas vencidas há mais de 90 dias, são constituídas provisão dos valores vencidos e vincendos.

9. Impostos a recuperar

	31/03/2015	31/12/2014
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	11.312	12.126
Imposto de Renda Retido na Fonte - IRRF	285	101
Imposto de Renda - IRPJ	18.738	16.504
Contribuição Social Sobre o Lucro - CSSL	5.094	1.255
PIS e COFINS	21.647	22.165
Outros	46	22
	57.122	52.173
Circulante	42.759	35.649
Não circulante	14.363	16.524

10. Revisão e reajuste tarifário periódico

Reajuste tarifário:

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

As tarifas da Companhia foram reajustadas pela Aneel através da Resolução Homologatória nº 1.877 de 14 de abril de 2015, que aprovou o reajuste médio de 13,26%, a ser aplicado à partir de 22 de abril de 2015.

Reajuste tarifário extraordinário:

A Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica), em reunião realizada em 27/02/2015, deliberou por conceder, a partir de 02/03/2015 até 21/04/2015, reajuste tarifário extraordinário (RTE) diferenciado para todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica do país. O efeito médio para a Companhia foi de 8,0%.

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.

Revisão tarifária:

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

O resultado da terceira revisão tarifária da Companhia foi aprovado pela Aneel através da Resolução Homologatória nº 1.513 de 16 de abril de 2013 com reajuste de 4,08% aplicados desde 22 de abril de 2013.

Bandeiras tarifárias

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

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

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

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

Bandeiras tarifárias

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

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

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

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

Bandeira vermelha: condições mais custosas de geração. A tarifa sobre acréscimo de R\$ 0,055 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos.

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

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

decorrentes da aplicação das bandeiras tarifárias instituídas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

11. Ativos e passivos regulatórios

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

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

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

Ativos regulatórios	31/03/2015	31/12/2014
Itens da Parcela A (i)		
Energia elétrica comprada para revenda	137.160	151.567
Transporte de Energia Elétrica Rede Básica	12.794	7.582
Programa Incentivo Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	-	103
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	1.331	348
Itens financeiros		
Diferim Submercados	4.344	
Diferim Parcela Fronteira	3.729	1.036
Total Ativo	159.358	160.636
Circulante	159.358	121.325
Não circulante	-	39.311
Passivos regulatórios	31/03/2015	31/12/2014
Itens da Parcela A (i)		
Sobrecontratação de energia (ii)	52.835	37.607
Encargo de serviços de sistema - ESS (iii)	26.585	29.042
Programa Incentivo Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	222	-
Itens financeiros		
Exposição submercados	-	548
Neutralidade da Parcela A	405	512
Total Passivo	80.047	67.709
Circulante	80.047	50.536
Não circulante	-	17.173
Saldo líquido dos ativos e passivos regulatórios	79.311	92.927

Efeito na demonstração do resultado	31/03/2015
Receita operacional	(12.418)
Outras despesas financeiras	(1.197)
Total - resultado	(13.615)

(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 103% do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. Este repasse foi regulamentado pela Resolução ANEEL nº 255, de 6 de março de 2007.

As distribuidoras de energia elétrica são obrigadas a garantir 100% do seu mercado de energia por meio de contratos aprovados, registrados e homologados pela ANEEL, tendo também a garantia do repasse às tarifas dos custos ou receitas decorrentes das sobras e déficits de energia elétrica, limitados em 3% do requisito de carga.

(iii) **Encargo de Serviço do Sistema - ESS** - representa um encargo destinado a cobertura dos custos dos serviços do sistema, que inclui os serviços ancilares, prestados pelos usuários dos Sistemas Interligado Nacional - SIN.

A Companhia assinou junto a ANEEL, aditivo ao contrato de concessão com inclusão de cláusula específica que possibilitou o reconhecimento contábil dos ativos e passivos regulatórios como ativo ou passivo financeiro.

De acordo com o OCPC 08 a contabilização dos saldos existentes deve ser efetuada no exercício da assinatura do aditivo ao contrato de concessão de forma prospectiva.

Desta forma os valores iniciais reconhecidos de ativos e passivos regulatórios tiveram a contrapartida a receita de venda de bens e serviços.

12. Outros créditos

	31/03/2015	31/12/2014
Baixa renda (1)	10.381	7.908
Ordens de serviço em curso - PEE e P&D	13.250	11.593
Ordens de serviço em curso - outros	1.498	1.751
Adiantamentos	1.601	1.901
Subvenção CDE - desconto tarifário (2)	8.016	14.832
Créditos com terceiros - Alienação de bens e direitos	610	3.412
Créditos a receber - Restituição encargos setoriais	458	-
Outros	2.417	2.037
Total	38.231	43.434
Circulante	37.512	42.721
Não circulante	719	713

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

(1) Baixa renda:

	31/03/2015	31/12/2014
Saldo - inicial circulante - 31/12/2014 e 31/12/2013	7.908	6.399
Subvenção Baixa Renda	9.728	42.755
Ressarcimento pela Eletrobrás	(7.255)	(41.246)
Saldo - final - circulante - 31/03/2015 e 31/12/2014	10.381	7.908

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

(2) Subvenção CDE - desconto tarifário:

	31/03/2015	31/12/2014
Desconto tarifário subvenção Irrigante e Rural	56.770	54.813
Ressarcimento pela Eletrobrás	(48.754)	(39.981)
Total	8.016	14.832

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 31 de março de 2015, os saldos correspondem a subvenção incorrida nos meses de setembro de 2014 a março de 2015, cujo ressarcimento a administração das controladas espera receber da CDE no segundo trimestre.

13. Transações com partes relacionadas

A Companhia é controlada pela ENERGISA S/A, (100% do capital total), que por sua vez detém o controle acionário da Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S/A (EPB), Energisa Minas Gerais- Distribuidora de Energia S/A (EMG), 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 JQM 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 (CNAEE), Empresa de Distribuição de Energia Elétrica do Vale Paranapanema S/A (EDEV), Empresa Elétrica Bragantina S/A (EEB), Rede Eletricidade e Serviços S/A (REDESERV), Rede Power do Brasil S/A (REDE POWER), Companhia Técnica e Comercialização de Energia S/A (REDECOM), Tangará Energia S/A, Vale do Vacaria Açúcar e Álcool S/A, Companhia Geral e QMRA Participações S/A (empresas que passaram a compor o Grupo Energisa).

