



RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2014

MENSAGEM DO DIRETOR PRESIDENTE

No ano de 2014, a EDP Bandeirante prosseguiu com sua atuação sustentável junto aos clientes, colaboradores, acionistas e à sociedade em geral.

O ano foi marcado pela constante alta dos custos de aquisição de energia, consequência da situação hidrológica desfavorável e maior despacho das usinas térmicas, com custos de combustível e operação elevados, fator que colocou uma forte pressão sobre o fluxo de caixa da Empresa. Neste contexto, definimos para 2014 ações prioritárias voltadas para proteção do caixa, otimização da base de custos, manutenção da qualidade dos serviços prestados aos nossos clientes, e medidas de combate às perdas de energia.

Mercado
Em 2014, a base de clientes foi incrementada em 3,6% comparado a 2013, que representou 59 mil novos clientes conectados à rede da companhia. O acréscimo nesse período concentrou-se nas classes residencial (+3,6%) e comercial (+3,9%).

O volume total de energia distribuída na área de concessão da EDP Bandeirante em 2014 foi de 15.452 GWh, o que representou um incremento de 0,8% em relação ao ano de 2013.

O menor crescimento global da carga origina-se da queda de 4,8% do setor industrial, apesar do crescimento médio do consumo das classes comercial e residencial (8,6% e 3,7%), e adicionalmente variação negativa de 1,3% na energia distribuída a clientes livres.

Reposicionamento Tarifário e Resultados Financeiros

Os resultados do ano de 2014 foram influenciados pelos elevados custos de aquisição de energia, reflexo da condição hidrológica menos favorável e maior despacho de usinas Térmicas. Parte dos efeitos relacionados ao custo de aquisição de energia foram mitigados através de aportes de fundos da Conta no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para a EDP Bandeirante, totalizando R\$309,5 milhões.

O reajuste tarifário aprovado em Outubro de 2014 pela ANEEL permitiu também mitigar parte da pressão sobre o caixa da companhia. O reposicionamento tarifário foi de 22,34%, sendo 15,05% relativo ao reposicionamento econômico e 7,29% referente aos componentes financeiros. O efeito médio a ser percebido pelos consumidores cativos foi de 21,93%.

Como consequência, a receita operacional líquida, desconsiderando as receitas de construção, totalizou R\$3.060,5 milhões, sendo 24,5% superior ao resultado de 2013. A margem bruta cresceu 10,6%, impactada pela elevação dos custos não gerenciáveis em 31,6%, refletindo a alta dos preços de aquisição de energia. As medidas de contenção de custos levaram a uma redução do Opex de 4% face a 2013. O EBITDA totalizou R\$ 463,8 milhões e o lucro líquido R\$240,3 milhões, aumentos de 10,4% e 25,9%, respectivamente, comparados ao mesmo período do ano anterior.

Importante também destacar os R\$399 milhões de recursos captados no mercado financeiro, que fizeram subir a dívida bruta em 35,0%, mas necessários para assegurar a rolagem de R\$188 milhões de dívidas que venceram no ano de 2014 e proteção do caixa da EDP Bandeirante ao longo de 2014.

Investimentos e Otimização de Processos

Apesar do cenário desafiador, mantivemos nosso compromisso com a qualidade dos serviços, no atendimento ao mercado e à regulação vigente. Os investimentos líquidos totalizaram R\$176,6 milhões, 6% abaixo de 2013 e foram destinados a obras estruturantes para o reforço do sistema elétrico, telecomunicações, informática, entre outros. Destaque para a construção e energização das Subestações Parque Tecnológico (+82,0 MVA), Alex Petrasoli (+82,0 MVA) e Porto Novo (+15,0 MVA) e a ampliação de 9 subestações (+74,0 MVA), totalizando 3.871 MVA de capacidade instalada (7,0% de acréscimo face a 2013).

Com foco na eficiência operacional, é importante ressaltar dois importantes projetos de 2014: Projeto CSD que permitiu a melhor alocação das equipes de campo e a formação de equipes multidisciplinares, traduzindo o comprometimento da Empresa com a melhoria dos processos e consequente incremento de produtividade e eficiência operacional; e o Projeto Reclamação Zero, destinado ao ciclo comercial, com efeitos na redução das reclamações em cerca de 17,6% face ao ano anterior e no menor índice de reclamações registrados na história da companhia.

Resultados Operacionais

Através dos consistentes investimentos na expansão, modernização e manutenção das redes, atrelados à melhoria contínua dos processos de atendimento em campo, nossos índices de qualidade técnica mantiveram-se dentro dos padrões estabelecidos pela ANEEL. O DEC (Duração Equivalente de Interrupção) ficou em 7,62 horas, e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção) foi de 5,34 vezes.

As perdas totais apresentaram redução de 0,38 p.p. sobre o montante de 2013, finalizando o ano de 2014 no menor patamar dos últimos 10 anos. A melhoria deste indicador se deve essencialmente ao nosso consistente plano de combate às perdas, com iniciativas de regularização de ligações clandestinas, substituição de medidores, inspeções para detecção de fraudes e elevação do nível de telemetria.

A EDP Bandeirante participa anualmente da pesquisa conduzida pela ABRADÉE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica com o objetivo de medir a qualidade percebida pelos clientes em relação ao fornecimento de energia elétrica e à eficácia dos serviços oferecidos. Em 2014, nossos clientes demonstraram uma percepção positiva da EDP Bandeirante avaliando-a com um índice de satisfação da qualidade percebida de 83,0%.

Na pesquisa da ANEEL de Satisfação do Cliente (IASC), a EDP Bandeirante teve o índice melhorado 12,5% em relação a 2013.

Agradecimentos

Agradecemos aos nossos clientes e parceiros de negócio pelo relacionamento duradouro, aos acionistas pela confiança em nossa administração e aos colaboradores pela dedicação e profissionalismo. Em 2015 manteremos a política de segurança e qualidade dos serviços prestados, acompanhada de rigorosa gestão financeira e continuaremos profundamente empenhados na satisfação dos nossos clientes e no desenvolvimento das nossas pessoas.

Miguel Dias Amaro

Diretor Presidente da EDP Bandeirante

A COMPANHIA

A EDP Bandeirante, Companhia de capital aberto, tem por objetivo a prestação de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos, a partir de 23 de outubro de 1998, conforme contrato de concessão, firmado naquela data.

A partir de abril de 2005 passou a ser subsidiária integral da EDP - Energias do Brasil S.A. A sua sede está localizada na cidade de São Paulo, maior centro econômico-financeiro da América Latina.

Atua em 28 municípios do Estado de São Paulo, abrangendo cerca de 4,5 milhões de habitantes, compreendidos entre 2,5 milhões no Alto Tietê e 2,0 milhões no Vale do Paraíba e Litoral Norte.

CENÁRIO MACROECONÔMICO

O ano de 2014 foi difícil para a economia paulista. A atividade econômica do Estado, nos nove primeiros meses de 2014 em relação ao mesmo período do ano anterior, retraiu-se em 1,9%, refletindo as quedas na agropecuária (6,4%), na indústria (5,4%) e nos serviços (0,4%), dados da SEADE.

A queda no preço das commodities e a crise em importantes parceiros comerciais atingiram a maior economia do País. Em 2014 a balança comercial de São Paulo teve saldo negativo de US\$ 33,4 bilhões, com recuos tanto nas exportações (-8,4%) quanto nas importações (-5,5%), em relação a 2013, dados do MDIC. Destaca-se a queda nas exportações para a Argentina em cerca de 30%, que é o segundo principal destino do comércio internacional paulista.

A produção física industrial no ano, frente a 2013, mostrou retração de 6,2% para o total da indústria de São Paulo, com quinze das dezoito atividades investigadas apontando queda na produção. O principal impacto negativo veio do setor de veículos automotores (-17,0%), pressionado em grande medida pelo recuo na fabricação de automóveis, caminhões, caminhão-tractor para reboques e semirreboques e peças ou acessórios para o sistema de motor de veículos automotores.

Ainda assim o mercado de trabalho se manteve aquecido. Segundo CAGED, no ano, o saldo de postos de trabalho formais teve alta de 0,33%, acréscimo de + 42,6 mil postos de trabalho, tendo o setor de Serviços contribuído com um acréscimo de +138,0 mil.

AMBIENTE REGULATÓRIO E TARIFÁRIO

Alterações Regulatórias

O ano de 2014 foi marcado por diversas alterações regulatórias. Dado a publicação da Medida Provisória nº 579/2012, com a intenção de reduzir a tarifa de energia elétrica em 20%, e posteriormente convertida na Lei 12.783/2013, as consequências foram observadas no decorrer dos anos de 2013 e 2014.

Os mecanismos disponíveis ao longo do ano de 2013, em especial a distribuição das cotas de usinas que anteciparam a renovação de suas concessões, precisaram ser estendidos a 2014 de modo a evitar um risco de exposição involuntária por parte das distribuidoras. Diante deste cenário, em 07 de março de 2014 foi publicado o Decreto nº 8.203/2014, autorizando o repasse de recursos financeiros da CDE para o pagamento de custos da exposição ao Mercado de Curto Prazo na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE no mês de janeiro de 2014.

Com o aumento dos custos e a crescente exposição involuntária das distribuidoras, impactados pelo elevado PLD verificado, o governo anunciou no dia 13 de março de 2014 medidas de apoio ao setor elétrico nacional: i) Aporte financeiro adicional do Tesouro Nacional na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) no valor de R\$4 bilhões; ii) Realização de Leilão de Energia Existente do Ano "A", com entrega da energia já no ano de 2014, realizado em abril e início de suprimento a partir de 1º de maio.

Adicionalmente, em 1º de abril de 2014, o Decreto 8.221/2014 encarregou a CCEE de criar e administrar a Conta no Ambiente de Contratação Regulada - CONTA-ACR, destinada a cobrir, de fevereiro a dezembro de 2014, os custos que excedam a cobertura tarifária relativa i) à exposição contratual

involuntária e ii) ao despacho termoeletrico relativo aos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado na modalidade por disponibilidade - CCEAR-D.

Em 25 de abril de 2014, a CCEE firmou contratos com alguns bancos para financiar R\$11,2 bilhões para a Conta-ACR, a fim de cobrir desembolsos das distribuidoras de energia elétrica com a exposição ao Mercado de Curto Prazo e o despacho de térmicas. Em agosto de 2014, foi aprovado um novo empréstimo, no valor total de R\$6,5 bilhões. O saldo da Conta-ACR mostrou-se insuficiente para cobrir os déficits da contabilização de novembro e dezembro, forçando a ANEEL a postergar a liquidação destes meses, enquanto viabiliza novos recursos para cobrir estes sobrecustos.

Já em maio de 2014, a ANEEL estabeleceu critérios para a finalidade dos excedentes de recursos financeiros da Conta de Energia de Reserva - CONER por meio da Resolução Normativa nº 613/2014, que passou a ser destinada às distribuidoras com o intuito de reduzir o déficit tarifário. Em 2014 as distribuidoras da EDP Energias do Brasil receberam R\$98,8 milhões de ressarcimento da CONER, sendo R\$56,2 milhões na EDP Bandeirante.

Os recursos provenientes ao longo de 2014 para a EDP Bandeirante estão detalhados na tabela abaixo:

em R\$mil	1T14	2T14	3T14	4T14	2014
Conta-ACR	122,1	81,6	73,4	32,4	309,5
CDE	-	-	-	-	-
EDP Bandeirante	122,1	81,6	73,4	32,4	309,5

Nota: Conta-ACR Líquida de CONER

Em 25 de novembro, a ANEEL aditou os Contratos de Concessão para Distribuição de Energia Elétrica com o objetivo de reduzir as incertezas quanto ao reconhecimento e a realização/amortização dos ativos e passivos regulatórios e consequentemente, qualificá-los como passíveis de reconhecimento nas Demonstrações Financeiras. Após o aditamento, o CPC emitiu, em 28 de novembro, o OCPC 08 considerando não mais haver incertezas significativas que sejam impeditivas para o reconhecimento dos ativos e passivos regulatórios. Em 10 de dezembro, a Companhia assinou o Termo Aditivo do Contrato de Concessão junto a Aneel. Esta alteração proporcionou o registro de R\$351,0 milhões no balanço societário da Bandeirante.

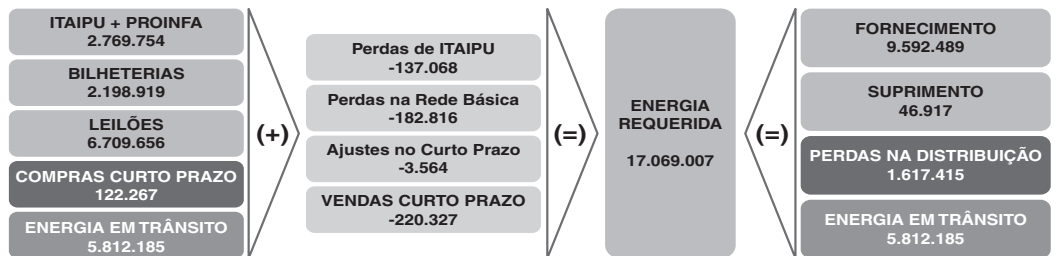
Revisões Tarifárias e Reajustes Tarifários

O reajuste tarifário anual médio concedido à concessionária EDP Bandeirante foi de 22,34%, reposicionando as tarifas para o período de 23 de outubro de 2014 a 22 de outubro de 2015. Deste percentual, 15,05% referem-se ao reajuste econômico e 7,29% referem-se a componentes financeiros. O índice de reajuste tarifário (IRT) aprovado incluiu a amortização da 3ª de três parcelas do saldo do passivo regulatório formado em função da postergação da data de aplicação dos resultados da Terceira Revisão Tarifária Periódica (3ª RTP de 2011), no montante de R\$28 milhões.

MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

Balanco Energético (MWh)

O Balanço Energético retrata a energia contratada para atendimento ao mercado da Companhia e as perdas na distribuição e na rede básica, sendo o saldo ajustado no Mercado de Curto Prazo.



Compra de Energia

A compra de energia em 2014 foi de 11.800,6 GWh, superior em 2,67% à de 2013. Deste montante, as compras compulsórias de Itaipu e do Proinfa representam 23,47%, as compras no ACR (CCEAR e Contrato de Ajuste) 56,86% e os Contratos Bilaterais 18,63% e o Curto Prazo 1,04%.

DESEMPENHO OPERACIONAL

A EDP Bandeirante vendeu, no ano de 2014, 9.639,4 GWh para os clientes cativos, permissionárias e consumo próprio, crescendo 2,0% em relação ao mesmo período do ano anterior. O resultado está impactado pelo desempenho das classes residencial e comercial, afetadas pelas elevadas temperaturas na comparação com 2013 em Guarulhos (+3,8°C) e SJC (+2,9°C) no primeiro trimestre de 2014.

A energia em trânsito, distribuída a clientes livres, totalizou 5.812,2 GWh em 2014, apresentando um recuo de 1,3% em relação ao mesmo período do ano anterior, devido ao recuo da produção industrial de São Paulo.

A energia distribuída pela EDP Bandeirante, que compõe o mercado cativo e livre, avançou 0,8% no mesmo período, totalizando 15.451,6 GWh.