Transações efetuadas durante o período pela Companhia:

	Serviços contratados (Despesa) (1)	Comissão aval (Despesa financeira) (2)	Saldo a pagar (fornecedores)
ENERGISA S/A	3.605	2.246	1.148
31/03/2015	3.605	2.246	1.148
31/03/2014	3.432	1.807	-
31/12/2014	-	-	1.178

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

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

Remuneração dos administradores

No período findo em 31 de março de 2015, a remuneração dos membros do Conselho de Administração foi de R\$181 (R\$141 em 31 de março de 2014) e da Diretoria foi de R\$384 (R\$335 em 31 de março 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\$69 (R\$80 em 31 de março de 2014). Os encargos sociais sobre as remunerações totalizaram R\$128 (R\$122 em 31 de março de 2014).

A maior e a menor remuneração atribuídas a dirigentes e conselheiros, relativas ao mês de março, foram de R\$41 e R\$2 (R\$44 e R\$3 em 31 de março de 2014), respectivamente. A remuneração média em 31 de março de 2015 foi de R\$14 (R\$13 em 31 de março 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\$5.463 (R\$5.134 para o exercício de 2014).

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

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

Impostos diferidos reconhecidos no balanço:

	31/03/2015	31/12/2014
Ativo		
Diferenças temporárias:		
Imposto de renda	90.132	72.269
Contribuição social sobre o lucro líquido	32.447	26.017
Total	122.579	98.286
Passivo		
Diferenças temporárias:		
Imposto de renda	14.535	20.267
Contribuição social	5.232	7.296
Total	19.767	27.563
Total líquido - ativo não circulante	102.812	70.723

As diferenças temporárias são como segue:

	31/03/2015		31/12/2014	
	base de cálculo	IRPJ + CSSL	base de cálculo	IRPJ + CSSL
Ativo				
Provisão ajuste atuarial	117.099	39.814	114.257	38.846
Provisões para riscos	22.470	7.640	21.462	7.297
Provisão para crédito de liquidação duvidosa - PCLD	12.702	4.319	12.490	4.246
Outras provisões (PEE; P&D; honorários e outras)	10.222	3.475	10.636	3.616
Variações cambiais passivas	176.844	60.127	113.503	38.591
Ajustes a valor presente	3.038	1.033	3.146	1.070
Ativos regulatórios (CVA's)	7.299	2.482	-	-
Outras adições (exclusões) temporárias	10.854	3.689	13.585	4.619
Marcação a mercado - derivativos	(27.659)	(9.404)	(53.687)	(18.253)
IRPJ e CSSL sobre a parcela do VNR - contas a receber da concessão e atualizações	(30.480)	(10.363)	(27.381)	(9.309)
Total - ativo não circulante	302.389	102.812	208.011	70.723

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

Período	Realizações de Créditos fiscais
2015	5.304
2016	7.072
2017	7.072
2018	7.072
2019	7.072
2020	7.072
2021 a 2024	62.148
Total	102.812

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:

	31/03/2015	31/03/2014
Lucro (Prejuízo) antes dos impostos	(27.204)	26.129
Alíquota fiscal combinada	34%	34%
Receita (Despesa) de imposto de renda e da contribuição social calculados às alíquotas fiscais combinadas	9.249	(8.884)
Ajustes:		
Redução do imposto de renda e adicionais (*)	13.634	2.088
Outras exclusões permanentes	318	179
Receita (Despesa) de imposto de renda e contribuição social	23.201	(6.617)
Alíquota efetiva	-	25%

(*) Os valores de redução do imposto de renda e adicionais - Incentivo fiscal SUDENE- auferidos no exercício findo em 31 de março de 2015, no montante de R\$13.634 (R\$2.088 em 31 de março de 2014) foi registrado diretamente na demonstração de resultado do exercício na rubrica “imposto de renda e contribuição social corrente” de acordo com a Lei nº 11.638/07 e Medida Provisória nº 449/08.

A Companhia possui redução do imposto de renda e adicionais. Em dezembro/2012 obteve aprovação do Ministério da Integração Social seu novo pedido de benefício fiscal de 75% para o período de 01/01/2012 a 31/12/2021 e o deferimento de seu pedido junto a Receita Federal, foi aprovado pelo Despacho nº 126 - DRF/ASJU de 04/03/2013. O benefício fiscal 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 esse fato alterou as condições contratuais da concessão relacionadas à forma de remunerar a Companhia pelos investimentos realizados na infraestrutura vinculados à prestação de serviços outorgados, que até o exercício de 2011, era reconhecido pelo custo histórico. A partir de 31 de dezembro de 2012 a Companhia passou a reconhecer o VNR - Valor novo de reposição, homologados pela ANEEL, dos ativos que compõe a concessão, corrigidos pela variação do IGPM. No período findo em 31 de março de 2015, foi reconhecido em receita financeira - atualização do contas a receber da concessão - VNR o montante de R\$3.099 (R\$5.428 em 31 de dezembro de 2014).

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

	31/03/2015	31/12/2014
Ativo financeiro custo histórico - 31/12/2014 e 31/12/2013	228.574	182.867
Adições no período/exercício (*)	4.883	41.062
Baixas no período/exercício	(123)	(783)
Ativo financeiro custo histórico	233.334	223.146
Atualização do contas a receber da concessão - VNR	3.099	5.428
Ativo financeiro custo corrigido - 31/03/2015 e 31/12/2014	236.433	228.574

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

16. Intangível e Imobilizado

	31/03/2015	31/12/2014
Intangível - Contrato de concessão	247.559	247.511
Direito de concessão	290.130	295.055
Imobilizado	6.017	6.295
Total	543.706	548.861

a) Intangível - Contrato de concessão

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

Intangível	Saldo 31/12/2014	Adição	Transferências	Baixas (*)	Amortização/ Depreciação	Saldo 31/03/2015
Intangível em Serviço						
Custo	752.993	-	5.888	(1.082)	-	757.799
Amortização Acumulada	(352.964)	-	-	690	(9.567)	(361.841)
Subtotal	400.029	-	5.888	(392)	(9.567)	395.958
Em Curso (*)	29.180	14.164	(5.888)	(5.168)	-	32.291
Total Intangível	429.209	14.164	-	(5.560)	(9.567)	428.249
(-) Obrigações Vinculadas a concessão						
Em Serviço						
Custo	173.779	-	307	(5)	-	174.081
Amortização Acumulada	(49.638)	-	-	-	(2.391)	(52.029)
Subtotal	124.141	-	307	(5)	(2.391)	122.052
Em Curso	57.557	1.673	(307)	(285)	-	58.638
Total das Obrigações Vinculadas a concessão	181.698	1.673	-	(290)	(2.391)	180.690
Total Intangível	247.511	12.491	-	(5.270)	(7.176)	247.559
Imobilizado em Serviço						
Custo:						
Software	19	-	-	-	-	19
Máquinas e equipamentos	11.287	-	3	-	-	11.290
Veículos	123	-	-	-	-	123
Móveis e utensílios	7.118	-	41	-	-	7.159
Total do imobilizado em serviço	18.547	-	44	-	-	18.591
Depreciação acumulada:						
Software	(13)	-	-	-	-	(13)
Máquinas e equipamentos	(7.353)	-	-	-	(257)	(7.610)
Veículos	(72)	-	-	-	(4)	(76)
Móveis e utensílios	(4.814)	-	-	-	(61)	(4.875)
Total Depreciação acumulada	(12.252)	-	-	-	(322)	(12.574)
Subtotal Imobilizado	6.295	-	44	-	(322)	6.017
Imobilizado em curso	-	44	(44)	-	-	-
Total do Imobilizado	6.295	44	-	-	(322)	6.017
Total Geral	253.806	12.535	-	(5.270)	(7.498)	253.576

(*) Das baixas realizadas no período findo em 31 de março de 2015 de R\$5.268, R\$4.883 foi transferido para o contas a receber da concessão, R\$392 referem-se a baixas operacionais realizadas no período e R\$5 de ressarcimento da Resolução Normativa Aneel n 414.