	Janeiro a Dezembro			
	MWh		Consumidores	
	2014	2013	2014	2013
Fornecimento				
Residencial	3.632.814	3.504.144	1.573.472	1.519.284
Industrial	2.618.229	2.750.989	12.468	11.973
Comercial	2.283.583	2.102.802	117.712	113.286
Rural	88.487	83.809	8.014	7.994
Outros ⁽¹⁾	962.797	951.437	13.349	13.270
Total Fornecimento	9.585.911	9.393.180	1.725.015	1.665.807
Consumo próprio	6.578	6.151	172	166
Suprimento	46.917	48.222	2	2
Total Fornecimento e suprimento	9.639.406	9.447.553	1.725.189	1.665.975
Disponibilização do Sistema de Distribuição	5.812.185	5.887.226	173	165
Total Energia Distribuída	15.451.590	15.334.780	1.725.362	1.666.140
Energia de curto prazo	220.327	24.511		
Receita Operacional Líquida	15.671.917	15.359.291	1.725.362	1.666.140

⁽¹⁾ Outros = Poder público + Iluminação pública + Serviço público

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2014

QUALIDADE

Os indicadores de desempenho da qualidade do serviço evoluíram positivamente, em linha com os níveis de excelência nacionais. Isso resulta dos investimentos realizados, bem como das ações de manutenção preventiva, obras de melhoria e inovação realizadas nos ativos do sistema elétrico de distribuição. Os indicadores DEC e FEC se apresentaram em total conformidade com os padrões estabelecidos pela ANEEL, sendo em 2014 registradas 7,62 horas e 5,34 interrupções, respectivamente.

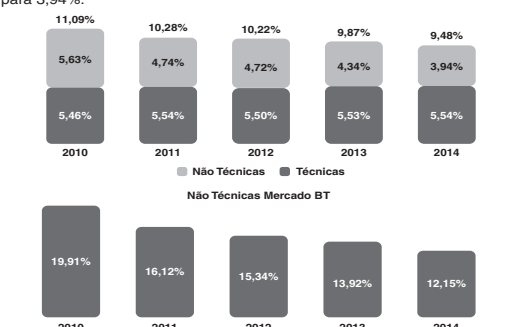
Indicador	Unidade	2011	2012	2013	2014	
DEC	Horas	Real	9,67	9,42	8,08	7,62
		Meta Aneel Regulatória	9,70	9,57	9,36	9,05
		Real	6,29	6,03	5,51	5,34
FEC	Vezez	Meta Aneel Regulatória	8,42	8,37	8,07	7,55

DEC = Duração Equivalente de interrupções por Clientes (horas - média cliente/ano)

FEC = Frequência Equivalente de interrupções por Cliente (interrupções - média cliente/ano)

PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS

As perdas totais em 2014 foram de 9,48%, abaixo em 0,38 p.p. em relação a 2013. As perdas técnicas aumentaram 0,01 p.p., passando de 5,53% para 5,54% e as perdas não técnicas reduziram 0,40 p.p., passando de 4,34% para 3,94%.



Combate às Perdas Não Técnicas

A EDP Bandeirante encerra o ano de 2014 com as marcas de Perdas Não Técnicas de 12,15% sobre o mercado de baixa tensão e a Perda Total no valor de 9,48%, que é a diferença entre a energia adquirida e a energia faturada.

Isso representa uma redução de 1,77 p.p. no índice de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão em relação ao mesmo período do ano anterior.

Com este histórico, a empresa consolida-se como referência no combate às perdas comerciais, investindo no Programa de Combate às Perdas aproximadamente R\$12,1 milhões em despesas gerenciáveis (OPEX) e R\$ 17,5 milhões em investimentos operacionais (CAPEX). As principais ações do Programa foram a instalação de mais de 10.300 dispositivos de comunicação remota blindando totalmente o consumo dos maiores clientes da empresa, a substituição de 38.000 medidores eletromecânicos obsoletos por medidores eletrônicos com melhor precisão de consumo medido, 62.000 inspeções de campo em unidades consumidoras de baixa tensão e a instalação de 215 conjuntos externos de medição (medição comparativa) de baixa tensão em unidades consumidoras com histórico de irregularidades, regularização de 2,5 mil unidades consumidoras clandestinas.

PRINCIPAIS DADOS DAS INSTALAÇÕES ELÉTRICAS

Descrição	2014	2013	Varição %
Quantidade	67	63	6,3
Potência Instalada de Transformadores (MVA)	3.871	3.618	7,0
Redes de Distribuição - Própria (Km)	27.953	27.461	1,8
AT (maior ou igual a 69 KV)	952	903	5,4
MT (entre 1 e menor a 69 KV)	14.256	14.022	1,7
BT (menor que 1 kV)	12.745	12.536	1,7
Transformador de Distribuição - Próprios (Quantidade)	63.066	61.630	2,3
Urbano	46.355	45.043	2,9
Rural	16.658	16.538	0,7
Subterrâneo	53	49	8,2
Potência Instalada na Distribuição Própria (MVA)	3.630	3.415	6,3
Urbano	3.176	2.962	7,2
Rural	425	426	-0,2
Subterrâneo	29	27	7,4
Postes em Redes de Distribuição - Quantidade	546.142	540.665	1,0
Urbano	404.693	408.121	-0,8
Rural	141.449	132.544	6,7
Iluminação Pública	361.473	361.755	-0,1
Lâmpadas - unidades (de propriedade da empresa)	266.974	270.253	-1,2
Lâmpadas - unidades (de propriedade dos municípios)	101.190	91.502	10,6

RELACIONAMENTO COM O CLIENTE

A EDP Bandeirante segmenta seus clientes por nível de tensão de fornecimento, a saber, clientes de baixa, média e alta tensão, e por classe de clientes, pertencentes às esferas pública e privada. A distribuidora possui estrutura para atender seus diversos públicos, oferecendo acesso a canais de relacionamento presencial, virtual e telefônico.

O atendimento telefônico, realizado pelo Call Center, em conformidade com as exigências regulatórias do setor, oferece atendimento de caráter emergencial e comercial para os clientes de baixa tensão. Em 2014 foram atendidas 1,7 milhões chamadas. Para os clientes de média e alta tensão há uma estrutura exclusiva de atendimento telefônico personalizado e gratuito. Os órgãos de defesa do consumidor, como o PROCON, também contam com atendimento telefônico gratuito por uma equipe especializada.

O atendimento via internet é realizado pela Agência Virtual, que oferece 26 serviços online, estando 13 destes disponíveis também para acesso via dispositivos móveis, como celulares e tablets. Esse atendimento abrange todas as classes de clientes e personaliza o perfil de acesso de cada visitante de acordo com a classe pertencente. Em 2014 foram realizados 6,9 milhões acessos, entre a utilização de serviços e consultas.

Para o atendimento presencial, a concessionária conta com 30 Agências, distribuídas em todos os municípios de sua área de concessão. Em 2014 foram atendidos 1.055 milhões clientes de baixa tensão. Para os clientes de

média e alta tensão há atendimento exclusivo, realizado por analistas que gerenciam carteiras de clientes segmentadas por ramo de atividade. Além disso, ainda há a disponibilização, para todos os clientes, de 2.489 pontos de pagamento de fatura de energia elétrica, entre agentes lotéricos, bancos e correspondentes bancários.

A distribuidora também disponibiliza o atendimento pela Ouvidoria, que é responsável por acolher as manifestações dos clientes, além de ser instância administrativa de recursos, bem como intermediária com órgãos regulamentares.

PESQUISA E DESENVOLVIMENTO E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)

Em 2014, iniciamos 5 projetos de P&D, permanecendo assim 14 projetos em execução, com investimentos da ordem de R\$3,6 milhões. A EDP Bandeirante destaca os projetos "Observatório do Consumidor" e "Opções Tarifárias", cujas avaliações qualitativas e quantitativas aplicadas no InovCity Aparecida e InovCity Espírito Santo (Domingos Martins e Marechal Floriano), trarão resultados significativos a respeito da percepção do cliente sobre as tendências tecnológicas oriundas das redes inteligentes, bem como, a identificação da sensibilidade à variação do modelo tarifário (tarifa branca, pré-pagamento, bandeiras tarifárias, etc).

É importante frisar também o ineditismo do P&D Laboratório de Smart Grids em desenvolvimento com a Universidade de São Paulo (USP). Este ambiente inovador trará dentre várias funcionalidades e testes, a implementação de um Emulador de Rede de Distribuição, aquisição de IEDs (Intelligent Electronic Devices) para automação, identificação de "FLISR" (Fault Location, Isolation, and Service Restoration), desenvolvimento de aplicação "VoltVar" e algoritmos para alocação de religadores. Os resultados obtidos nos projetos de P&D foram amplamente divulgados à comunidade científica, através da participação em seminários nacionais e internacionais e publicação de artigos em revistas especializadas.

Eficiência Energética

No ano de 2014, a EDP Bandeirante investiu R\$13,5 milhões para a realização de projetos de eficiência energética, como o do sistema de abastecimento de água e esgoto de Jacaré - SAAE de Jacaré - e o "Boa Energia Solar", que instalou 1.550 equipamentos de aquecimento solar de alta eficiência no período, permitindo assim, substituir os chuveiros elétricos existentes.

A EDP Bandeirante deu sequência também ao projeto "Boa Energia na Comunidade", que visa aumentar a eficiência energética e regularizar unidades consumidoras de baixa renda. O programa atendeu 15.261 residências, substituindo equipamentos ineficientes por outros de melhor desempenho e orientando as famílias para que realizassem inscrição no CadÚnico e para que mudassem seus hábitos de consumo. Ainda dentro desse projeto, foram instalados sistemas de microgeração solar para atendimento de uma comunidade isolada localizada em São Sebastião. Por fim, continuou o projeto "Boa Energia nas Escolas" que levou conhecimento sobre o uso adequado e seguro da energia a 663 professores de 121 escolas da rede pública de ensino, atingindo um total de 59.181 alunos. Foram doados materiais didáticos a cada escola, além da utilização de uma unidade móvel de ensino: o "caminhão da boa energia". A carreta itinerante visitou as escolas interagindo diretamente com os alunos através de folder explicativo, experimentos científicos, jogos educativos e um filme em 3D sobre os caminhos da energia.

ANÁLISE DO DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

DRE - R\$Mil	2014	2013	Var. %
Receita Operacional Bruta	4.656.057	3.907.665	19,2
(-) Deduções à Receita Operacional	(1.457.407)	(1.301.813)	12,0
(=) Receita Operacional Líquida	3.198.650	2.605.852,00	22,7
(-) Despesas Operacionais:	2.822.465	2.305.906	22,4
Gerenciáveis	653.261	653.263	(0,0)
Pessoal, Administradores e Entidade de previdência privada	148.998	147.651	0,9
Material	12.256	13.064	(6,2)
Serviços de terceiros	144.838	138.231	4,8
Depreciação e amortização	87.649	120.279	(27,1)
Provisão para cred. liq. duvidosa / perdas líquidas	19.699	28.330	(30,5)
Provisões para contingências	9.914	13.876	(28,6)
Aluguéis e arrendamentos	6.748	5.427	24,3
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens	47.482	18.747	153,3
Valor novo de reposição	11.411	(17.185)	(166,4)
Custo com construção da infraestrutura	138.189	147.391	(6,2)
Outras	26.077	37.452	(30,4)
Não gerenciáveis	2.169.204	1.652.643	31,3
Energia elétrica comprada para revenda	1.956.690	1.501.297	30,3
Encargos de uso da rede elétrica	209.034	145.822	43,3
Taxa de fiscalização	3.480	5.524	(37,0)
EBITDA	463.834	420.225	10,4
Margem EBITDA - %	15,2%	17,1%	-1,9 p.p.
(=) Resultado do Serviço	376.185	299.946	25,4
Margem EBIT - %	12,3%	12,2%	0,1 p.p.
Resultado financeiro	(38.980)	(34.180)	14,0
EBT	337.205	265.766	26,9
Imposto de renda e contribuição social	(96.949)	(74.985)	29,3
Resultado Líquido	240.256	190.781	25,9
Margem Líquida - %	7,9%	7,8%	0,1 p.p.

As margens EBITDA, EBIT e líquida não consideram as receitas de construção

A receita operacional líquida apresentou uma evolução positiva de 22,7% no período de doze meses findo em 31 de dezembro de 2014 em relação ao mesmo período do ano anterior, atingindo R\$3.198,7 milhões, onde este resultado considera as receitas de construção as quais tem impacto nulo no resultado da empresa.

Se essa receita for desconsiderada a receita operacional líquida resulta em R\$3.060,5 milhões ficando 24,5% acima do exercício anterior. Esse resultado é explicado por:

1) Aumento de R\$757,6 milhões da receita bruta, em virtude dos seguintes fatores: i) Aumento das receitas de fornecimento a clientes cativos e livres (R\$323,9 milhões) principalmente em razão dos impactos dos reajustes tarifários de out/13 e out/14 de 10,36% e 22,34% respectivamente; ii) Aumento de receita de energia de curto prazo (R\$108,6 milhões); iii) Aumento das outras receitas operacionais (R\$22,7 milhões), sendo principalmente R\$21,9 milhões por conta de compensações financeiras por incentivos tarifários à baixa renda; iv) Reconhecimento dos ativos financeiros regulatórios (R\$351,0 milhões) de acordo com o OCP/08 (Reconhecimento de Determinados Ativos e Passivos nos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica) mediante assinatura do Quinto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão e; v) Redução do ressarcimento por insuficiência de geração (R\$48,5 milhões).

2) Aumento das deduções da receita operacional em R\$155,6 milhões, em virtude dos seguintes fatores: i) Aumento dos tributos sobre a receita (ICMS e PIS/COFINS) em R\$134,5 milhões; ii) Aumento dos encargos ao consumidor em R\$21,1 milhões devido principalmente ao encargo de CDE que aumentou R\$26,1 milhões em relação ao ano anterior.

As Despesas Operacionais totalizaram R\$2.822,5 milhões no período de doze meses acumulado em 31 de dezembro de 2014, superior em 22,4% às despesas verificadas no mesmo período do ano anterior.

As despesas operacionais gerenciáveis da EDP Bandeirante, que compreendem os custos de pessoal, materiais, serviços de terceiros, depreciação e amortização e outras despesas, ficaram estáveis em relação ao mesmo período do ano anterior atingindo o montante de R\$653,3 milhões. Excluindo os custos de construção, os quais não tem impacto no resultado, as despesas gerenciáveis totalizam R\$515,1 milhões com variação positiva de 1,8% (R\$9,2 milhões), que se deve principalmente a: i) Aumento de R\$28,7 milhões devido a baixas de ativos, perda na alienação de bens e ajuste de inventário, e; ii) Perda de R\$28,5 milhões referente à menor atualização do VNR devido IGM negativos no período e alteração do fator de ajuste das adições ao imobilizado; iii) Diminuição do PMSO em R\$2,9 milhões; iv) Diminuição de R\$12,6 milhões referente à provisão para créditos e liquidação duvidosa / perdas líquidas e provisões para contingências; e; v) Menor valor de depreciações e amortizações no período em R\$32,6 milhões, pois ao final de 2013 foi realizado uma conciliação físico/contábil em atendimento à Resolução Normativa Aneel 367/09, e em virtude de sobras contábeis identificadas efetuou amortização complementar no montante de R\$33,5 milhões naquele ano.

As despesas operacionais não gerenciáveis que correspondem aos custos com energia comprada para revenda, encargos setoriais de transmissão e taxa de fiscalização totalizaram em 31 de dezembro de 2014 o montante de R\$2.169,2 milhões, superiores em 31,3% em relação às praticadas no mesmo período do ano anterior. Tal fato é decorrente essencialmente: i) Da elevação dos valores de PLD que impactaram diretamente os custos associados aos contratos de energia térmica e exposição involuntária no curto prazo no qual a Bandeirante permaneceu nos cinco primeiros meses do ano, que em função deste fato recebemos R\$309,5 milhões de aportes governamentais para cobertura do sobrecusto de energia térmica, exposição no curto prazo e risco hidrológico; e ii) Aumento dos encargos e taxa de fiscalização em R\$61,2 milhões.

O Resultado Financeiro do período de doze meses findo em 31 de dezembro de 2014 foi R\$39,0 milhões negativos, inferior em R\$4,8 milhões comparado ao resultado financeiro de R\$34,2 milhões negativos de 2013, principalmente pelo aumento do custo de encargos de dívidas em R\$34,2 milhões, mitigados pela posição superavitária dos planos de benefício pós-emprego em R\$13,7 milhões comparados ao ano anterior em que se apurou déficit, e maior renda sobre aplicações financeiras em R\$14,5 milhões. Pelos motivos ressaltados anteriormente a EDP Bandeirante apresentou um Lucro Líquido de R\$240,3 milhões no período de doze meses findo em 31 de dezembro de 2014, superior em 25,9% ao registrado em igual período do ano anterior.

INVESTIMENTOS

Foram realizados a título de investimento em 2014 R\$178,6 milhões, já deduzidos os recursos recebidos na forma de doações e subvenções para investimento e considerando os juros capitalizados, ficando 6% inferior ao mesmo período do ano anterior, devido à situação de restrição de caixa durante o ano face ao aumento dos custos de energia, com priorização dos investimentos para o atendimento ao mercado e postergação e replanejamento do plano de obras. Os juros capitalizados representam R\$5,9 milhões do total.

Investimento - R\$Mil	2014	2013	Var %
Expansão do Sistema Elétrico	126.539	97.322	30%
Melhoramento da Rede	65.516	61.894	6%
Universalização	13.477	13.857	-3%
Telecom., Informática e Outros	18.518	33.507	-45%
Subtotal (1)	224.050	206.580	8%
(-) Obrigações Especiais (2)	(45.407)	(15.563)	192%
Investimento Líquido	178.643	191.017	-6%
Receitas de Ultrapassagem	(34.523)	(37.799)	-9%
Variação do Imobilizado	144.120	153.218	-6%

(1) Subtotal = Capex Bruto, considerando Capital investido na rede + Juros capitalizados

(2) Participação financeira de clientes, sejam eles pessoas físicas, jurídicas, união, estado e municípios nos projetos de investimentos
Novas regras instituídas com os procedimentos para revisões tarifárias relativas à receita de multas por Ultrapassagem de Demanda e consumo de Energia Reativa Excedente (PRORET 2.7), reduz a Receita Operacional e quando do início do 4º Ciclo de Revisões Tarifárias, o valor acumulado nessa subconta receberá o tratamento usual de depreciação dos ativos alocados como investimentos originários dessas Obrigações Especiais.

ENDIVIDAMENTO

Em 31 de dezembro de 2014, a EDP Bandeirante apresentou um endividamento líquido de R\$539,4 milhões, fechando 96,2% superior ao saldo de dezembro de 2013, devido às necessidades de cobertura de caixa face ao aumento dos custos da energia e encargos que não foram totalmente cobertos pelos aportes governamentais da conta ACR.

Unidade	Saldo		Variação %
	dez/14	dez/13	
Dívida Bruta (1)	R\$mil 821.821	608.843	35,0
Caixa e equivalentes de caixa	R\$mil 282.437	333.989	(15,4)
Dívida Líquida	R\$mil 539.384	274.854	96,2
Dívida Líquida / Patrimônio Líquido (vezes)	0,50	0,25	102,8

(1) Dívida Bruta = Empréstimos, financiamentos e encargos das dívidas + Debêntures

A dívida bruta da EDP Bandeirante em 31 de dezembro de 2014 foi de R\$ 821,8 milhões e é composta da seguinte forma: R\$635,7 milhões de debêntures, R\$174,6 milhões de financiamentos para o programa de investimentos (BNDES, BID e outras instituições financeiras) e R\$11,5 milhões de financiamentos junto à Eletrobrás.

GESTÃO DE PESSOAS

Força de Trabalho

O quadro de pessoal próprio da EDP Bandeirante, ao final de 2014, foi de 1.207 colaboradores e 2 colaboradores da alta direção em regime estatutário, totalizando 1.209. Adicionalmente contou com a participação de 2 conselheiros, 52 estagiários e 17 aprendizes.



Gestão de Pessoas

Com o tema capital humano e diversidade constituindo-se em um dos princípios de desenvolvimento sustentável, a gestão de pessoas da EDP Bandeirante busca garantir o bom resultado do ambiente de trabalho, reconhecendo a importância de cada colaborador e proporcionando uma atmosfera laboral positiva, com pessoas satisfeitas no trabalho e com equilíbrio na vida profissional e pessoal.

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2014

A estratégia de recrutamento e seleção corporativa baseia-se na priorização do recrutamento e aproveitamento interno, portanto, houve incentivo para que as vagas fossem preenchidas internamente. Em 2014, 145 novos profissionais integraram o quadro de Colaboradores EDP Bandeirante.

Todos os novos profissionais passaram pelo Programa de Acolhimento e Integração, composto por três etapas:

- Integração presencial do novo colaborador com a Gestão de Pessoas e representantes das principais áreas de negócio;
- Avaliação da satisfação do novo colaborador após um mês de trabalho;
- Avaliação do novo colaborador e da Gestão de Pessoas pelo gestor da vaga, após três meses de trabalho.

O treinamento presencial é realizado no primeiro dia de trabalho do novo colaborador. Neste dia, são apresentadas informações sobre a Cultura da EDP Bandeirante e do Grupo Energias do Brasil, além de tudo sobre o Código de Ética em vigor. A medida busca garantir que o quadro tenha ciência das diretrizes e concorde em segui-las. São oferecidos também treinamentos on-line de acolhimento, integração e de ética.

Com o objetivo de continuar a ser uma empresa atrativa no mercado de trabalho, a EDP Bandeirante possui uma estratégia de remuneração definida por meio da análise remuneratória comparativa com as práticas de mercado. Como parte desta política, há a aplicação de mérito anualmente. A empresa também oferece um amplo programa de benefícios para seus colaboradores e dependentes, tais como: previdência complementar, assistência médica e odontológica, auxílio-alimentação e refeição, seguro de vida em grupo, auxílio transporte, complementação auxílio-doença / acidente, auxílio-medicamento, auxílio-creche e auxílio-dependente especial.

A EDP Bandeirante entende que a sustentabilidade dos negócios só pode ser alcançada por meio do investimento no desenvolvimento de pessoas. Por isso, investe em capacitação e desenvolvimento, educação e avaliação de desempenho, além de projetos específicos. Em 2014, foram destinados R\$1.482 mil às atividades de capacitação e desenvolvimento, traduzidas em 46.409 horas de treinamento, com a média de 38 horas por colaborador próprio. Além disso, a EDP Bandeirante promove, em parceria com o Senai, o Programa de Formação Profissional de Eletricista de Rede de Distribuição de Energia Elétrica (ênfase em Construção, Medição, Manutenção e Operação de Rede de Distribuição) de 408 horas de duração e gratuito. Em 2014, o curso formou 45 profissionais desempregados das comunidades em que a EDP Bandeirante está inserida, e 40% foram absorvidos pela própria empresa. Em relação à avaliação de desempenho, em 2014, 97% dos colaboradores realizaram o processo.

Como parte do desenvolvimento do colaborador e do planejamento de pessoal e de sucessão, a EDP Bandeirante conta com o Programa de Estágio On Top, que efetivou 16 estagiários em 2014. Há também o programa "Energizing Development Program", que é direcionado a jovens colaboradores de elevado potencial, com o objetivo de desenvolver habilidades de liderança e instigar novos desafios a este determinado grupo. Para o público gestor, foi idealizado o Programa de Desenvolvimento de Líderes, visando incentivar e aumentar o repertório dos gestores quanto às novas formas de pensar. O programa apresenta ferramentas de auxílio na gestão das equipes e do negócio, sempre atualizando os participantes sobre temas relacionados ao setor e ao mercado.

O planejamento de sucessão é realizado através de comitês de sucessão em que são identificados sucessores para as posições estratégicas no negócio e para posições e funções críticas, bem como para os outros cargos de gestão, sob três perspectivas: curto, médio e longo prazo. Pela iniciativa, é possível desenvolver programas específicos de formação para cada sucessor,

BALANÇO SOCIAL ANUAL - FORMULÁRIO IBASE**EDP BANDEIRANTE**

	2014 (R\$mil)			2013 (R\$mil)		
1 - Base de Cálculo						
Receita Líquida (RL)			3.198.650			2.605.852
Resultado operacional (RO)			337.205			265.766
Folha de pagamento bruta (FPB)			113.881			111.957
2 - Indicadores Sociais Internos	R\$mil	% sobre FPB	% sobre RL	R\$mil	% sobre FPB	% sobre RL
Alimentação	15.010,93	13,18%	0,48%	12.758,55	11,40%	0,49%
Encargos sociais compulsórios	28.047,55	24,63%	0,89%	30.226,00	27,00%	1,16%
Previdência privada	4.271,91	3,75%	0,14%	4.374,87	3,91%	0,17%
Saúde	11.266,41	9,89%	0,36%	12.646,00	11,30%	0,49%
Segurança e saúde no trabalho	870,29	0,76%	0,03%		0,00%	0,00%
Educação	182,49	0,16%	0,01%	271,85	0,24%	0,01%
Cultura		0,00%	0,00%		0,00%	0,00%
Capacitação e desenvolvimento profissional	1.482,04	1,30%	0,05%	1.665,45	1,49%	0,06%
Creches ou auxílio-creche	451,59	0,40%	0,01%	412,75	0,37%	0,02%
Participação nos lucros ou resultados	10.616,29	9,32%	0,34%	10.511,00	9,39%	0,40%
Programa de Desligamento Voluntário - PDV		0,00%	0,00%		0,00%	0,00%
Outros	460,60	0,40%	0,01%	1.854,00	1,66%	0,07%
Total - Indicadores sociais internos	72.660,11	63,80%	2,31%	74.720,46	66,74%	2,87%
3 - Indicadores Sociais Externos	R\$mil	% sobre RO	% sobre RL	R\$mil	% sobre RO	% sobre RL
Educação	420,40	0,12%	0,01%	542,00	0,20%	0,02%
Cultura	676,60	0,20%	0,02%	1.288,00	0,48%	0,05%
Saúde e saneamento		0,00%	0,00%		0,00%	0,00%
Esporte	100,00	0,03%	0,00%	531,00	0,20%	0,02%
Combate à fome e segurança alimentar		0,00%	0,00%		0,00%	0,00%
Outros	113,00	0,03%	0,00%	42,00	0,02%	0,00%
Total das contribuições para a sociedade	1.310,00	0,39%	0,04%	2.403,00	0,90%	0,09%
Tributos (excluídos encargos sociais)	1.341.557,00	397,85%	42,66%	1.197.509,69	450,53%	45,95%
Total - Indicadores sociais externos	1.342.867,00	398,23%	42,70%	1.199.912,69	451,49%	46,05%
4 - Indicadores Ambientais	R\$mil	% sobre RO	% sobre RL	R\$mil	% sobre RO	% sobre RL
Investimentos relacionados com a produção/ operação da empresa	4.563,26	1,35%	0,15%	8.090,84	3,04%	0,31%
Investimentos em programas e/ou projetos externos	675,70	0,20%	0,02%	249,03	0,09%	0,01%
Total dos investimentos em meio ambiente	5.238,96	1,55%	0,17%	8.339,87	3,14%	0,32%
Quando ao estabelecimento de "metas anuais" para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/ operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa	(x) não possui metas () cumpre de 0 a 50% () cumpre de 51 a 75%	() cumpre de 0 a 50% () cumpre de 51 a 75%	() cumpre de 0 a 50% () cumpre de 76 a 100%	() não possui metas () cumpre de 0 a 50% () cumpre de 51 a 75%	() cumpre de 0 a 50% () cumpre de 76 a 100%	() não possui metas () cumpre de 0 a 50% () cumpre de 76 a 100%
5 - Indicadores do Corpo Funcional	2014	2013		2014	2013	
Nº de empregados(as) ao final do período	1.209,00	1.220,00		1.209,00	1.220,00	
Nº de admissões durante o período	79,00	153,00		79,00	153,00	
Nº de empregados(as) terceirizados(as)	ND	ND		ND	ND	
Nº de estagiários(as)	52,00	44,00		52,00	44,00	
Nº de empregados(as) acima de 45 anos	103,00	223,00		103,00	223,00	
Nº de mulheres que trabalham na empresa	244,00	243,00		244,00	243,00	
% de cargos de chefia ocupados por mulheres	16%	14%		16%	14%	
Nº de negros(as) que trabalham na empresa	168,00	370,00		168,00	370,00	
% de cargos de chefia ocupados por negros(as)	ND	ND		ND	ND	
Nº de pessoas com deficiência ou necessidades especiais	25,00	25,00		25,00	25,00	
6 - Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial	2.014,00	Metas 2015		2.014,00	Metas 2015	
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	ND	ND		ND	ND	
Número total de acidentes de trabalho	13,00			13,00		
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	() direção	(x) direção e gerências	() todos empregados	() direção	(x) direção e gerências	() todos empregados
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	(x) direção e gerências	() todos empregados	() todos + Cipa	(x) direção e gerências	() todos empregados	() todos + Cipa
Quando à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	() não se envolve	(x) segue as normas da OIT	() incentiva e segue a OIT	() não se envolverá	(x) seguirá as normas da OIT	() incentivar e seguirá a OIT
A previdência privada contempla:	() direção	() direção e gerências	(x) todos empregados	() direção	() direção e gerências	(x) todos empregados
A participação dos lucros ou resultados contempla:	() direção	() direção e gerências	(x) todos empregados	() direção	() direção e gerências	(x) todos empregados
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	() não são considerados	() são sugeri-dos	(x) são exigí-dos	() não serão considerados	() serão sug-eridos	(x) serão exigidos
Quando à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	() não se envolve	() apóia	(x) organiza e incentiva	() não se envolverá	() apoiará	(x) organizar e incentivar
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as): (na empresa, no procon, na justiça)	na empresa:	no Procon:	na Justiça:	na empresa:	no Procon:	na Justiça:
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:	51.371,00	2.359,00	3.817,00	33.397,00	1.664,00	3.742,00
	99%	100%	51%	97%	100%	51%
Valor adicionado total a distribuir (em mil R\$):			1.845.068,00			1.845.599,00
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	governo: 73%; acionistas: 7%; colaboradores: 3%; retido: 10%			governo: 84%; acionistas: 2%; colaboradores: 6%; terceiros: 6%; retido: 2%		
7 - Outras informações N/A - Não Aplicável.						

conforme as necessidades da posição que poderá assumir.

Além da capacitação do colaborador, a EDP Bandeirante preocupa-se também com bem-estar de todos. Com o objetivo de auxiliar o colaborador e conciliar de forma equilibrada a vida profissional com a pessoal, a EDP no Brasil mantém o Equilíbrio Conciliar. Desde 2008, quando foi idealizado e inserido à política de sustentabilidade do Grupo, o programa vem criando novas ações que têm como base a promoção da conciliação entre a vida fora e dentro da Empresa. O programa conta com projetos e parcerias estruturados em quatro pilares: saúde e bem-estar, valorização e cidadania, apoio à família e flexibilidade.

Pensando no colaborador, bianualmente é realizada uma pesquisa de clima, cuja última edição aplicada foi em 2013. Com base nos resultados desta pesquisa de satisfação, as áreas da EDP Bandeirante elaboraram 78 planos de ação para melhoria dos seus índices menos satisfatórios. Os patrocinadores dos planos são os respectivos gestores, que acompanham a evolução das ações propostas e a evolução do ambiente de trabalho. Para dar suporte aos gestores e zelar pela implementação destes planos de ação, foram nomeados 54 guardiões do clima.