A infraestrutura utilizada pela Companhia nas suas operações é vinculada ao serviço público de distribuição de energia, não podendo ser retirada, alienada, cedidas ou dadas em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL n° 20/99, regulamenta a desvinculação da infraestrutura das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo

autorização prévia para a sua desvinculação, quando destinada à alienação. Determina também, que o produto da alienação seja depositado em conta bancária específica e os recursos reinvestidos na infraestrutura da própria concessão.

A amortização do intangível está sendo efetuada pelo prazo da concessão com base nos benefícios econômicos gerados anualmente. Em 31 de março de 2015 a taxa média ponderada de amortização utilizada é de 3,84% (3,82% em 31 de dezembro de 2014).

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

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

Obrigações vinculadas à concessão:	31/03/2015	31/12/2014
Contribuições do consumidor	92.867	92.426
Participação da União - recursos CDE	131.309	131.309
Participação do Governo do Estado	43.094	43.094
Reserva para reversão	302	301
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	7.245	6.020
(-) Amortização acumulada	(52.029)	(49.638)
Total	222.788	223.512
Alocação:		
Contas a receber da concessão	42.098	41.814
Infraestrutura - Intangível em serviço	122.052	124.141
Infraestrutura - Intangível em curso	51.393	51.537
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	7.245	6.020
Total	222.788	223.512

- As contribuições de consumidores representam a participação de terceiros em obras para fornecimento de energia elétrica em áreas não incluídas nos projetos de expansão das concessionárias de energia elétrica.
- 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 reserva para reversão constituída até 31 de dezembro de 1971, representa o montante de recursos provenientes do fundo de reversão, os quais foram aplicados em projetos de expansão da Companhia, incidindo juros de 5 % a.a. pagos mensalmente.

Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente

A ANEEL, através da Resolução Normativa n° 463 de 22 de novembro de 2011, determinou que os valores provenientes do faturamento de multas por ultrapassagem de demanda e consumo de energia reativa excedente, a partir do 3º ciclo de revisões tarifárias, passem a ser contabilizadas como Obrigações Especiais. Anteriormente ao 3º ciclo esses valores eram contabilizados como receita operacional. A Companhia passou pelo 3º ciclo de revisão tarifária, em abril de 2013, a partir dessa data, o faturamento das ultrapassagens de demanda passou a ser contabilizado na rubrica Obrigações Especiais. Até 31 de março de 2015, o montante contabilizado naquela rubrica é de R\$ 7.245 (R\$6.020 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	31/03/2015
Máquinas e equipamentos	9,11%
Veículos	14,29%
Móveis e utensílios	6,25%

b) Direito de concessão

O ágio incorporado pela Companhia está sendo amortizado a partir de abril de 1998 até o término de concessão de distribuição de energia elétrica - dezembro de 2027, tomando-se por base as curvas de rentabilidade projetadas. A amortização do ágio gera um benefício fiscal da ordem de 34%. Em 31 de março de 2015, a previsão de amortização do ágio e do benefício fiscal é como segue:

Período de amortização	31/03/2015	Redução do imposto de renda e contribuição social
2014 e 2015	34.982	11.894
2016 e 2017	41.927	14.255
2018 e 2019	43.943	14.941
2020 e 2021	45.932	15.617
2022 e 2023	47.905	16.288
2024 e 2025	49.825	16.941
2026 em diante	25.616	8.708
Total	290.130	98.644

A movimentação está apresentada a seguir:

	31/12/2015	31/12/2014
Saldo -31/12/2014 e 31/12/2013	295.055	314.255
Amortização no período	(4.925)	(19.200)
Saldo -31/03/2015 e 31/12/2014	<u>290.130</u>	<u>295.055</u>

17. Fornecedores

	31/03/2015	31/12/2014
Suprimento:		
CCEE	16.491	8.826
Contratos Bilaterais (1)	50.087	52.433
Encargo do serviço de sistema (1)	4.861	2.089
Conexão à rede (1)	240	240
Uso do sistema de distribuição (CUSD) (1)	3.108	3.123
Materiais, serviços e outros (2)	10.338	13.910
	<u>85.125</u>	<u>80.621</u>
Circulante	82.748	78.244
Não Circulante	2.377	2.377

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	31/3/2015	31/12/2014	
Em moeda nacional						
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios- Grupo Energisa III(*)	151	-	15.000	15.151	15.140	
Eletrobrás - Luz para Todos - 1ª tranche	13	139	97	249	291	
Eletrobrás - Luz para Todos - 2ª tranche	46	382	1.009	1.437	1.553	
Eletrobrás - Luz para Todos - 3ª tranche	66	474	1.512	2.052	2.163	
Eletrobrás - Luz para Todos - 4ª tranche	1	41	234	276	288	
Eletrobrás - Luz para Todos - 5ª tranche	196	24	1.815	2.035	2.042	
Eletrobrás - Subtransmissão	113	1.692	-	1.805	2.261	
Eletrobrás - Luz para Todos - 6ª tranche	9	-	4.433	4.442	4.441	
Banco do Nordeste - Financ.Investimentos 2007-2008 (FNE)	296	2.228	3.720	6.244	6.874	
Banco do Nordeste - Financ.Investimentos 2007-2008 (FAT)	18	2.003	2.954	4.975	5.464	
Banco do Nordeste - Financ.Investimentos 2009-2010 (FNE)	737	2.649	11.425	14.811	15.667	
Banco ABC - repasse BNDES	493	5.030	17.482	23.005	24.354	
Banco ABC - repasse BNDES	84	212	2.356	2.652	2.813	
Banco Itaú BBA - FINAME	79	1.820	17.953	19.852	18.781	
Banco Itaú BBA - FINEM	43	2.835	13.311	16.189	17.000	
Nota Promissória Itaú	3.194	80.000	-	83.194	80.536	
Total em moeda nacional	5.539	99.529	93.301	198.369	199.668	
(-) custos de captação incorridos na contratação	-	(154)	(434)	(588)	(626)	
Total em moeda nacional	5.539	99.375	92.867	197.781	199.042	
Em moeda estrangeira						
Bank of America Merrill Lynch	17.526	78.898	-	96.424	79.803	(1)
Banco Itaú BBA	1.069	1.171	161.140	163.380	134.494	(1)
Citibank	1.145	-	151.050	152.195	133.393	(1)
Total em moeda estrangeira	19.740	80.069	312.190	411.999	347.690	
Total	25.279	179.444	405.057	609.780	546.732	

(*) Para garantia do pagamento das parcelas de curto prazo, a Companhia mantém aplicações financeiras no montante de R\$8.205 (R\$8.681 em 31 de dezembro de 2014), registrado na rubrica "recursos vinculados" no ativo circulante e não circulante.