Gestão da Saúde e Segurança
Mais do que um conceito, segurança é uma questão de atitude na EDP Bandeirante. A estratégia de gestão sustenta sua atuação em três princípios: Pessoas, Saúde e Segurança no Trabalho (SST) e Processos. Em relação à Segurança, a EDP Bandeirante trabalha com duas vertentes: Colaboradores próprios, que visa desenvolver os colaboradores da EDP Bandeirante a atenderem as exigências legais de segurança e saúde ocupacional; Prestadores de Serviço, baseado nos mesmos conceitos do PSC, que é desenvolvido para Prestadores de Serviços e busca subsidiar os mesmos no atendimento a legislação vigente e contratual.

No ano de 2014 ocorreram dois acidentes com afastamento na EDP Bandeirante e as taxas de frequência e gravidade da foram de 0,79 e 53 respectivamente. No mesmo ano, foram registrados quatro acidentes com afastamento com prestadores de serviços e taxas de frequência e gravidade de 0,91 e 742 respectivamente, seguindo as premissas de cálculo da Portaria 3.214/78 - Norma Reguladora nº 5 da Comissão Interna de Prevenção de Acidentes.

A certificação OHSAS (Occupational Health and Safety Assessment Series) 18001/2007 para o Sistema de Gestão de Segurança e Saúde Ocupacional no escopo de Manutenção e Operação manteve-se vigente durante o ano de 2014.

Buscar continuamente o bem-estar dos colaboradores, provendo ambientes saudáveis, é o princípio orientador em se tratando de saúde. Assim, além de exames periódicos, *check up's* (para executivos e carreira y), visitas técnicas, monitoramentos de dispndismias, foram realizadas, em 2014, campanhas de vacinação antigripal, campanhas de ergonomia, campanha de doação de sangue, campanha de peso saudável e campanha de saúde ocular, além de disseminação frequente de boletins relacionados à saúde.

SUSTENTABILIDADE, INOVAÇÃO E RESPONSABILIDADE CORPORATIVA**Sustentabilidade e Responsabilidade Social Corporativa**

Pelo 9º ano consecutivo, a EDP Bandeirante contribuiu para manter o reconhecimento do Grupo EDP no Brasil no Índice de Sustentabilidade Empresarial da BM&F da Bovespa (ISE Bovespa).

A atuação da EDP Bandeirante é norteada pelos Princípios de Desenvolvimento Sustentável e as orientações das Políticas de Inovabilidade

e de Responsabilidade Social. Em 2014, foram estabelecidos, junto às diferentes áreas, planos de ação que visam à melhoria contínua do desempenho da empresa nas dimensões socioambientais. As iniciativas envolvem temas como gestão de resíduos, biodiversidade, certificações, gestão de fornecedores e relacionamento com a comunidade. Além disso, a EDP Bandeirante deu continuidade aos projetos de inovação, com destaque para o InovCity que inclui ações voltadas para medição inteligente, eficiência energética, mobilidade elétrica, iluminação pública eficiente, geração distribuída e educação energética e desenvolvimento social.

Em 2014, os investimentos socio culturais realizados pela Companhia atingiram o valor de R\$1,3 milhão, apoiaram projetos sociais com foco na educação, cultura, esporte e desenvolvimento local e propiciaram o atendimento direto a mais de 17 mil pessoas. Com o programa "EDP Solidária", fomentou-se a inclusão social através da seleção de projetos com ênfase na capacitação e fortalecimento de jovens empreendedores, em parceria com a "Associação Aliança Empreendedora" e no Combate ao Câncer Infantil, com o GACC - Grupo de Assistência à Criança com Câncer. Na vertente cultural apoiou o Concurso Cultural Energias do Mundo, além do Projeto Gurí e da Banda Musical Educacional de Aparecida. Já no âmbito esportivo apoiou os projetos "Jacaré Rugby" e "Ginástica para Todos (Guarulhos)". Com o Programa "EDP nas Escolas", beneficiou 4,8 mil alunos do 1º ao 9º ano do ensino público fundamental do município de Aparecida, com a entrega de kits escolares, teatro nas escolas, melhorias do ambiente escolar e concurso cultural voltado à alimentação saudável. O concurso resultou na produção do livro "Receitas para uma Boa Energia - 80 sugestões saudáveis de minichefs".

O "Programa de Voluntariado da EDP", com participação dos colaboradores da EDP Bandeirante, promoveu diversas ações de cidadania, beneficiando cerca de mil pessoas atendidas por organizações sociais. Destaque para os projetos "Desafio do Bem", "Parte de Nós Ambiente" e "Parte de Nós Natal". Essa atuação proporcionou a conquista pelo Selo Empresa Amiga da Criança.

Meio Ambiente
Em 2014 destaca-se a participação da equipe especializada de meio ambiente da EDP Bandeirante no acompanhamento técnico das obras de construção de linhas de transmissão e subestações para avaliar e minimizar o respectivo impacto nos recursos naturais e nas populações de entorno. Destaca-se a emissão da Licença Ambiental de Operação nº09/2014 para a Subestação Porto Novo, em Caraguatuba, emitida em 22/04/2014 e também a dispensa de licenciamento da subestação Alex Petrasoli nº371/14, em Itaquaquecetuba, emitida em 14/10/2014.

Em paralelo, a EDP Bandeirante manteve as suas atividades de manutenção do sistema de gestão ambiental, assegurando a certificação de três subestações em 2014 pela norma internacional ISO 14.001, o correto gerenciamento dos resíduos gerados, a manutenção dos níveis de ruídos das instalações em valores aceitáveis através das campanhas anuais de monitoramento, entre outras.

Outro destaque de 2014 foi a assinatura de 5 termos de convênios de biodiversidade com prefeituras municipais da área de concessão melhorando as formas de destinação dos resíduos de podas gerados nas cidades, e em contrapartida, colocando à disposição das prefeituras equipamentos para viveiros e sementes destinadas à produção de mudas de espécies florestais nativas. Estas atividades culminaram num total de R\$ 4,9 milhões de investimentos e gastos de natureza ambiental.

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DEZEMBRO DE 2014 E 2013

(Em milhares de reais)	Capital social	Reservas de capital	Reservas de lucros	Outros resultados abrangentes	Lucros acumulados	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2012	254.628	334.728	189.933	-	-	779.289
Ajustes de exercícios anteriores			73.733	(73.733)	-	-
Saldos em 31 de dezembro de 2012 (Representado)	254.628	334.728	263.666	(73.733)	-	779.289
Aumento de capital - AGO de 09/04/2013	85.000					85.000
Lucro líquido do exercício					190.781	190.781
Destinação do lucro						
Constituição de reserva legal			9.539		(9.539)	-
Dividendos intermediários (JSCP)					(45.395)	(45.395)
Dividendo adicional aprovado					(6.725)	(6.725)
Lucros retidos a deliberar					(129.122)	-
Outros resultados abrangentes						
Ganhos e (perdas) atuariais - Benefícios pós-emprego					153.495	153.495
Imposto de renda e contribuição social diferidos					(52.189)	(52.189)
Saldos em 31 de dezembro de 2013	339.628	334.728	402.327	27.573	-	1.104.256
	Capital social	Reservas de capital	Reservas de lucros	Outros resultados abrangentes	Lucros acumulados	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2013	339.628	334.728	402.327	27.573	-	1.104.256
Dividendo adicional aprovado - RCA de 25/02/2014			(93.275)			(93.275)
Dividendo adicional aprovado - AGO de 10/04/2014			(35.847)			(35.847)
Distribuição de lucros retidos - AGO de 10/04/2014			(18.757)			(18.757)
Distribuição de lucros retidos - AGE de 09/10/2014			(31.809)			(31.809)
Lucro líquido do exercício					240.256	240.256
Destinação do lucro						
Constituição de reserva legal			7.461		(7.461)	-
Dividendos intermediários (JSCP)					(33.632)	(33.632)
Dividendos propostos					(29.612)	(29.612)
Lucros retidos a deliberar			169.551		(169.551)	-
Outros resultados abrangentes						
Ganhos e (perdas) atuariais - Benefícios pós-emprego					(49.733)	(49.733)
Imposto de renda e contribuição social diferidos					16.909	16.909
Saldos em 31 de dezembro de 2014	339.628	334.728	399.651	(5.251)	-	1.068.756

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

NOTAS EXPLICATIVAS**EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DEZEMBRO DE 2014 E 2013**

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

1 Contexto operacional

A Bandeirante Energia S.A. (Companhia ou EDP Bandeirante), Sociedade Anônima de capital aberto, concessionária de serviço público de energia elétrica, controlada integral da EDP - Energias do Brasil S.A. (EDP - Energias do Brasil), com sede no município de São Paulo-SP, detém o contrato de concessão de distribuição de energia elétrica nº 202/98 - ANEEL, pelo prazo de 30 anos, válidos até outubro de 2028 e atua em 28 municípios no Estado de São Paulo, tendo suas atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

2 Concessão

As principais obrigações estabelecidas às partes no contrato de concessão são as seguintes:
Concedente: fiscalização do cumprimento do contrato; garantir a prestação do serviço de forma adequada; prorrogar o prazo do contrato, se for necessário, para garantir a qualidade do atendimento a custos adequados; reajustar as tarifas para garantir o equilíbrio econômico-financeiro do contrato; e quando receber a concessão deverá indenizar, conforme disposto na lei, as parcelas dos investimentos vinculados, não amortizados ou depreciados na data da reversão, descontado, no caso da caducidade, o valor das multas contratuais e dos danos causados pela Companhia.

Companhia: manter permanentemente atualizado o cadastro dos bens e das instalações; manter equipamentos em perfeitas condições de funcionamento e ter as condições técnicas para assegurar a continuidade e a eficiência dos serviços; cobrar pelo fornecimento e pelo suprimento de energia elétrica às tarifas homologadas pela Concedente; e efetuar os investimentos necessários para garantir a prestação do serviço.

3 Base de preparação**3.1 Declaração de conformidade**

As demonstrações financeiras da Companhia estão preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, em observância às disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, e incorporam as mudanças introduzidas pelas Leis nº 11.638/07 e nº 11.941/09, complementadas pelos novos pronunciamentos, interpretações e orientações do Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, aprovados por Resoluções do Conselho Federal de Contabilidade - CFC e deliberações da Comissão de Valores Mobiliários - CVM e estão em conformidade com as *International Financial Reporting Standards* - IFRS, emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB e legislação específica emanada pela ANEEL, quando esta não for conflitante com as práticas contábeis adotadas no Brasil e/ou com as práticas contábeis internacionais. A apresentação da Demonstração do Valor Adicionado - DVA é requerida pela legislação societária brasileira e pelas práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis a companhias abertas. As IFRS não requerem a apresentação dessa demonstração. Como consequência, pelas IFRS, essa demonstração está apresentada como informação suplementar, sem prejuízo do conjunto das demonstrações contábeis.

O Conselho da Administração da Companhia afirma que todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras estão sendo evidenciadas e que correspondem às utilizadas por ela na sua gestão. As práticas contábeis relevantes da Companhia estão apresentadas nas notas explicativas próprias aos itens a que elas se referem.

A Administração da Companhia autorizou a conclusão das demonstrações financeiras em 27 de fevereiro de 2015.

3.2 Base de mensuração

As demonstrações financeiras foram elaboradas considerando o custo histórico como base de valor e determinados ativos e passivos financeiros mensurados ao valor justo.

3.3 Uso de estimativa e julgamento

Na elaboração das demonstrações financeiras, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e práticas contábeis internacionais, é requerido que a Administração da Companhia se baseie em estimativas para o registro de certas transações que afetam os ativos, passivos, receitas e despesas. Os resultados finais dessas transações e informações, quando de sua efetiva realização em períodos subsequentes, podem diferir dessas estimativas, devido a imprecisões inerentes ao processo de sua determinação. A Companhia revisa as estimativas e premissas pelo menos trimestralmente, exceto quanto ao Plano de benefícios pós-emprego que é revisado semestralmente e a redução ao valor recuperável que é revisada conforme critérios detalhados na Nota 3.5.

As principais estimativas que representam risco significativo com probabilidade de causar ajustes às demonstrações financeiras, referem-se ao registro dos efeitos decorrentes de: Provisão para créditos de liquidação duvidosa (Nota 6.3); Ativos financeiros setoriais (Nota 7); Ativo Financeiro Indenizável (Nota 13.1); Receita de fornecimento não faturado (Nota 21); Transações realizadas no âmbito da CCEE (Nota 6); Recuperação do imposto de renda e contribuição social diferidos sobre prejuízos fiscais, bases negativas e diferenças temporárias (Nota 9); Mensuração de instrumentos financeiros (Nota 26.1.3); Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas (Nota 19.1); e Planos de benefícios pós-emprego (Nota 17).

3.4 Moeda funcional e moeda de apresentação

A moeda funcional da Companhia é o Real e as demonstrações financeiras estão sendo apresentadas em reais, arredondadas para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

3.5 Redução ao valor recuperável**Ativo financeiro**

São avaliados quanto a sua recuperabilidade ao final de cada exercício, exceto para Consumidores e concessionárias que são avaliados mensalmente (Nota 6.3). São considerados ativos não recuperáveis quando há evidências de que um ou mais eventos tenham ocorrido após o reconhecimento inicial do ativo financeiro e que eventualmente tenha resultado em efeitos negativos no fluxo estimado de caixa futuro do investimento.

Ativo não financeiro

Se a Administração da Companhia identificar que houve evidências de perdas não recuperáveis no valor contábil líquido dos ativos intangíveis, ou que ocorreram eventos ou alterações nas circunstâncias que indicassem que o valor contábil pode não ser recuperável, a Companhia procede o teste de recuperabilidade dos ativos.

Quando tais evidências são identificadas e o valor contábil líquido excede o valor recuperável é constituída provisão ajustando o valor contábil líquido ao valor recuperável.

3.6 Adoção das Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) novas e revisadas**3.6.1 Normas e interpretações novas e revisadas já emitidas pelo IASB e ainda não adotadas pela Companhia****IFRS 9 - Instrumentos Financeiros (com efeito a partir de 1º de janeiro de 2018)**

A IFRS 9 foi emitida em novembro de 2009. Em outubro de 2010 foi revisada para incluir requerimentos de classificação e mensuração de passivos financeiros e para desreconhecimento. Outra revisão da IFRS 9 emitida em julho de 2014 incluiu principalmente: (i) requerimentos de *impairment* para ativos financeiros; e (ii) alterações limitadas para os requerimentos de classificação e mensuração ao introduzir um critério de avaliação a "valor justo reconhecido através de outros resultados abrangentes" (FVTOCI) para alguns instrumentos de dívida simples.

IFRS 15 - Receitas de Contratos com clientes (com efeito a partir de 1º de janeiro de 2017)

Em maio de 2014 foi emitida a IFRS 15 que introduziu um modelo simplificado para o reconhecimento de receitas provenientes dos contratos com clientes. A norma enfatiza o reconhecimento da receita como transferência ou promessa de bens ou serviços a clientes que reflete sua consideração de qual montante espera ser capaz de trocar por aqueles bens ou serviços. A IFRS 15 substituirá o CPC 30 (R1) - Receitas (IAS18), o CPC 17 (R1) - Contratos de Construção (IAS 11) e as interpretações relacionadas.

A Administração da Companhia acredita que a IFRS 9 e a IFRS 15 possam gerar efeitos nos montantes reportados nas demonstrações financeiras, no entanto, não é possível fornecer estimativa razoável desse efeito até que a Companhia efetue uma revisão detalhada desses impactos.

3.6.2 Normas e interpretações novas e revisadas já emitidas pelo CPC adotadas pela Companhia a partir de 1º de janeiro de 2014

A Companhia, a partir de 1º de janeiro de 2014, passou a adotar novas normas e interpretações emitidas pelo CPC. As seguintes normas não refletiram impactos nas demonstrações financeiras da Companhia: (i) ICPC 19 - Tributos (IFRIC 21); (ii) CPC 39 - Instrumentos Financeiros: Apresentação: Compensação de ativos e passivos financeiros (IAS 32); (iii) CPC 01 (R1) - Redução ao Valor Recuperável de Ativos: Divulgação de valores a recuperar de ativos não financeiros (IAS 36); e (iv) CPC 38 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração: Novação de derivados e contabilidade de cobertura (IAS 39).