(1) Os contratos em moeda estrangeira possuem proteção de swap cambial e instrumentos financeiros derivativos (vide nota explicativa nº 27)

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 31 de março de 2015:

Operação	Vencimento	Características da Operação		Prazo Médio meses	Custo da Dívida		TIR (Taxa efetiva de juros)	Ref.
		Periodicidade Amortização	Garantias Reais		Indexador	Tx de Juros a.a		
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios- Grupo Energisa III	dez/20	mensal, após dez.2017	Recebíveis	69	CDI +	0,70%	2,99%	
Eletrobrás - Luz para Todos - 1ª tranche	out/16	mensal	Recebíveis	19	RGR	5,0%	1,25%	
Eletrobrás - Luz para Todos - 2ª tranche	abr/18	mensal	Recebíveis	37	RGR	5,0%	1,25%	
Eletrobrás - Luz para Todos - 3ª tranche	out/19	mensal	Recebíveis	55	RGR	5,0%	1,25%	
Eletrobrás - Luz para Todos - 4ª tranche	jul/22	mensal	Recebíveis	88	RGR	5,0%	1,25%	
Eletrobrás - Luz para Todos - 5ª tranche	out/22	mensal	Recebíveis	91	RGR	5,0%	1,25%	
Eletrobrás - Subtransmissão	mar/16	mensal	Recebíveis	12	RGR	5,0%	1,25%	
Eletrobrás - Luz para Todos - 6ª tranche	ago/26	mensal, após ago.2016	Aval Energisa S/A	137	Pré-fixado	6,0%	1,50%	
Banco do Nordeste - Financ.Investimentos 2007-2008 (FNE)	jun/17	mensal	Recebíveis + Fundo Reserva	27	pré-fixado	8,3%	2,08%	(2)
Banco do Nordeste - Financ.Investimentos 2007-2008 (FAT)	jun/17	mensal	Recebíveis + Fundo Reserva	27	TJLP +	4,00%	6,50%	
Banco do Nordeste - Financ.Investimentos 2009-2010 (FNE)	ago/19	mensal	Recebíveis + Fundo Reserva	41	pré-fixado	8,4%	2,10%	(2)
Banco ABC - Repasse BNDES	mai - 2019	mensal	Aval Energisa S.A.	50	TJLP +	De 2,2% a 4,10%	6,05% a 6,53%	
Banco ABC - Repasse BNDES	fev/23	mensal	Aval Energisa S.A.	95	pré-fixado	De 8,10% a 9,10%	2,03% a 2,28%	
Banco Itaú BBA - FINAME	fev-2024	mensal	Aval Energisa S/A	107	pré-fixado	De 2,5% a 8,7%	0,63% a 2,18%	
Banco BNB - repasse BNDES Finem	mar - 2020	mensal	Aval Energisa S/A	60	TJLP +	De 2,90% a 3,90%	6,23% a 6,48%	
Nota Promissória Itaú	dez - 2015	final	Aval Energisa S/A	9	CDI +	2,00%	3,31%	
Bank of America Merrill Lynch	set/15	final	Aval Energisa S/A	6	Libor +	2,45%	21,64%	(1)
Banco Itaú BBA	abr/18	Anual, após abr-2018	Aval Energisa S/A	37	Dólar +	3,4892	21,64%	(1)
Citibank	abr/18	final	Aval Energisa S/A	37	Libor +	1,91%	21,51%	(1)

1 - Possui Swap.

2 - Considera Bônus de adimplimento 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	31/03/2015	31/12/2014
US\$ x R\$	20,77%	13,39%
TJLP	5,50%	5,00%
SELIC	2,87%	10,90%
CDI	2,81%	10,81%
IPCA	3,83%	6,41%
IGP-M	2,02%	3,67%
LIBOR	0,26%	0,23%
UMBNB	0,06%	0,05%
TR	0,23%	0,86%

Em 31 de março de 2015, os vencimentos dos financiamentos de longo prazo são os seguintes:

	31/03/2015
2016	16.644
2017	100.443
2018	253.457
2019	16.833
Após 2019	17.680
Total	405.057

Seguem as movimentações ocorridas no período/exercício:

Descrição	31/03/2015	31/12/2014
Saldos em 31/12/2014 e 31/12/2013	546.732	410.525
Novos empréstimos e financiamentos obtidos	1.320	113.975
Encargos de dívidas - juros, variação monetária e cambial	71.109	61.780
Pagamento de principal	(5.339)	(21.176)
Pagamento de juros	(4.042)	(18.372)
Saldos em 31/03/2015 e 31/12/2014	609.780	546.732
Circulante	204.723	185.485
Não circulante	405.057	361.247

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	25	-	117	142
Banco do Nordeste - Financ.Investimentos 2007-2008 (FNE)	23	30	15	68
Banco do Nordeste - Financ.Investimentos 2007-2008 (FAT)	19	25	12	56
Banco ABC - repasse BNDES	18	14	43	75
Banco do Nordeste - Financ.Investimentos 2009-2010 (FNE)	42	56	149	247
Total	127	125	336	588

19. Debêntures (não conversíveis em ações)

Principais características das debêntures:

	3ª Emissão
Tipo de emissão	Pública
Data de emissão	30/10/2013
Data de vencimento	30/10/2019
Garantia	Quirografia
Rendimentos	115% do CDI
TIR (taxa efetiva de juros)	11,02%
Quantidade de títulos	60
Valor na data de emissão	60.000
Títulos em circulação	60
Carência de Juros	24 meses
Amortizações/parcelas	5 anuais
Saldos em 31/03/2015	<u>70.978</u>
Circulante	22.978
Não circulante	48.000
Saldos em 31/12/2014	<u>68.746</u>
Circulante	8.746
Não circulante	60.000

As debêntures possuem cláusulas restritivas que em geral, requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis. O descumprimento desses níveis pode implicar em vencimento antecipado das dívidas. Em 10 de abril de 2014, foi suspensa a aplicação dos indicadores financeiros durante o ano de 2014, seguindo o procedimento adotado pelos demais credores da Energisa.

Em 31 de março de 2015 as debêntures têm seus vencimentos assim programados:

	2015
2016	12.000
2017	12.000
2018	12.000
2019	12.000
Total	<u>48.000</u>

Seguem as movimentações ocorridas no período/exercício:

Descrição	31/03/2015	31/12/2014
Saldos em 31/12/2014 e 31/12/2013	68.746	121.113
Encargos de dívidas - juros, variação monetária e cambial	2.232	14.513
Pagamento de Principal	-	(60.000)
Pagamento de juros	-	(6.880)
Saldos em 31/03/2015 e 31/12/2014	<u>70.978</u>	<u>68.746</u>
Circulante	22.978	8.746
Não circulante	48.000	60.000

20. Tributos e contribuições sociais

	31/03/2015	31/12/2014
ICMS	20.619	15.793
Encargos Sociais	1.162	1.282
IRPJ	12.611	12.820
CSSL	9.723	6.578
PIS/COFINS	20.194	18.290
Outros	829	1.750
Total	65.138	56.513
Circulante	48.008	40.650
Não circulante	17.130	15.863

21. Parcelamento de impostos

Descrição	31/03/2015	31/12/2014
Benefício da Lei 11.941/2009 - Refis IV	4.103	4.532
Número de parcelas	24	27

A Companhia aderiu ao programa do Novo REFIS instituído pela Lei 11.941/2009, o qual está sendo liquidado pela prestação mínima até a consolidação dos débitos.

Em 31 de março de 2015, o saldo desse parcelamento é no montante de R\$4.103 (R\$4.532 em 31 de dezembro de 2014).

Em 31 de março de 2015 e 31 de dezembro de 2014, o saldo dos impostos parcelados está assim programado:

	31/03/2015	31/12/2014
2015	1.539	2.014
2016	2.052	2.014
Após 2016	512	504
Total	4.103	4.532
Circulante	2.051	2.014
Não circulante	2.052	2.518

22. Provisões para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais

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

	31/12/2014	Provisões constituídas	Reversões de provisões	Atualização	31/03/2015
Trabalhistas	15.847	1.141	(1.154)	489	16.323
Cíveis	5.615	615	(260)	177	6.147
Total	21.462	1.756	(1.414)	666	22.470
Depósitos e cauções vinculados (*)	(17.852)				(17.092)

(*) A Companhia possui depósitos e cauções vinculados no ativo não circulante, no montante de R\$34.375 (R\$34.035 em 31 de dezembro de 2014). Desse total, R\$17.283 (R\$16.183 em 31 de dezembro de 2014) não possuem provisões para riscos em face do prognóstico de êxito ser possível ou remoto.

Nos primeiros três meses do ano de 2015 foram pagos o montante de R\$1.036, sendo de indenizações trabalhistas R\$740 e de indenizações cíveis R\$296.

Perdas prováveis

Trabalhistas

Referem-se à reclamações trabalhistas de pedido de horas extras, equiparação salarial, incorporação da PL, indenizações decorrentes de acidente de trabalho e doença ocupacional, complementação de adicional de periculosidade, FGTS, outras verbas contratuais/legais e ações de ex-empregados de prestadores de serviços contratados pela companhia reivindicando responsabilidade subsidiária por acidente de trabalho e verbas rescisórias.

Cíveis

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

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

Perdas Possíveis

A Companhia possui processos de naturezas trabalhistas, cíveis e fiscais em andamento, na condição de réu, em um montante total de R\$286.537 (R\$278.314 em 31 de dezembro de 2014), cuja probabilidade de êxito foi estimada pelos consultores jurídicos como possível, não requerendo a constituição de provisão.

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

Trabalhistas

As ações judiciais de natureza trabalhistas, na condição de réu, no montante de R\$20.384 (R\$20.484 em 31 de dezembro de 2014), referem-se a discussões de ex-empregados que requerem recebimento de horas extras, complementação de adicional de periculosidade, horas de sobreaviso, indenizações por danos decorrentes de acidente de trabalho, bem como ações de ex-empregados de prestadores de serviços contratados pela Companhia reivindicando responsabilidade subsidiária por verbas rescisórias, bem como a cobrança de contribuição sindical.

Cíveis

As ações judiciais de natureza cível e juizado especial cível, na condição de réu, no montante de R\$36.615 (R\$35.616 em 31 de dezembro de 2014), referem-se, em sua grande maioria, a discussões sobre o valor de contas de energia elétrica, em que o consumidor requer a revisão ou o cancelamento da fatura; cobrança de danos materiais e morais pelo consumidor, decorrentes da suspensão do fornecimento de energia elétrica por falta de pagamento, por irregularidades nos aparelhos de medição ou decorrentes de variações de tensão elétrica ou de falta momentânea de energia; bem como a ações em que os consumidores pretendem a devolução de valores, em face dos reajustes tarifários determinados pelas Portarias nº 38 e nº 45/1986, do extinto Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, durante o congelamento de preços no Plano Cruzado, além de multas regulatórias originárias de procedimentos de fiscalização do poder concedente que encontram-se em processo de defesa administrativa.

Fiscais

As ações de natureza fiscais, administrativas e tributárias, na condição de réu, no montante R\$229.538(R\$222.214 em 31 de dezembro de 2014), referem-se basicamente a discussões sobre: (i) compensação e aproveitamento de créditos de ICMS; (ii) diferencial de alíquota; e (iii) imposto de renda e contribuição social sobre o lucro, entre outras.

23. Patrimônio líquido

23.1. Capital Social e reservas de capital

O capital social subscrito e integralizado no montante de R\$357.135(R\$357.135 em 31 de dezembro de 2014) está representado por 195.509 ações ordinárias nominativas e sem valor nominal.

O capital social da Companhia poderá ser aumentado, por subscrição, independentemente de modificação estatutária até o limite de 450 mil ações, sendo até 150 mil ações ordinárias e até 300 mil ações preferenciais, cabendo ao Conselho de Administração a deliberação sobre forma, condições da subscrição e integralização das ações bem como as características das ações a serem emitidas e o preço de emissão.