Segue abaixo as normas que resultaram em impacto na apresentação das demonstrações financeiras:

OCPC 07 - Evidenciação na Divulgação dos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral

O objetivo desta orientação é tratar dos requisitos básicos de elaboração e evidenciação a serem observados quando da divulgação dos relatórios contábil-financeiros. São destacados na orientação a utilização dos conceitos de materialidade e relevância quando da elaboração dos relatórios contábil-financeiros, principalmente na elaboração das notas explicativas.

Na adoção do OCPC 07 a Companhia reavaliou a materialidade e a relevância das informações contábil-financeiras resultando em mudanças na apresentação das notas explicativas. Dentre as alterações, destaca-se a realocação da nota explicativa do "Resumo das principais práticas contábeis" para as notas explicativas específicas de cada rubrica.

OCPC 08 - Reconhecimento de Determinados Ativos e Passivos nos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica

O objetivo do OCPC 08 é tratar dos requisitos básicos de reconhecimento, mensuração e evidenciação de determinados ativos e passivos setoriais das concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica.

A edição da norma foi necessária quando, da alteração dos contratos de concessão das concessionárias distribuidoras, foi assegurado pelo órgão regulador o direito/obrigação de ressarcimento dos valores relativos às diferenças de Parcela A e outros componentes financeiros relacionados à tarifa de energia, que ainda não tenham sido recuperados ou devolvidos aos consumidores, em caso de extinção da concessão.

O CPC 08, fazendo referência ao CPC 23, destaca que a adoção de nova prática contábil de determinado evento novo não constituiu mudanças nas políticas contábeis. Desta forma, os efeitos do aditamento ao contrato de concessão não têm natureza de mudança de política contábil, mas, sim, a de uma nova situação sendo, consequentemente, sua aplicação prospectiva, gerando efeitos apenas nas demonstrações financeiras findas em 31 de dezembro de 2014.

A Companhia reconheceu no exercício ativos financeiros setoriais no montante de R\$351.515 sendo R\$350.979 em contrapartida da Receita operacional bruta (Nota 21) e R\$536 em contrapartida do Resultado financeiro (Nota 23). Para mais detalhes sobre os valores reconhecidos, vide nota 7.

4 Eventos significativos no exercício**4.1 Regulamentações do Setor de Energia**

Os mecanismos disponíveis ao longo do ano de 2013, em especial a distribuição das "Quotas de energia velha" e os leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, foram insuficientes para atender as necessidades das distribuidoras, fazendo com que essas concessionárias ficassem expostas, involuntariamente, ao Preço de Liquidação das Diferenças - PLD do mercado de curto prazo.

Diante desse fato, de modo a evitar um risco de exposição financeira, em 7 de março de 2014, foram emitidos o Decreto nº 8.203 e o Despacho ANEEL nº 515, autorizando o repasse de recursos da CDE às distribuidoras para o dia 11 de março de 2014, com o intuito de cobrir o sobrecusto com a compra de energia no mercado de curto prazo de competência janeiro de 2014, decorrente da frustração do leilão A-1, ocorrido em dezembro de 2013.

O sobrecusto foi calculado pela diferença entre o preço de liquidação de diferenças médio e a cobertura tarifária do montante de reposição. A ANEEL homologou os valores de repasse de recursos da CDE por meio do Despacho nº 515/2014. A Companhia não teve valor a receber.

No dia 13 de março de 2014, o Governo Federal, por meio do Ministério da Fazenda e do Ministério de Minas e Energia, convocou a imprensa para anunciar um pacote de medidas para subsidiar o sobrecusto de energia das distribuidoras, além de diminuir a exposição destas empresas ao mercado de curto prazo, por meio da realização de um leilão de energia com início de suprimento ocorrido a partir de maio de 2014.

O Decreto nº 8.221 de 1º de abril de 2014, incumbiu a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE de criar e manter a Conta no Ambiente de Contratação Regulada - CONTA-ACR, destinada a cobrir de fevereiro a dezembro de 2014 os custos que excedam a cobertura tarifária relativa: (i) à exposição contratual involuntária; e (ii) ao despacho termoeletrico relativo aos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado na modalidade por disponibilidade - CCEAR-D. Em contrapartida, a CCEE terá um direito de receber da CDE, a partir de 2015, os valores dos encargos arrecadados pelas distribuidoras, para pagamento dos referidos empréstimos. Os valores arrecadados pelas distribuidoras para pagamento da CDE se dará de forma proporcional ao mercado cativo de cada empresa, no prazo de dois anos.

No exercício a ANEEL homologou os seguintes valores à Companhia referente a recursos da conta ACR:

Despachos	Competência	Valor	ingressos do recurso	Data do recurso
Despacho nº 1.256 de 22 de abril de 2014	Fevereiro de 2014	70.033		28 de abril de 2014
Despacho nº 1.443 de 9 de maio de 2014	Março de 2014	85.806		12 de maio de 2014
Despacho nº 1.696 de 2 de junho de 2014	Abril de 2014	47.901		9 de junho de 2014
Despacho nº 3.186 de 18 de agosto de 2014	Maior de 2014	9.303		19 de agosto de 2014
Despacho nº 3.017 de 5 de agosto de 2014	Junho de 2014	1.490		19 de agosto de 2014
Despacho nº 3.588 de 2 de setembro de 2014	Julho de 2014	21.373		8 de setembro de 2014
Despacho nº 3.968 de 30 de setembro de 2014	Agosto de 2014	16.266		6 de outubro de 2014
Despacho nº 4.288 de 30 de outubro de 2014	Setembro de 2014	51.264		5 de novembro de 2014
Despacho nº 4.657 de 2 de dezembro de 2014	Outubro de 2014	6.047		8 de dezembro de 2014
		309.483		

Adicionalmente, a Companhia possui expectativa de recebimento de recursos provenientes da CONTA-ACR referente às competências de novembro e dezembro de 2014 no valor total estimado de R\$59.311, sendo o valor de R\$25.064 da competência do mês de novembro e R\$34.247 referente a provisão do mês de dezembro. Este montante foi reconhecido na rubrica de Ativos financeiros setoriais pois, até a data da aprovação destas demonstrações financeiras, as tratativas para a liberação dos recursos não haviam sido completamente efetivadas.

Outro mecanismo para cobrir os déficits tarifários das distribuidoras foi a destinação dos excedentes de recursos financeiros da Conta de Energia de Reserva - CONER conforme Resolução Normativa ANEEL nº 613 de 20 de maio de 2014. Os recursos destinados foram abatidos na liquidação do Mercado de Curto Prazo - MCP, sendo recebido pela Companhia no exercício de 2014 o montante de R\$56.201. A Companhia aguarda a homologação e liberação do recurso referente às competências dos meses de novembro e dezembro de 2014 no valor estimado de R\$24.546.

NOTAS EXPLICATIVAS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2014 E 2013

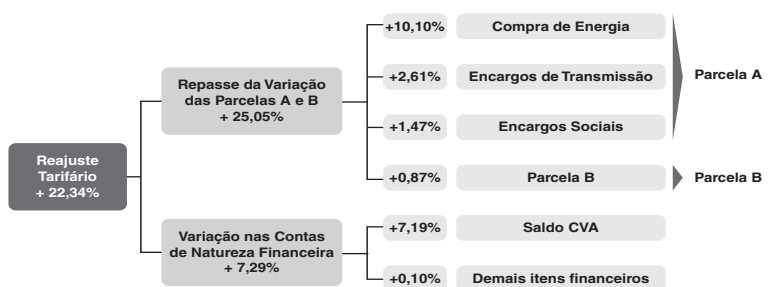
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

4.2 Reajuste Tarifário 2014

A Resolução Homologatória ANEEL nº 1.809 de 21 de outubro de 2014, homologou o resultado do reajuste tarifário anual de 2014 da Companhia, aplicado a partir de 23 de outubro de 2014.

O reposicionamento tarifário médio foi de 22,34%, sendo 15,05% relativo ao reposicionamento econômico e 7,29% referente aos componentes financeiros pertinentes. Em relação à tarifa praticada atualmente, o efeito médio percebido pelos consumidores foi de 21,93%, sendo 23,78% o efeito médio para os consumidores atendidos em alta e média tensão e 20,60% o efeito médio para os consumidores atendidos em baixa tensão. O Fator X aprovado neste reajuste tarifário foi de 0,44%, sendo "Pd" (ganhos de produtividade) 1,08%, "T" (trajetória para adequação dos custos operacionais) 0% e "Q" (incentivo à qualidade) -0,64%. O componente Q do Fator X representa o prêmio pela melhoria no índice de qualidade da distribuidora verificado em relação ao ano anterior.

Decomposição do Reposicionamento Tarifário de 2014



4.3 Liquidação antecipada de empréstimo junto ao BEI - Banco Europeu de Investimento e Swap junto ao Banco Goldman Sachs

Em 14 de agosto de 2014, o Conselho de Administração da Companhia deliberou pela liquidação antecipada do empréstimo junto ao BEI - Banco Europeu de Investimento e sua proteção contratada junto ao Banco Goldman Sachs. De acordo com os contratos, as liquidações estavam previstas para 17 de fevereiro de 2018.

Em 15 de agosto de 2014 a Companhia liquidou antecipadamente o referido empréstimo no valor total de R\$45.092, sendo R\$44.731 de principal e R\$361 de juros. A liquidação do swap resultou em um ganho para a Companhia de R\$9.425, sendo recebido líquido de Imposto de Renda o montante de R\$8.011.

A decisão da Administração para esta liquidação antecipada foi o risco de uma eventual ultrapassagem do índice financeiro (Dívida Bruta/EBITDA) decorrentes do impacto da implantação do IFRS no tocante à impossibilidade à época do registro dos ativos e passivos regulatórios, somado ao atual cenário do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil.

6 Consumidores e concessionárias

	Nota	Saldos Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total	PCLD	Valor líquido em 31/12/2014	Valor líquido em 31/12/2013
Circulante								
Consumidores								
Fornecimento faturado								
Residencial		80.908	57.675	14.898	153.481	(14.898)	138.583	134.894
Industrial		11.708	21.890	11.801	45.399	(8.590)	36.809	40.175
Comércio, serviços e outras atividades		30.560	16.553	8.667	55.780	(7.011)	48.769	41.888
Rural		1.094	346	157	1.597	(132)	1.465	1.444
Poder público								
Federal		3.692	386	67	4.145	(35)	4.110	3.236
Estadual		3.183	62	347	3.592	(312)	3.280	2.952
Municipal		5.582	3.796	1.011	10.389	(152)	10.237	6.822
Iluminação pública		7.723	5.344	252	13.319	(9)	13.310	9.292
Serviço público		9.117	2.512	6.124	17.753	(23)	17.730	21.254
Fornecimento não faturado		184.136			184.136		184.136	141.493
Parcelamentos de débitos		43.678	6.529	29.118	79.325	(51.599)	27.726	15.919
(-) Ajuste a valor presente	6.1	(815)			(815)		(815)	(1.177)
Outros créditos			194	634	828		828	949
		380.566	115.287	73.076	568.929	(82.761)	486.168	449.173
Concessionárias								
Suprimento de energia elétrica		52		155	207		207	415
Encargos de uso da rede elétrica		1.161	1	178	1.340	(178)	1.162	1.240
Outros créditos	6.2	33.373		696	34.069	(696)	33.373	10.801
		34.586	1	1.029	35.616	(874)	34.742	12.456
		415.152	115.288	74.105	604.545	(83.635)	520.910	461.629
Não circulante								
Consumidores								
Fornecimento faturado								
Industrial		4.245			4.245	(2.538)	1.707	1.707
Comércio, serviços e outras atividades		18			18		18	18
Serviço público		1.556			1.556		1.556	-
Parcelamentos de débitos		55.901			55.901	(1.797)	54.104	49.701
(-) Ajuste a valor presente	6.1	(7.554)			(7.554)		(7.554)	(11.750)
		54.166	-	-	54.166	(4.335)	49.831	39.676
Concessionárias								
Outros créditos		1.103			1.103	(119)	984	984
		1.103	-	-	1.103	(119)	984	984
		55.269	-	-	55.269	(4.454)	50.815	40.660

As contas a receber de clientes são registradas pelo valor faturado ou a ser faturado, ajustadas ao valor presente quando aplicável, incluindo os respectivos impostos diretos de responsabilidade tributária da Companhia.

O saldo de Concessionárias refere-se aos: (i) valores faturados a consumidores finais, concessionárias revendedoras e empresas comercializadoras, bem como a receita referente à energia consumida e não faturada; e (ii) valores a receber relativos à energia comercializada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

A exposição da Companhia a riscos de crédito e uma análise de sensibilidade para ativos e passivos financeiros são divulgadas na Nota 26.

6.1 Ajuste a valor presente

O ajuste a valor presente, regulamentado pelo CPC 12, foi calculado com base na taxa de remuneração de capital, aplicada pela ANEEL nas revisões tarifárias das distribuidoras. Essa taxa é compatível com a natureza, o prazo e os riscos de transações similares em condições de mercado. Em 31 de dezembro de 2014 corresponde a 11,36% a.a. (11,36% a.a. em 31 de dezembro de 2013), afetando positivamente o resultado do exercício em R\$4.558 (negativamente em R\$2.376 em 31 de dezembro de 2013).

6.2 Outros créditos - Concessionárias

Do montante em 31 de dezembro de 2014 de R\$33.373 (R\$10.801 em 31 de dezembro de 2013), R\$32.962 (R\$10.419 em 31 de dezembro de 2013) refere-se a valores a receber das geradoras referentes a ressarcimentos por insuficiência de geração, por indisponibilidade, por geração inferior ao Despacho do ONS e por geração inferior à inflexibilidade, substancialmente de competência de dezembro 2013 a dezembro de 2014.

6.3 Provisão para créditos de liquidação duvidosa

Conforme requerido pelo CPC 38, é efetuada uma análise criteriosa do saldo de consumidores e concessionárias e, quando necessário, é constituída uma Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa - PCLD, para cobrir eventuais perdas na realização desses ativos.

A provisão é constituída conforme Instrução Contábil 6.3.2 do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, detalhada a seguir:

- (i) Residencial: vencidos há mais de 90 dias;
- (ii) Comercial: vencidos há mais de 180 dias; e
- (iii) Demais classes: vencidos há mais de 360 dias.

Para os parcelamentos de débitos, a Companhia adota os seguintes critérios:

- (i) Clientes baixa tensão: parcela vencida há mais de 90 dias é constituída a provisão do saldo integral do parcelamento;
- (ii) Clientes média e alta tensão: parcela vencida há mais de 60 dias é constituída a provisão do saldo integral do parcelamento; e
- (iii) Poder Público: parcela vencida há mais de 60 dias é constituída a provisão do saldo integral do parcelamento, deduzida dos valores cobertos por meio de apresentação de Nota de Empenho.

A exposição da Companhia a riscos de crédito está divulgada na nota 26.2.3.

4.4 Assinatura de contrato de financiamento - BNDES

Em 29 de dezembro de 2014, a Companhia firmou contrato de financiamento junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES no valor total de R\$298.785, com incidência de juros que variam entre TJLP e TJLP + 3,05% a.a.. A primeira liberação deverá ocorrer no primeiro trimestre de 2015 e a última liberação poderá ocorrer até fevereiro de 2017.

O início de pagamento de principal será entre junho de 2016 e junho de 2017, com vencimento final entre maio de 2022 a dezembro de 2024. A operação possui como garantia fiança corporativa da EDP - Energias do Brasil e cessão fiduciária de receitas.

4.5 Lei nº 12.973, de 13 de novembro de 2014 (Conversão da Medida Provisória nº 627, de 11 de novembro de 2013) e Instrução Normativa RFB nº 1.515, de 24 de novembro de 2014

A Lei nº 12.973/14, trouxe mudanças relevantes para as regras tributárias federais em vigor obrigatoriamente a partir de janeiro de 2015, sendo facultada a opção de aplicação antecipada de seus dispositivos a partir do ano-calendário de 2014.

Entre as principais alterações nas regras tributárias a Lei revoga o Regime Tributário de Transição (RTT) e prevê a entrega de nova obrigação acessória, a Escrituração Contábil Fiscal (ECF) em substituição da Declaração de Informações Econômico-fiscais da Pessoa Jurídica (DIPJ). A referida legislação já foi regulamentada pela Instrução Normativa nº 1.515/14, entretanto, alguns temas relevantes estão pendentes de regulamentação pela Receita Federal do Brasil.

A Companhia elaborou estudo dos possíveis efeitos da aplicação dessa nova norma e concluiu que a sua adoção antecipada, ou não, não resultaria em impactos relevantes em suas demonstrações financeiras.

4.6 Registro dos Ativos financeiros setoriais

Em 10 de dezembro de 2014, a Companhia assinou o Quinto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, onde foi estabelecido que: "Além dos valores indenizados referentes aos ativos ainda não amortizados dos bens reversíveis, também serão considerados, para fins de indenização, os saldos remanescentes (ativos ou passivos) de eventual insuficiência de recolhimento ou ressarcimento pela tarifa em decorrência da extinção, por qualquer motivo, da concessão, relativos a valores financeiros a serem apurados com base nos regulamentos preestabelecidos pelo Regulador, incluídos aqueles constituídos após a última alteração tarifária." Desta forma, a Companhia passou a registrar os Ativos ou Passivos financeiros setoriais (Nota 7).

5 Caixa e equivalentes de caixa

	31/12/2014	31/12/2013
Bancos conta movimento	235.749	115.380
Aplicações financeiras - renda fixa	46.688	218.609
Total	282.437	333.989

Caixa e equivalentes de caixa incluem o caixa, os depósitos bancários e os investimentos de curto prazo com liquidez imediata, que são prontamente convertíveis em um montante conhecido de caixa, com baixo risco de variação no valor de mercado, sendo demonstrados ao custo acrescido de juros auferidos até a data do balanço que equivalem ao valor justo. As aplicações financeiras possuem opção de resgate antecipado dos referidos títulos, sem penalidades ou perda de rentabilidade.

Essas aplicações financeiras referem-se a Certificados de Depósitos Bancários - CDB e operações compromissadas lastreadas em Debêntures, remunerados a taxas que variam entre 95,00% e 101,00% do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

O cálculo do valor justo das aplicações financeiras é baseado nas cotações de mercado do papel ou informações de mercado que possibilitem tal cálculo, levando-se em consideração as taxas futuras de papéis similares.

A exposição da Companhia a riscos de taxas de juros e uma análise de sensibilidade para ativos e passivos financeiros são divulgadas na nota 26.

7 Ativos financeiros setoriais

Quando da adoção das IFRS no Brasil, a partir de 2010, a Companhia deixou de reconhecer esses ativos e/ou passivos, com base no entendimento de que os mesmos não atendiam plenamente às definições de ativo e passivo contidas na Estrutura Conceitual para Elaboração e Divulgação de Relatório Contábil - Financeiro do CPC e do IFRS. Tal entendimento decorria de que: (i) sua realização ou exigibilidade dependeriam de evento futuro não totalmente controlável pela entidade (a entrega futura de energia elétrica); e (ii) não era praticável saber, no momento do surgimento desses direitos ou obrigações, se e quais os efetivos compradores dessa energia no futuro que pagariam essas diferenças ou as teriam devolvidas em suas contas de energia elétrica. Adicionalmente, não havia consenso se a legislação em vigor garantia, de forma objetiva, o direito ao completo recebimento ou pagamento destes valores nos casos em que o mecanismo de tarifa não fosse suficiente para realizar o direito ou a obrigação ou, ainda, nos casos em que a concessão cessasse por qualquer motivo.

Para reduzir incertezas relevantes quanto ao reconhecimento e a realização ou liquidação destes ativos e/ou passivos e, consequentemente, qualificá-los como passíveis de reconhecimento nas Demonstrações Financeiras, a ANEEL decidiu, em 25 de novembro de 2014, aditar os contratos de concessão das companhias de distribuição de energia elétrica brasileiras.

Com o aditamento aos contratos de concessão, o CPC emitiu, em 28 de novembro de 2014, o OCPC 08 (Reconhecimento de Determinados Ativos e Passivos nos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica) considerando não mais haver impedimento para o reconhecimento dos ativos e passivos decorrentes da metodologia de definição da tarifa de distribuição de energia elétrica. A orientação tem por objetivo tratar dos requisitos básicos de reconhecimento, mensuração e evidenciamento destes ativos e passivos.

O OCPC 08 determinou que, como tratam-se de ativos e passivos recuperados por meio da tarifa cobrada do consumidor, os mesmos devem ser tratados como ativos ou passivos financeiros, conforme o caso, em contrapartida a receita operacional, no resultado do exercício.

Em 10 de dezembro de 2014, a Companhia reconheceu na rubrica Receitas de ativos financeiros setoriais, em Receita operacional líquida, o montante atualizado monetariamente de R\$262.578 referente a diferença entre os valores efetivamente pagos daqueles orçãos na tarifa, conforme orientação de reconhecimento inicial do OCPC08. Após esta data, as respectivas atualizações monetárias foram reconhecidas no Resultado financeiro.

**NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2014 E 2013**

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

	Reconhecimento inicial 10/12/2014	Apropriação	Amortização	Atualização monetária	31/12/2014	Valores em amortização	Valores em constituição	Circulante	Não circulante	IRT (*) 2014	IRT (*) 2015
ATIVO											
CVA											
Compra de energia	162.247	103.478	(18.082)	434	248.077	162.750	85.327	185.183	62.894	162.750	85.327
Transporte - Itaipu	190	10	(10)	1	191	87	104	113	78	87	104
Rede básica	31.821	1.560	(1.273)	110	32.218	11.457	20.761	16.647	15.571	11.457	20.761
ESS	(111.297)	(20.601)	4.414	(392)	(127.876)	(39.726)	(88.150)	(61.764)	(66.112)	(39.726)	(88.150)
CDE	13.445	1.782	(1.348)	8	13.887	12.129	1.758	12.569	1.318	12.129	1.758
PROINFRA	3.011	79	(335)	(2)	2.753	3.011	(258)	2.947	(194)	3.011	(258)
	99.417	86.308	(16.634)	159	169.250	149.708	19.542	155.695	13.555	149.708	19.542
Itens financeiros											
Sobrecontratação / exposição de energia	141.766	13.259	(2.201)	389	153.213	19.806	133.407	52.883	100.330	19.806	133.407
Neutralidade - Parcela A	(5.709)	(1.467)	434	(16)	(6.758)	(3.903)	(2.855)	(4.617)	(2.141)	(3.903)	(2.855)
Exposição CCEAR entre submercados	6.862		441		7.303	(3.969)	11.272	(1.151)	8.454	(3.969)	11.272
Outros	(8.492)	(10.391)	1.070	4	(17.809)	(9.630)	(8.179)	(10.171)	(7.638)	(9.630)	(8.179)
	134.427	1.401	(256)	377	135.949	2.304	133.645	36.944	99.005	2.304	133.645
PIS e COFINS											
PIS/ COFINS Nota Técnica nº 115/04	4.899	10.868			15.767	15.767		15.767		15.767	
PIS/ COFINS sobre Ativos financeiros setoriais	23.835	6.714			30.549	18.124	12.425	19.495	11.054	18.124	12.425
	28.734	17.582			46.316	33.891	12.425	35.262	11.054	33.891	12.425
Total	262.578	105.291	(16.890)	536	351.515	185.903	165.612	227.901	123.614	185.903	165.612

(*) IRT - Índice de Reposicionamento Tarifário

Os ativos e passivos financeiros setoriais referem-se aos valores originados da diferença temporal entre os custos orçados pela ANEEL e incluídos na tarifa no início do período tarifário, e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Essa diferença constitui um direito a receber pela Companhia nos casos em que os custos orçados são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos orçados são superiores aos custos efetivamente incorridos.

Os ativos e passivos financeiros setoriais são homologados anualmente pela ANEEL por meio de Reajustes ou Revisões Tarifárias que, na Companhia, ocorrem em 23 de outubro.

Os valores em amortização foram homologados pela ANEEL e serão cobrados nas tarifas até o dia 22 de outubro de 2015. Os valores em constituição referem-se à estimativa da Companhia dos custos incorridos até a data do balanço que se realizaram diferente do orçamento na tarifa vigente a serem homologados nos reajustes tarifários futuros.

Os valores que compõem os ativos financeiros setoriais são:

• **Conta de Compensação de Variação dos Valores de Itens da "Parcela A" - CVA:** É composta pelos custos de aquisição da energia elétrica, de conexão e de transmissão, além dos encargos setoriais. A CVA deve ser neutra em relação ao desempenho da Companhia, ou seja, os custos incorridos são integralmente repassados ao consumidor ou suportados pelo Poder Concedente; e

• **Itens financeiros:** Referem-se a outros componentes financeiros que se constituem em direitos ou obrigações que também integram a composição tarifária, dentre eles: (i) Sobrecontratação/Exposição de energia ao mercado de curto prazo; (ii) Neutralidade tarifária dos encargos pertencentes à Parcela A; e (iii) Exposição financeira no mercado de curto prazo por diferença de preços entre submercados.

Dentre os principais montantes apresentados, destacam-se:

(i) Compra de Energia: para os processos tarifários de 2013 foram utilizadas previsões de Preço de Liquidação das Diferenças - PLD que não se concretizaram ao longo de 2014 frente ao cenário energético do país, inclusive com modificação de metodologia. Como a expectativa de preços médios foi baseada nos custos esperados com este PLD, o preço médio de compra de energia verificado em 2014 foi muito superior ao preço médio de cobertura homologado nos processos de 2013;

(ii) ESS: com a alta do PLD verificada em 2014, constatou-se uma queda nos valores de pagamento do encargo. Em contrapartida, por intermédio da Resolução Normativa nº 613/14, a ANEEL estabeleceu o repasse do excedente da Conta de Energia de Reserva - CONER (Nota 4.1) para cobrir o déficit das distribuidoras ocasionando, consequentemente, um valor a devolver na tarifa; e

(iii) Sobrecontratação/exposição de energia: considerando a elevação da carga nos primeiros meses do ano de 2014, a opção de determinados geradores de não aderirem ao regime de Cotas de Garantia Física renovando suas concessões e da frustração de leilões de energia ao longo dos anos de 2013 e 2014, a Companhia encontrou-se numa posição de exposição involuntária, com a necessidade de comprar no Mercado de Curto Prazo - MCP a energia deficitária a um elevado PLD.

O saldo de R\$351.515 em 31 de dezembro de 2014, inclui o montante de R\$59.311 referente a estimativa de ressarcimento da CCEE por meio da Conta no Ambiente de Contratação Regulada - CONTA-ACR, reconhecidos em Ativos financeiros setoriais pois, até a data da aprovação destas demonstrações financeiras, as tratativas para a liberação dos recursos não haviam sido completamente efetivadas pelos órgãos competentes (Nota 4.1). Deste montante, o valor de R\$25.064 refere-se à competência de novembro e, o saldo remanescente de R\$34.247, refere-se à competência de dezembro. Estes valores destinam-se a cobrir os custos que excederem a cobertura tarifária relativa: (i) à exposição contratual involuntária a pagar no valor de R\$19.904; (ii) ao despacho termoeletrício relativo aos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado na modalidade por disponibilidade a receber no valor de R\$32.249; e (iii) ao risco hidrológico a receber no valor de R\$46.966.

8 Impostos e contribuições sociais

	Saldo em		Atualização monetária	Compensação		Saldo em
	Nota	31/12/2013		Adição	de tributos	
Ativos - Compensáveis						
Imposto de renda e contribuição social		1.231	6.892	123	16.278	23.082
ICMS	8.1	51.189	36.035		(2.719)	60.116
PIS e COFINS		5.687	228.222	908	(5.935)	1.959
IRRF sobre aplicações financeiras		733	6.640			6.869
Outros		604	93			699
Total		59.444	277.882	1.031	16.278	92.725
Circulante		16.085				41.294
Não circulante		43.359				51.431
Total		59.444				92.725

	Saldo em		Atualização monetária	Compensação		Saldo em
	Nota	31/12/2013		Adição	de tributos	
Passivo - a recolher						
Imposto de renda e contribuição social		10.849	(1.169)		(11.987)	-
ICMS		72.106	943.008		(903.306)	84.700
PIS e COFINS		12.416	386.287		(147.480)	15.028
Tributos sobre serviços prestados por terceiros		1.192	10.220		(10.192)	1.220
IRRF sobre juros s/ capital próprio		6.809	5.045		(6.809)	5.045
Parcelamentos	8.2	27.043	(584)	190	(25.735)	-
Encargos com pessoal		-	45.005		(45.452)	3.229
Outros		4.180	3.950		(4.100)	354
Total		134.595	1.391.762	190	(1.155.061)	109.576
Circulante		122.853				109.576
Não circulante		11.742				-
Total		134.595				109.576

Os impostos e contribuições sociais correntes são apresentados pelo seu montante líquido compensável, conforme requerido pelo CPC 32.

8.1 ICMS - Compensável

Do saldo a compensar de R\$60.116 (R\$51.189 em 31 de dezembro de 2013), R\$8.682 (R\$7.830 em 31 de dezembro de 2013) são Circulante e R\$51.434 (R\$43.359 em 31 de dezembro de 2013) são Não circulante. Do montante total, R\$57.307 (R\$48.358 em 31 de dezembro de 2013) referem-se a créditos de ICMS decorrente de aquisição de bens que, de acordo com o parágrafo 5º do artigo 20 da Lei Complementar nº 87/96, são compensados à razão de 1/48 avos por mês.

8.2 Parcelamentos

Em 2009 a Companhia formalizou junto à Receita Federal do Brasil - RFB a adesão ao programa de redução e parcelamento de tributos federais, conforme a Lei nº 11.941/09 - "REFIS IV". Em 30 de junho de 2011, a Companhia procedeu à consolidação dos débitos incluídos no parcelamento.

Em agosto de 2014 a RFB homologou o pedido de conversão em renda do depósito judicial no valor de R\$10.514 com consequente quitação do débito referente ao REFIS.

Em outubro de 2014, o saldo remanescente do parcelamento foi integralmente liquidado.

9 Tributos diferidos

	Nota	Ativo		Passivo	
		Não Circulante	Circulante	Não Circulante	Circulante
		31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2014
PIS e COFINS	9.1			19.495	11.054
Imposto de renda e contribuição social	9.2	63.898	150.474	19.495	11.054

9.1 PIS e COFINS

O montante de R\$30.549 refere-se a PIS e COFINS diferidos reconhecidos sobre receita relativa aos ativos financeiros setoriais.

9.2 Imposto de renda e contribuição social

O imposto de renda e contribuição social diferidos ativos e passivos foram registrados sobre prejuízos fiscais, base negativa de contribuição social, diferenças temporárias e eventos decorrentes da Lei nº 11.638/07 RTT, considerando as alíquotas vigentes dos citados tributos, de acordo com as disposições da Deliberação CVM nº 599/09 e Instrução CVM nº 371/02, e consideram o histórico de rentabilidade e a expectativa de geração de lucros tributáveis futuros fundamentada em estudo técnico de viabilidade.