24. Receita operacional

	31/03/2015			31/03/2014		
	Informações não revisadas pelos auditores independentes		R\$	Informações não revisadas pelos auditores independentes		R\$
	Nº de consumidores	MWh		Nº de consumidores	MWh	
Residencial	644.374	268.615	138.947	618.269	258.645	112.030
Industrial	2.615	76.926	29.446	2.647	76.195	23.351
Comercial	42.040	144.908	72.552	41.010	139.808	60.411
Rural	18.843	35.785	9.246	18.492	37.888	9.186
Poder Público:						
Federal	112	8.873	3.580	111	8.687	2.846
Estadual	4.668	18.545	7.436	4.618	18.157	5.912
Municipal	778	8.514	3.500	770	8.336	2.782
Iluminação Pública	685	39.150	8.919	725	38.999	6.854
Serviço Público	1.208	57.377	13.966	1.205	59.365	12.159
Consumo Próprio	95	776	-	93	806	-
Subtotal	715.418	659.469	287.592	687.940	646.886	235.531
Receita de Remuneração dos Ativos de Concessão	-	-	4.037	-	-	3.038
Suprimento	2	110.218	16.799	2	58.865	7.452
Fornecimento não faturado (líquido)	-	(24.139)	(695)	-	(30.509)	(7.831)
Disponibilização do sistema de transmissão e de distribuição	17	-	10.376	17	-	9.324
Receita de Construção (1)	-	-	14.477	-	-	16.485
Ativos e passivos regulatórios (2)	-	-	(12.418)	-	-	-
Outras receitas operacionais	-	-	8.925	-	-	1.431
Total - receita operacional bruta	715.437	745.548	329.093	687.959	675.242	265.430
Deduções da receita operacional						
ICMS	-	-	62.503	-	-	49.698
PIS	-	-	5.177	-	-	4.108
COFINS	-	-	23.844	-	-	18.920
ISS	-	-	70	-	-	31
Programa de Eficiência Energética - PEE	-	-	1.071	-	-	845
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	5.526	-	-	515
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	-	-	1.071	-	-	845
Receita de Ultrapassagem de Demanda de Energia Reativa Excedente	-	-	1.226	-	-	1.443
Total	-	-	100.488	-	-	76.405
Total - receita operacional líquida	715.437	745.548	228.605	687.959	675.242	189.025

(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 a montante de ativos e passivos regulatórios reconhecidos no período findo em 31 de março de 2015 de acordo com a Deliberação CVM nº 732/14 e Comunicado Técnico Ibracon nº 05/2014.

25. Custo de energia elétrica comprada para revenda

	MWH (**)		Energia elétrica comprada p/revenda	
	31/03/2015	31/03/2014	31/03/2015	31/03/2014
Energia de leilão	454.091	374.300	96.528	73.320
Energia bilateral	31.788	31.600	7.579	5.733
Cotas de Angra REN 530/12	27.873	27.800	4.436	4.231
Energia de curto prazo - CCEE	50.506	67.800	31.243	66.825
Cotas Garantia Física-Res. Homol. ANEEL 1410	279.889	273.500	8.655	8.259
Programa incentivo fontes alternativas energia - PROINFA	15.777	15.100	3.626	3.790
Ressarcimento pela exposição térmica (*)	-	-	(25.958)	(52.306)
(-) Parcela a compensar crédito PIS/COFINS não cumulativo	-	-	(10.841)	(8.296)
Total	859.924	790.100	115.268	101.556

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

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

Meses	Despacho	Valor
Março	Despacho nº 773 de 27 de março de 2015	25.958

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

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

(**) Não revisado pelos auditores independentes.

26. 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 de revisão das informações financeiras intermediárias e, conseqüentemente, não foram revisadas pelos nossos auditores independentes.

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

As principais coberturas são:

Ramos	Data de Vencimento	Importância Segurada	Premio anual
			31/03/2015 e 31/12/2014
Riscos Operacionais	23/10/2015	35.606	219
Responsabilidade Civil Geral	23/10/2015	50.600	212
Frota - Danos Materiais e Corporais a Terceiros.	23/10/2015	Até R\$360 mil/veículo	122
Vida em Grupo - Morte e Acidentes Pessoais	31/12/2015	54.629	242
			795

Riscos Nomeados

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 Companhia.

Frota

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

Vida em Grupo e Acidentes Pessoais

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

27. Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos

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

Ativo	31/03/2015		31/12/2014	
	Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Caixa e equivalente de caixa	71.087	71.087	45.254	45.254
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	21.295	21.295	10.881	10.881
Consumidores e concessionárias	151.089	151.089	116.535	116.535
Títulos de créditos a receber e outros	10.823	10.823	11.781	11.781
Conta a receber da concessão	236.433	236.433	228.574	228.574
Ativos regulatórios líquidos	79.311	79.311	92.927	92.927
Instrumentos financeiros derivativos	27.659	27.659	53.687	53.687
PASSIVO				
Fornecedores	85.125	85.125	80.621	80.621
Empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas e debêntures	680.758	680.758	615.478	615.478

Em atendimento à Instrução CVM nº 475/2008 e à Deliberação nº 604/2009, a descrição dos saldos contábeis e do valor justo dos instrumentos financeiros inclusos no balanço patrimonial em 31 de março de 2015 e 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, ativos regulatórios e contas a receber da concessão. São inicialmente mensurados pelo custo amortizado, usando-se a taxa de juros efetiva, sendo seus saldos aproximados ao valor justo.

Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados

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

Ativos financeiros disponíveis para venda

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

Após mensuração inicial, ativos financeiros disponíveis para venda são mensurados a valor justo, com ganhos e perdas não realizados reconhecidos diretamente dentro dos outros resultados abrangentes até a baixa do investimento, com exceção das perdas por redução ao valor recuperável, dos juros calculados utilizando o método de juros efetivos e dos ganhos ou perdas com variação cambial sobre ativos monetários que são reconhecidos diretamente no resultado do 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 e debêntures - Os instrumentos financeiros estão classificados como passivos financeiros ao custo amortizado. Os valores contábeis dos empréstimos e financiamentos vinculados aos investimentos obtidos em moeda nacional, junto a Eletrobrás, 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 esses o FIDC e a 3ª emissão de debêntures (ESE), a Companhia estabeleceu o seu valor justo como sendo equivalente ao valor contábil do instrumento.

Derivativos

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

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

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

- **Incertezas**

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

- **Administração financeira de risco**

O Conselho de Administração tem responsabilidade geral pelo estabelecimento e supervisão do modelo de administração de risco da Companhia. Assim, fixou limites de atuação 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 envolvam a Companhia.