O imposto de renda e contribuição social diferidos ativos e passivos também foram reconhecidos sobre receita relativa aos ativos financeiros setoriais no montante de R\$109.128.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos ativos e passivos são apresentados pelo seu montante líquido, conforme requerido pelo CPC 32.

Os créditos fiscais a seguir detalhados, incidentes sobre diferenças temporárias, foram reconhecidos tomando por base as expectativas de geração de lucros tributáveis nos próximos exercícios, no prazo máximo de 10 anos.

9.2.1 Composição e base de cálculo

Natureza dos créditos	Ativo Não Circulante		Resultado		
	Nota	31/12/2014	31/12/2013	2014	2013
Prejuízos Fiscais		3.498		3.498	
Base Negativa da Contribuição Social		1.259		1.259	
		4.757		4.757	
Diferenças Temporárias					
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		34.253	29.992	4.261	6.535
Provisão para riscos tributários, civis e trabalhistas		54.487	49.538	4.949	(110)
Ativos financeiros setoriais		(109.128)		(109.128)	(2.102)
Outras		146	(3.138)	3.284	(2.110)
Total diferenças temporárias		(20.242)	76.392	(96.634)	4.323
Benefícios pós-emprego - PSAP	9.2.1.1	6.678	14.204	(7.526)	(321)
Crédito fiscal do ágio incorporado	9.2.1.2	77.687	83.843	(6.156)	(6.203)
Diferenças Temporárias - RTT					
Consumidores - ajuste a valor presente		2.845	4.395	(1.550)	807
Valor justo do Ativo financeiro indenizado - ICPC 01 (R1)		(10.305)	(14.183)	3.878	(5.841)
Benefícios a empregados - CPC 33 (R1)		2.705	(14.204)		
Outras		(227)	27	(254)	121
Total diferenças temporárias - RTT		(4.982)	(23.965)	2.074	(4.913)
Total		63.898	150.474	(103.485)	(7.114)

A variação no Imposto de renda e contribuição social diferidos ativos e passivos no montante de R\$86.576, foi registrada em contrapartida a débito do resultado do exercício em R\$103.485 e a crédito no Patrimônio líquido de R\$16.909.

9.2.1.1 Provisão para Déficit Previdenciário - PSAP

O crédito fiscal advindo da Provisão para Déficit Previdenciário - PSAP refere-se à parcela de benefícios excedente aos ativos relativos aos planos previdenciários do tipo Benefício definido, cuja provisão, em 31 de dezembro de 2001, foi efetuada em contrapartida ao Patrimônio líquido, dedutível por ocasião dos pagamentos mensais, com expectativa de finalização no exercício de 2017.

9.2.1.2 Crédito fiscal do ágio incorporado

O crédito fiscal do ágio é proveniente da incorporação, ocorrida no exercício de 2002, da parcela cindida da anterior controladora Enerpaulo - Energia Paulista Ltda., representada pelo ágio pago pela Enerpaulo na aquisição de ações da EDP Bandeirante, o qual foi contabilizado de acordo com as instruções CVM nºs 319/99 e 349/99 e conforme determinação da ANEEL. Está sendo amortizado pela curva entre a expectativa de rentabilidade da exploração e o prazo de concessão da Companhia, o que resulta em realização anual média do crédito fiscal de R\$5.976 até o ano de 2027 (Nota 13.2.1.2).

NOTAS EXPLICATIVAS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2014 E 2013

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

9.2.2 Resultados tributáveis futuros

A projeção de resultados tributáveis futuros indica que a Companhia apresenta base de cálculo suficiente para recuperação do saldo integral dos créditos tributários no exercício como demonstrado. No entanto, quanto ao crédito relacionado ao Ágio, mencionado na nota 9.2.1.2, será realizado financeiramente até 2027, em consonância com as normas de amortização dos valores a eles vinculados.

Para atendimento à Instrução CVM nº 371/02, a Administração elaborou, em 31 de dezembro de 2014, projeção de resultados tributáveis futuros, inclusive considerando seus descontos a valor presente, demonstrando a capacidade de realização desses créditos fiscais diferidos nos exercícios indicados, a qual foi aprovada pelo

Conselho de Administração em 20 de fevereiro de 2015. Com base no estudo, a Companhia estima recuperar os créditos fiscais diferidos nos seguintes exercícios.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020 a 2022	2023 a 2024	Total
	(46.196)	54.157	41.309	14.657	9.254	911	(10.194)	63.898

Os valores contidos no intervalo de 2023 a 2024, além de diferenças temporárias, inclui ágio incorporado que irá se realizar até o término da concessão.

10 Partes relacionadas

Além dos valores de dividendos a pagar para sua Controladora, os demais saldos de ativos e passivos, bem como as transações da Companhia com sua Controladora, profissionais chave da Administração e outras partes relacionadas, que influenciaram o resultado do exercício, relativos a operações com partes relacionadas, são apresentados como segue:

Relacionamento	Preço praticado (R\$/MWh)	Duração	Ativo		Passivo		Receitas (Despesas)			
			31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	2014	2013	2013	
										Circulante
Consumidores e concessionárias										
Ressarcimento por insuficiência de geração										
Porto do Pecém	Controle Comum	31/12/2012 a indeterminado	10.957	3.300	-	-	-	11.128	10.222	-
			10.957	3.300	-	-	-	11.128	10.222	-
Partes relacionadas										
Contratos de Compartilhamento de Atividades e Alocação de Gastos										
EDP - Energias do Brasil	Controladora	01/07/2012 até emissão de nova Resolução da ANEEL					208	439	(3.444)	(6.488)
Contratos de Compartilhamento dos Serviços de Infraestrutura										
EDP - Energias do Brasil	Controladora	01/01/2011 a 31/12/2014					288	229	(3.149)	(3.086)
Termo de confissão de dívida (Despacho ANEEL nº 3.821/11)										
Instituto EDP	Controle Comum	01/10/2011 a 30/09/2014			281					38
Contrato de mútuo - 100% do CDI										
EDP - Energias do Brasil	Controladora	24/01/2013 a 31/01/2013								(98)
			-	-	281	-	-	496	668	(6.593)
										(9.536)
										(98)
Fornecedores										
Suprimento de energia elétrica										
Enerpeixe	Controle Comum	202,39	01/10/2003 a 31/01/2016		19.323	20.176			(170.431)	(163.544)
Enerpeixe	Controle Comum	202,64	01/10/2003 a 31/01/2016		7.215	7.270			(64.189)	(59.656)
Porto do Pecém	Controle Comum		01/01/2012 a 31/12/2026		4.500	3.358			(27.886)	(34.591)
Energest	Controle Comum	182,58	01/01/2008 a 31/12/2037		23	23			(194)	(183)
Investco	Controle Comum	148,17	01/08/2002 a 15/12/2032		136	154			(1.614)	(1.503)
Investco	Controle Comum	148,17	01/08/2002 a 15/12/2032		12	4			(151)	(46)
Lajeado	Controle Comum	143,10	12/12/2001 a 30/11/2013							(13.011)
Lajeado	Controle Comum	181,00	01/01/2008 a 31/12/2037			1	1			(17)
Lajeado	Controle Comum	182,58	01/01/2009 a 31/12/2038			7	7			(77)
Lajeado	Controle Comum	170,01	01/01/2009 a 31/12/2038			29	30			(249)
Lajeado	Controle Comum	193,78	01/01/2009 a 31/12/2038			47	49			(404)
EDP Comercializadora	Controle Comum		01/01/2014 a 31/12/2014			22				(266)
EDP Comercializadora	Controle Comum		01/01/2014 a 31/12/2014			2				(19)
Ressarcimento por insuficiência de geração										
Porto do Pecém	Controle Comum		Despacho ANEEL nº 4.002, de 30/09/2014							(9.013)
Outras contas a pagar										
Prestação de serviços de Eficiência Energética										
EDP GRID	Controle Comum		01/01/2014 a 31/12/2015							(150)
					-	-	-	-	-	(274.660)
					10.957	3.300	281	31.450	31.072	496
										668
										(270.125)
										(272.577)
										(98)

Os contratos de compartilhamento entre as partes relacionadas são divididos em dois tipos: Contratos de Compartilhamento de Atividades e Alocação de Gastos e Contratos de Compartilhamento de Infraestrutura:

a) Contratos de Compartilhamento de Atividades e Alocação de Gastos: A partir de 1º de janeiro de 2011, a EDP - Energias do Brasil S.A., controladora da Companhia, é responsável pela contratação dos Contratos de Compartilhamento de Atividades e Alocação de Gastos que contemplam as atividades das áreas corporativas. A distribuição dos gastos de salários e encargos dos gestores corporativos e colaboradores da Holding, que formulam políticas e diretrizes a serem seguidas pelas empresas do grupo econômico, e sua apropriação são efetuadas em função das atividades realizadas para cada contraparte, por meio do *timesheet*.

Os Contratos de Compartilhamento de Atividades e Alocação de Gastos foram anuídos por meio do Despacho ANEEL nº 205, de 25 de janeiro de 2013.

O tema Compartilhamento de Recursos Humanos já foi objeto de estudos na Audiência Pública nº 041/2012, na Consulta Pública nº 12/2013 e atualmente, a ANEEL abriu a Audiência Pública nº 072/2014, cujo período de contribuições encerra-se em 23 de fevereiro de 2015. Quando da publicação do resultado, as empresas terão um prazo para submeterem novo pedido de compartilhamento para anuência e o contrato vigente ficará prorrogado até a deliberação da ANEEL.

b) Contratos de Compartilhamento dos Serviços de Infraestrutura: Em 14 de abril de 2011, a ANEEL por meio do Despacho nº 1.598 anuiu os Contratos de Compartilhamento dos Serviços de Infraestrutura que têm por objeto a distribuição dos gastos com locação de imóveis, gastos condominiais e gastos de telecomunicações entre as empresas: (i) Sede em São Paulo - SP tendo como Contratada a EDP - Energias do Brasil e Contratantes a EDP Escelsa, EDP Bandeirante e Energest; (ii) Centro Operativo em Carapina - ES tendo como Contratada a EDP Escelsa e Contratante a Energest, EnerPrev, Santa Fé, EDP GRID e EDP Renováveis; (iii) Filial Energest - MS tendo como Contratada a Energest e Contratante a Pantanal. Estes contratos têm vigência de 48 meses a partir de 1º de janeiro de 2011.

Os percentuais de rateio devem ser revistos anualmente e, em caso de alterações, termos aditivos devem ser submetidos à anuência prévia da ANEEL.

As operações realizadas com as contrapartes informadas como compartilhamento de gastos e infraestrutura com partes relacionadas ocorreram no curso normal dos negócios, sem acréscimo de qualquer margem de lucro.

Os avisos recebidos do acionista estão descritos na nota de Garantias (Nota 28.2).

10.1 Controladora direta

A controladora direta da Companhia é a EDP - Energias do Brasil, sendo esta controlada pela EDP - Energias de Portugal S.A.

10.2 Remuneração dos administradores

10.2.1 Remuneração anual total do Conselho de Administração e da Diretoria pagos pela Companhia no exercício findo em 31 de dezembro de 2014 (em R\$)

	Conselho de Administração	Proporção (%)	Diretoria Estatutária	Proporção (%)	Total	Proporção (%)
Número de membros	(*)		(**)			
Remuneração fixa (em R\$)	34.848	100%	1.746.812	77%	1.781.660	78%
Salário ou pró-labore	29.040		1.268.012		1.297.052	
Benefícios diretos e indiretos (i)	n/a		141.971		141.971	
Encargos sociais	5.808		336.829		342.637	
Remuneração Variável (em R\$)	n/a	515.587	23%	515.587	22%	
Bônus	n/a		401.892		401.892	
Encargos sociais	n/a		113.695		113.695	
Valor Total da remuneração	34.848	100%	2.262.399	100%	2.297.247	100%

(n/a) = Não Aplicável

(*) Das 7 posições do Conselho de Administração, apenas 1 membro é remunerado. A remuneração anual global dos membros do Conselho de Administração é de até R\$36.000,00, para o período de abril de 2014 a março de 2015, conforme aprovado em Assembleia Geral Ordinária de 10 de abril de 2014.

(**) Das 7 posições da Diretoria, 5 membros são remunerados, sendo que 2 acumulam 2 funções cada (Diretoria Técnica e de Ambiente com a Diretoria Comercial, e, Diretoria de Regulação com a Diretoria de Gestão de Ativos). A remuneração anual global da Diretoria é até R\$2.800.000,00, para o período de abril de 2014 a março de 2015, conforme aprovado em Assembleia Geral Ordinária de 10 de abril de 2014.

(i) Foram considerados os benefícios de Seguro Saúde, Assistência Odontológica, Previdência Privada e Vale Refeição.

10.2.2 Remuneração individual máxima, mínima e média do Conselho de Administração e Diretoria Estatutária referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2014 (em R\$)

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Número de membros	1	5
Valor da maior remuneração individual	34.848	768.909
Valor da menor remuneração individual	34.848	259.200
Valor médio da remuneração individual	34.848	452.480

11 Cauções e depósitos vinculados

	Nota	Circulante		Não circulante	
		31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Depósitos judiciais	8,2 e 19			66.893	73.515
Cauções e depósitos vinculados		764	245	355	205
Total		764	245	67.248	73.720

12 Outros créditos - Ativo e Outras contas a pagar - Passivo

	Nota	Circulante		Não circulante	
		31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Outros créditos - Ativo					
Adiantamentos		2.264	499		
Descontos tarifários	12,1	38.797	8.588		
Modicidade tarifária - baixa renda	12,2			8.056	18.453
Bens destinados à alienação		2.917	2.917		
Serviços em curso		463	1.601		
Serviços prestados a terceiros		8.754	10.205	2.358	
Instrumentos financeiros derivativos					12.252
Ressarcimento de custos - CDE			2.137		
Estoque	12,3	4.430	3.980		
Outros		706	2.327		
Total		58.331	29.504	10.414	30.707
Outras contas a pagar - Passivo					
Adiantamentos recebidos - alienação de bens e direitos		188	499		
Contribuição de iluminação pública		2.908	1.765		
Credores diversos - consumidores e concessionárias		12.407	10.741		
Folha de pagamento		1.759	1.799		
Modicidade tarifária - baixa renda	12,2	481	646	10.017	10.017
Cessão de créditos de ICMS		1.237	4.602		
Arrecadação de terceiros a repassar		1.741	5.310		
Obrigações estimadas com pessoal	12,4	23.782	22.876		
Reserva para reversão e amortização	12,5			17.248	17.248
Outros		9.405	7.454		132
Total		53.908	55.193	27.265	27.397

12.1 Descontos tarifários

Refere-se a descontos aplicados nas tarifas de unidades consumidoras, conforme regulamentação editada pela ANEEL, por meio de resoluções específicas. Os descontos são aplicados de acordo com a classificação da atividade de cada unidade consumidora e procuram contemplar residências de famílias com baixa renda inscritas no Cadastro Único do Governo Federal, estímulo à melhoria da produção agrícola, assim como descontos para serviços públicos essenciais, como é o caso das unidades de água, esgoto e saneamento. Ao mesmo tempo em que determina o percentual de desconto a ser aplicado nos faturamentos mensais das unidades consumidoras, os despachos de reajustes tarifários também estabelecem o direito da Companhia de ser ressarcida dos respectivos montantes por meio do mecanismo da subvenção econômica, com recursos originárias da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, aportados pela Eletrobrás, conforme Lei nº 10.438/02.

A ANEEL por meio da Resolução Homologatória nº 1.809, de 21 de outubro de 2014, anuiu o valor a ser repassado pela Eletrobrás, no período de competência de outubro de 2014 a setembro de 2015 no valor mensal de R\$5.004, estando pendentes de pagamento pela Eletrobrás os repasses desde a competência de junho de 2014 (Nota 30.1).