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

- **Gestão de risco de capital**

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

	31/03/2015	31/12/2014
Dívida (a)	680.758	615.478
Caixa e equivalentes de caixa	(71.087)	(45.254)
Dívida líquida	609.671	570.224
Patrimônio líquido (b)	362.269	385.873
Índice de endividamento líquido	1,68	1,48

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

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

a) Risco de liquidez

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

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

	Taxa média de juros efetiva ponderada (%)meses	Até 6 meses	De 6 a 12 meses	De 1 a 3 anos	De 3 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores		82.748	-	-	-	2.377	85.125
Empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas e debêntures	12,75%	117.931	131.024	257.990	253.522	17.530	777.997
Total		200.679	131.024	257.990	253.522	19.907	863.122

b) Risco de crédito

A Administração avalia que os riscos das aplicações financeiras de suas disponibilidades são reduzidos, em função de não haver concentração e as operações serem realizadas com bancos de percepção de risco aderentes à “Política de Gestão de Riscos decorrentes do Mercado Financeiro”. Constituído no primeiro trimestre de 2010, o Comitê de Auditoria do Conselho de Administração tem a função de supervisionar se a administração do grupo vem seguindo as regras e princípios estabelecidos na política.

O risco de crédito 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 é como segue:

	31/03/2015	31/12/2014
Caixa e equivalente de caixa	71.087	45.254
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	21.295	10.881
Consumidores e concessionárias	151.089	116.535
Títulos de créditos a receber e outros	10.823	11.781
Ativos regulatórios líquidos	79.311	92.927
Conta a receber da concessão	236.433	228.574
Instrumentos financeiros derivativos	27.659	53.687

O detalhamento desses créditos está apresentado nas notas explicativas nº 5, 6, 7, 11, 15 e 27.

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 31 de março de 2015, com alta de 20,77% sobre 31 de dezembro de 2014, cotado a R\$3,2080/USD. A volatilidade do dólar norte-americano em 31 de março de 2015 era de 21,86%, enquanto em 31 de dezembro de 2014 era de 14,33%.

Do montante das dívidas bancárias de emissões da Companhia em 31 de março de 2015 de R\$681.346 (R\$616.104 em 31 de dezembro de 2014), R\$412.000 (R\$347.690 em 31 de dezembro de 2014) estão representados em dólares:

- (i) US\$30,0 milhões (US\$30 milhões de principal) de empréstimo captado junto ao Bank of America Merrill Lynch;
- (ii) US\$51,0 milhões (US\$50,2 milhões de principal) de empréstimo captado junto ao Banco Itaú BBA; e
- (iii) US\$50,2 milhões (US\$50,0 milhões de principal) empréstimo captado junto ao Banco Citibank.

Os empréstimos têm vencimento de curto e longo prazo, 21 de setembro de 2015 e 19 de abril de 2018, respectivamente, e custos de até VC mais 4,105% ao ano.

O balanço patrimonial em 31 de março de 2015 apresenta no ativo circulante R\$262 (R\$17.075 em 31 de dezembro de 2014) e R\$27.397 (R\$36.612 em 31 de dezembro de 2014) no ativo não circulante a título de marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos atrelados ao câmbio e aos juros, originados da combinação de fatores usualmente adotados para precificação a mercado de instrumentos dessa natureza, como volatilidade, cupom cambial, taxa de juros e cotação do dólar. Não se tratam de valores materializados, pois reflete 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 do valor ora contabilizado.

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

Operação	Notional (USD)	Custo Financeiro (ao ano)	Vencimento	Limitador
Loan 4131 BAML x ESE 1				
P. Ativa	30.000	LIBOR + 2,45%	21/09/2015	-
P. Passiva		100,00% CDI		
Loan 4131 Itaú BBA x ESE 2				
P. Ativa	50.231	VC + 4,105%	17/04/2018	3,11 (Abr/17)
P. Passiva		108,95% CDI		3,30 (Abr/18)
Loan 4131 Citibank x ESE 3				
P. Ativa	50.000	LIBOR + 1,91%	19/04/2018	3,31 (Abr/18)
P. Passiva		103,50% CDI		

Buscando menor exposição ao risco, em 27 de janeiro de 2015, a Administração excluiu o limitador com vencimento no ano de 2015 do swap associado ao empréstimo 4131 abaixo, de forma a eliminar o risco de perdas por alta do US\$ no swap cambial.

Operação	Notional (USD)	Custo Financeiro (ao ano)	Vencimento	Limitador
Loan 4131 BAML x ESE 1				
P. Ativa	30.000	LIBOR + 2,45%	21/09/2015	2,90 (Set/15)
P. Passiva		100,00% CDI		

A administração da Companhia tem constantemente buscado alternativas de levantar capital a um custo atraente dada as condições de mercado no momento da emissão. Com a alta da taxa de câmbio, surgiu a oportunidade de liquidar antecipadamente o instrumento de swap junto ao Banco Citibank. A operação resultou na entrada de R\$47.526, mas sem a necessidade de aumentar o valor da dívida.

A operação permitiu a monetização do hedge existente a um custo bastante atrativo, quando considerado os custos de captação de um valor equivalente a preços de mercado. Importante ressaltar que, em se tratando de monetização de um ativo (MTM), houve redução do montante alocado no balanço patrimonial ativo da Companhia com entrada de recursos equivalentes no caixa (descontados dos custos de estruturação).

A montagem do novo swap respeitou os prazos, custos e notionals da dívida associada em dólar, implicando na manutenção da exposição financeira, limitação do risco financeiro da Companhia e variações da taxa de câmbio.

Em consonância com a Deliberação CVM nº CVM 603/09, apresentam-se resumidamente abaixo os valores dos instrumentos financeiros derivativos da Companhia, vigentes em 31 de março de 2015 e 31 de dezembro de 2014 e que podem ser assim resumidos:

Instrumentos financeiros derivativos					
	Valor de Referência		Descrição	Valor Justo	
	31/03/2015	31/12/2014		31/03/2015	31/12/2014
			Posição Ativa		
			Moeda Estrangeira- USD e LIBOR	428.597	356.631
			Posição Passiva		
			Taxa de Juros CDI	(329.714)	(269.368)
			Opções de Moeda Estrangeira (US\$)	(71.224)	(33.576)
				27.659	53.687

O Valor Justo dos derivativos registrados em 31 de março de 2015 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 possui 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 31 de março 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 data base das informações financeiras intermediárias):

Operação	Exposição	Risco	Cenário I Provável) (*)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Instrumentos financeiros -					
Empréstimos	-		73.475	(15.305)	(104.086)
Swap com Opções					
Posição Ativa	428.597		355.122	443.902	532.682
Moeda Estrangeira - USD e LIBOR					
Posição Passiva	(329.714)	Alta USD	(329.714)	(329.714)	(329.714)
Taxa de Juros CDI					
Opções de Moeda Estrangeira - USD	(71.224)		(2.554)	(56.581)	(114.164)
Subtotal	27.659		22.854	57.607	88.804
Total	27.659		96.329	42.302	(15.282)

(*) Considera o cenário macroeconômico da Pesquisa Focus vigente em 31 de março 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 31 de março de 2015, atingem seu objetivo, o que é refletido no valor presente positivo de R\$96.329, 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), e desde que os limitadores dos instrumentos financeiros derivativos não sejam ultrapassados, o que faria com que a Companhia ficasse sem proteção, maiores serão os resultados positivos dos swaps. Por outro lado, em determinados cenários de deterioração do real frente ao dólar, com 25% e 50% de desvalorização do real, observaríamos períodos de ultrapassagem de alguns dos limitadores atualmente vigentes, levando a valores presentes positivo de R\$42.302 e negativo de R\$15.282 respectivamente.

b) Variação das taxas de juros

Considerando que o cenário de exposição dos instrumentos financeiros indexados às taxas de juros de 31 de março de 2015 seja mantido e que os respectivos indexadores anuais acumulados sejam (CDI = 12,6%, TJLP = 5% 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	67.283	Alta do CDI	2.158	2.668	3.167
Instrumentos financeiros passivos:					
Swap	(412.000)	Alta do CDI	(13.102)	(16.192)	(19.199)
	(169.323)	Alta do CDI	(5.381)	(6.651)	(7.895)
Empréstimos, financiamentos e debêntures.	(44.169)	Alta da TJLP	(595)	(740)	(884)
	(21.055)	Alta do FNE	(409)	(508)	(605)
Subtotal (**)	(646.547)		(19.487)	(24.091)	(28.583)
Total (Perdas)	(579.264)		(17.329)	(21.423)	(25.416)

(*) Considera o CDI de 30 de junho de 2015 (13,3% ao ano), cotação das estimativas apresentadas pela recente Pesquisa do BACEN, datada de 31 de março de 2015, TJLP 5,5% e FNE 8% ao ano.

(**) Não inclui as operações pré-fixadas no valor de R\$ 34.799.

Hierarquia de valor justo

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

Os diferentes níveis foram definidos como a seguir:

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

Instrumentos financeiros	Nível	31/03/2015	31/12/2014
Ativos			
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	2	21.295	10.881
Instrumentos financeiros derivativos	2	27.659	53.687
Contas a receber da concessão	3	236.433	228.574
Ativos regulatórios líquidos	3	79.311	92.927

28. Benefícios a empregados

a) Plano de suplementação de aposentadoria

Plano de benefício definido

O plano de benefício previdenciário mantidos pela Energisa SE (Inergus) na modalidade de benefício definido, regularmente apresentava déficit atuarial.

Durante o exercício de 2009, na busca do equacionamento desses planos a Administração apresentou e conseguiu aprovação junto a Secretaria de Previdência Privada das seguintes alterações dos referidos planos:

1. Fechamento dos Planos de Benefícios Definido (BD) para novos participantes.
2. Criação dos Planos Saldados (PS) para o qual poderão migrar os atuais participantes ativos; e
3. Criação dos Planos de Contribuição Definida (CD) para o qual poderão migrar todos os atuais participantes ativos que tenham migrado concomitantemente para os planos (PS).

Os participantes que optaram pela migração para os planos (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 dos planos foi objeto de contrato de assunção de dívida pela patrocinadora Energisa Sergipe com o respectivo fundo patrocinado - Inergus. Em função de suas características, o plano (PS) não será objeto de contribuições mensais dos participantes ou patrocinadora, sendo que qualquer eventual desequilíbrio atuarial deverá ser suportado pela patrocinadora.

Plano de contribuição definida

O plano (CD) se caracteriza por ser conhecido o valor das contribuições, sendo que o valor dos benefícios dependerá do acúmulo da poupança realizada pelos participantes e pela patrocinadora e dos resultados financeiros obtidos do investimento realizado pelos administradores do plano. Dessa forma, o plano nessa modalidade não gera para a patrocinadora passivo em razão de desequilíbrio atuarial.

No período findo em 31 de março de 2015, a despesa de patrocínio a esses planos foi de R\$546 (R\$624 em 31 de março de 2014).

b) Plano de saúde

A Companhia participa do custeio de planos de saúde a seus empregados, administrados por operadora regulada 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 31 de março de 2015 as despesas com esse benefício foram de R\$1.267 (R\$925 em 31 de março de 2014)

29. Compromissos

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

Contratos de compra de energia:

Contrato de compra de energia - reais mil						
Vigência	2015	2016	2017	2018	2019	Após 2019
2015 a 2048	433.908	444.445	411.424	413.684	429.258	5.982.983

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.

30. Concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica

A Energisa SE assinou em 23 de dezembro de 1997, com a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL o contrato de concessão de distribuição de energia elétrica, com o prazo de concessão até 23 de dezembro de 2027.

31. Informações adicionais ao fluxo de caixa

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

	31/03/2015	31/03/2014
Atividades operacionais		
Contas a receber da concessão	4.760	5.310
Atualização contas a receber da concessão - VNR	3.099	3.801
Fornecedores	1.754	5.784
Atividades de investimentos		
Imobilizado e intangível	3.074	43
Atividades de financiamento		
Empréstimos e financiamentos	1.320	800

32. Eventos subsequentes

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\$66.921, equivalentes a R\$342,291919826 por ação ordinária, já tendo sido integralmente quitados: (a) em 11 de junho de 2014, o valor de R\$16.449 (R\$ 84,13169118 por ação ordinária); (b) em 4 de setembro de 2014, o valor de R\$10.672 (R\$ 54,5871405 por ação ordinária); (c) em 19 de janeiro de 2015, o valor de R\$19.600 (R\$ 100,251139334 por ação ordinária); (d) em 02 de abril de 2015, o valor de R\$10.100 (R\$ 51,66097443 por ação ordinária); e (e) em 06 de abril de 2015, o valor de R\$10.100 (R\$ 51,66097443 por ação ordinária).

Revisão tarifária

Através da Resolução Homologatória n.º 1.877 de 14 de abril de 2015, foram reajustadas as tarifas da base econômica da Companhia em 13,26% com o início de vigência em 22 de abril de 2015.

RELATÓRIO SOBRE A REVISÃO DE INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS

Aos Acionistas, Conselheiros e Administradores da
Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A.
Aracaju - SE

Introdução

Revisamos as informações financeiras intermediárias da Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A. (“Companhia”), contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR referentes ao trimestre findo em 31 de março de 2015, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de março de 2015 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de três 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 três meses findo em 31 de março de 2015, preparada sob a responsabilidade da Administração da Companhia, cuja apresentação nas informações intermediárias é requerida de acordo com as normas expedidas pela CVM - Comissão de Valores Mobiliários aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais - ITR, e como informação suplementar pelas IFRSs que não requerem a apresentação da DVA. Essa demonstração foi submetida aos mesmos procedimentos de revisão descritos anteriormente e, com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que não foi elaborada, em todos os seus aspectos relevantes, de forma consistente com as informações financeiras intermediárias tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 14 de maio 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