Segue abaixo a composição dos descontos tarifários:

	Saldo em 31/12/2013	Adição	Ressarcimento Eletrobrás	Saldo em 31/12/2014
Subsídio Baixa Renda	2.585	11.511	(11.953)	2.143
Subsídio Carga Fonte Incentivada - Res. nº 77/2004	1.240	16.620	(7.440)	10.420
Subsídio Geração Fonte Incentivada - Res. nº 77/2004	48	578	(290)	336
Subsídio Rural	576	7.343	(3.455)	4.464
Subsídio Irrigante/Aquicultor - Res. nº 207/2006	3	44	(19)	28
Subsídio Água/Esgoto/Saneamento - Despacho nº 3.629/2011	835	10.993	(5.009)	6.819
Subsídio Distribuição - TUSD fio B	571	6.951	(3.424)	4.098
Diferença entre descontos aplicados comparados aos homologados	-	10.489		10.489
	5.858	64.529	(31.590)	38.797

NOTAS EXPLICATIVAS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2014 E 2013

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

12.2 Modicidade tarifária - baixa renda

Atendendo ao Termo de Notificação nº 1.091/05, pelo qual a Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo - ARSESP, determinou a correção de critérios de cadastramento do equipamento de medição instalados em unidades consumidoras residenciais, alterando de bifásicas para monofásicas com efeito retroativo ao ano de 2002, a Companhia, nos exercícios de 2008 e 2010, efetuou a revisão dos faturamentos na condição de residencial Baixa Renda, referente a valores a devolver aos consumidores faturados originalmente sem o respectivo desconto da tarifa social.

A restituição aos consumidores passou a ser efetuada a partir do faturamento de março de 2009, tendo sido restituído até 31 de dezembro 2014 o montante de R\$19.258 (R\$19.035 em 31 de dezembro de 2013). O saldo a restituir aos consumidores em 31 de dezembro de 2014, de unidades consumidoras ativas e inativas, é de R\$10.498 (R\$10.663 em 31 de dezembro de 2013).

Como as restituições são realizadas mediante compensação nos faturamentos mensais, para os casos de unidades consumidoras inativas devem exigir medidas da Companhia com vistas a identificar a nova localização do cliente para efetuar a devolução.

Adicionalmente, a regulamentação prevê o direito da Companhia em reaver esses ressarcimentos aos consumidores, a título de subvenção econômica, líquidos dos referidos impostos e deduções previstas.

No mês de dezembro de 2013 a ARSESP encerrou fiscalização na Companhia, validando o encaminhamento à ANEEL, do montante deduzido dos respectivos impostos no valor de R\$10.398, por meio do Ofício OF/EE/0292/2014 de 18 de março de 2014. A ANEEL, por meio do Despacho nº 1.356 de 30 de abril de 2014, homologou o respectivo valor, sendo o mesmo recebido em 22 de maio de 2014.

Dessa forma a Companhia possui ainda um saldo a receber em 31 de dezembro de 2014 de R\$8.056, que se realizará à medida em que as devoluções aos consumidores forem efetuadas bem como validadas pela ARSESP e homologadas pela ANEEL.

12.3 Estoques

Refere-se aos materiais utilizados na operação e manutenção da prestação dos serviços. Os materiais utilizados na construção da infraestrutura da concessão, estão classificados na rubrica de Imobilizado. Ambos os estoques estão demonstrados ao custo ou ao valor líquido de realização, dos dois o menor. O método de avaliação dos estoques é efetuado com base na média ponderada móvel.

12.4 Obrigações estimadas com pessoal

Referem-se aos montantes de provisão de férias e respectivos INSS e FGTS e participação nos lucros e resultados.

12.5 Reserva para reversão e amortização

Refere-se a recursos derivados da Reserva para reversão e amortização, constituída até 31 de dezembro de 1971 nos termos do regulamento do SPEE (Decreto Federal nº 41.019/57), aplicado pela Companhia na expansão do Serviço Público de Energia Elétrica. Sobre o Fundo para reversão, são cobrados juros de 5% a.a. sobre o valor da reserva, pagos mensalmente. Sua eventual liquidação ocorrerá de acordo com determinações do Poder Concedente.

13 Ativo financeiro indenizável e Intangível

O CPC emitiu em 2009 com alterações posteriores, a Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão. Esta interpretação foi aprovada pela Deliberação CVM nº 677/11.

A ICPC 01 (R1) é aplicável aos contratos de concessão público-privado nos quais a entidade pública controla ou regula os serviços prestados, com qual infraestrutura, a que preço e para quem deve ser prestado o serviço e, além disso, detém a titularidade dessa infraestrutura.

Esta interpretação é aplicável ao Contrato de Concessão da Companhia.

De acordo com a ICPC 01 (R1), os ativos da infraestrutura enquadrados nesta interpretação não podem ser reconhecidos como ativo imobilizado uma vez que se considera que o concessionário não controla os ativos subjacentes, sendo reconhecidos de acordo com um dos modelos contábeis previstos na interpretação, dependendo do tipo de compromisso de remuneração do concessionário assumido junto ao concedente, que são o modelo do ativo financeiro, do ativo intangível e o bifurcado.

• Modelo do ativo financeiro

Este modelo é aplicável quando o concessionário tem o direito incondicional de receber determinadas quantias monetárias independentemente do nível de utilização da infraestrutura da concessão.

• Modelo do ativo intangível

Este modelo é aplicável quando o concessionário, no âmbito da concessão, é remunerado em função do grau de utilização da infraestrutura pelos usuários por meio da prestação de serviço.

• Modelo bifurcado

Este modelo aplica-se quando a concessão inclui, simultaneamente, compromissos de remuneração garantidos pelo concedente e compromissos de remuneração dependentes do nível de utilização das infraestruturas da concessão, cobrados dos usuários.

Como a Companhia é remunerada: (i) pelo Poder Concedente, no tocante ao valor residual da infraestrutura ao final do contrato de concessão; e (ii) pelos usuários, pela parte que lhes cabe dos serviços de construção e pela prestação do serviço de fornecimento de energia elétrica; então, aplica-se o modelo bifurcado.

Os ativos de infraestrutura geridos por conta do Poder Concedente estão apresentados nos grupos de Ativo financeiro indenizável e Intangível (Notas 13.1 e 13.2), devido a implementação dos CPCs.

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019/57, os ativos de infraestrutura utilizados na distribuição são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador.

A Resolução ANEEL nº 20/99, regulamenta a desvinculação dos ativos de infraestrutura das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada, para aplicação na concessão.

13.1 Ativo financeiro indenizável

A Companhia apresenta saldo no ativo não circulante referente a crédito a receber do Poder Concedente ao final da concessão, a título de indenização pelos investimentos efetuados e não recuperados por meio da prestação de serviços outorgados, originados da bifurcação requerida pelo ICPC 01 (R1) (Nota 13). Estes ativos financeiros são avaliados a valor justo com base no Valor Novo de Reposição - VNR dos ativos vinculados à concessão, revisado a cada quatro anos no laudo de avaliação da Base de remuneração regulatória - BRR, conforme estabelecido no Contrato de concessão, atualizados pelo IGP-M até a data do balanço. Estes ativos serão reversíveis ao Poder Concedente no final da concessão. Os efeitos da mensuração a valor justo são reconhecidos diretamente no resultado do exercício.

Em atendimento ao início dos trabalhos do 4º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica, a Companhia efetuou o levantamento de todos os investimentos realizados no período, que compreende o referido Ciclo, e aplicou uma revisão dos valores realizados tomando como base os mesmos percentuais de componente menor e custo adicional que foram homologados no último Ciclo de Revisão Tarifária. Como resultado, a Companhia efetuou no mês de setembro de 2014 uma redução do valor justo de R\$15.270 do ativo financeiro indenizável, a débito da rubrica de Outras despesas operacionais (Nota 22).

A movimentação no exercício é a seguinte:

	Saldo em 31/12/2013	Transferência do ativo intangível	Valor justo	Baixas	Saldo em 31/12/2014
Ativo financeiro indenizável	274.758	85.519	(11.411)	(2.918)	345.948
	274.758	85.519	(11.411)	(2.918)	345.948

13.2 Intangível

Os ativos intangíveis estão mensurados pelo custo total de aquisição menos as despesas de amortização. Em função do disposto nas Instruções Contábeis do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica e na Deliberação CVM nº 672/11, que aprova o pronunciamento técnico CPC 20 (R1), os encargos financeiros relativos aos financiamentos obtidos de terceiros, efetivamente aplicados no intangível em curso, estão registrados neste subgrupo como custo das respectivas obras. A taxa média mensal aplicada no exercício para determinar o montante dos encargos financeiros passíveis de capitalização foi de 0,85%, que representa a taxa efetiva do empréstimo.

13.2.1 Composição do intangível

	Nota	31/12/2014			31/12/2013				
		Taxas anuais médias de amortização %	Custo histórico	Amortização acumulada	Valor líquido	Taxas anuais médias de amortização %	Custo histórico	Amortização acumulada	Valor líquido
Direito de concessão - Infraestrutura	13.2.1.1								
Em serviço		4,09	2.235.030	(1.287.810)	947.220	4,10	2.366.983	(1.486.013)	880.970
Em curso			(25.537)		(25.537)		117.848		117.848
Atividades não vinculadas à concessão									
Ágio na incorporação de sociedade controladora	13.2.1.2	4,00	460.584	(232.093)	228.491	4,00	460.584	(213.987)	246.597
(-) Provisão para manutenção de dividendos		4,00	(460.584)	232.093	(228.491)	4,00	(460.584)	213.987	(246.597)
			2.209.493	(1.287.810)	921.683		2.484.831	(1.486.013)	998.818

13.2.1.1 Direitos de Concessão - Infraestrutura

Referem-se ao direito da concessionária de receber caixa dos usuários pelos serviços de construção do sistema de distribuição de energia elétrica e pelo uso de infraestrutura, originados da bifurcação requerida pelo ICPC 01 (R1) (Nota 13). Estão registrados ao seu valor de custo acrescido de encargos financeiros, quando aplicável. A amortização é registrada até o prazo remanescente da concessão.

13.2.1.2 Ágio - Incorporação de Sociedade Controladora

Refere-se à parcela cindida do ágio incorporado decorrente da aquisição de ações, o qual foi contabilizado de acordo com as Instruções CVM nº 319/99 e nº 349/99 e ICPC 09 e, conforme determinação da ANEEL, está sendo realizado pela curva entre a expectativa de resultados futuros e o prazo de concessão da Companhia.

13.2.2 Mutação do intangível

	Valor líquido 31/12/2013	Ingressos	Juros Capitalizados	Transferência para ativo intangível em serviço	Transferência para ativo financeiro indenizável	Amortizações	Baixas	Valor líquido 31/12/2014
Intangível em serviço								
Direito de concessão - Infraestrutura	880.970			270.460	(85.519)	(91.040)	(27.651)	947.220
Total do intangível em serviço	880.970	-	-	270.460	(85.519)	(91.040)	(27.651)	947.220
Intangível em curso								
Outros intangíveis em curso	117.848	138.189	5.931	(270.460)	-	-	(17.045)	(25.537)
	117.848	138.189	5.931	(270.460)	-	-	(17.045)	(25.537)
Total Intangível	998.818	138.189	5.931	-	(85.519)	(91.040)	(44.696)	921.683

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2014 não houve indicação, seja por meio de fontes externas de informação ou fontes internas, de que algum ativo tenha sofrido desvalorização. Dessa forma, em 31 de dezembro de 2014, a Administração julga que o valor contábil líquido registrado dos ativos é recuperável e, portanto, não houve necessidade de proceder o teste de recuperabilidade dos ativos pela Administração da Companhia.

14 Fornecedores

	Nota	Circulante		Não Circulante
		31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014
Suprimento de energia elétrica	14.1	301.700	210.030	1.211
Energia livre	14.2	38.338	34.571	
Encargos de uso da rede elétrica		29.559	18.142	
Operações CCEE	14.3	47.074	47.843	
Materiais e serviços		31.735	68.919	
Total		448.406	379.505	1.211

São reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação atribuíveis. Após o reconhecimento inicial, são medidos pelo custo amortizado por meio do método dos juros efetivos, quando aplicável.

14.1 Suprimento de energia elétrica

A variação nos valores a pagar referentes a energia elétrica comprada para revenda em 31 de dezembro de 2014, decorre principalmente do aumento do volume físico proveniente do crescimento de mercado e do custo variável relativo aos Contratos de compra de energia por disponibilidade, dado o cenário elétrico brasileiro de 2014.

14.2 Energia livre

A ANEEL, por meio da Resolução Normativa nº 387/09, alterou a metodologia de amortização dos saldos de Perda de Receita e Energia Livre passando a iniciar concomitantemente a partir de janeiro de 2002, limitada ao prazo máximo definido na Resolução ANEEL nº 1/04.

No Despacho ANEEL nº 2.517/10, foi divulgado o valor a ser liquidado entre os agentes de distribuição e geração, atualizados pela taxa SELIC mensal. Tal liquidação deveria ter ocorrido até 30 de setembro de 2010. Como forma de evitar tais pagamentos, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADÉE, representando as distribuidoras do país, dentre elas a Companhia, impetrou Mandado de Segurança (Processo nº 91.2010.4.01.3400 - 15ª Vara Federal do Distrito Federal) com pedido de liminar para suspensão do referido ato, o que foi concedido.

Em 9 de maio de 2013, porém, foi proferida sentença julgando extinto o feito, sem resolução de mérito, pela inadequação da via eleita (Mandado de Segurança). Entretanto, os pagamentos por parte da Companhia permanecem suspensos, tendo em vista a interposição de recurso de apelação contra a referida sentença, ao qual foi atribuído efeito suspensivo (suspensos, portanto, os efeitos da sentença desfavorável às distribuidoras). Por oportuno, importante salientar que as distribuidoras, paralelamente, ajuizaram ação ordinária com o mesmo objetivo do Mandado de Segurança, porém tal demanda também foi extinta, sob o argumento de que já havia outro feito com as mesmas partes, mesmo pedido e mesmos fundamentos de fato e de direito (litispendência). Em face de tal decisão, também foi interposto recurso de Apelação ao Tribunal Regional Federal da 1ª Região, o qual pende de julgamento.

O passivo é atualizado mensalmente pela variação da taxa SELIC, tendo sido registrado no exercício findo em 31 de dezembro de 2014 o valor de R\$3.767 (R\$2.614 em 31 de dezembro 2013) em contrapartida a despesa financeira (Nota 23).

14.3 Operações CCEE

Do valor de R\$47.074 em 31 de dezembro de 2014, R\$10.809 são passíveis de reembolso pela Conta-ACR caso as tratativas para a contratação de empréstimo pela CCEE sejam efetivadas (Nota 4.1)

**NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2014 E 2013**

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

15 Debêntures**15.1 Composição do saldo de Debêntures**

Agente Fiduciário	Quantidade de títulos	Valor nominal unitário	Valor total	Data da emissão	Vigência do contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	31/12/2014				31/12/2013			
									Encargos		Principal		Encargos		Principal	
									Circulante	Circulante	Circulante	Total	Circulante	Circulante	Circulante	Total
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	300	1.000	300.000	5ª emissão em 30/04/2014	30/04/2014 a 30/04/2019	Alongamento da dívida e financiamento de capital de giro.	CDI + 1,39%	Principal semestral a partir de abril/2017 e juros semestral	6.248		300.000	319.753				
(-) Custos de emissão											(2.012)	(2.012)				
SLW Corretora de Valores e Câmbio Ltda.	39.000	10	390.000	4ª emissão em 01/07/2010	01/07/2010 a 30/06/2016	Recomposição de caixa ao pagamento de dívidas e ao financiamento de capital de giro.	CDI + 1,50%	Principal anual e juros semestral	19.753	156.000	156.000	318.248	20.435	78.000	312.000	410.435
(-) Custos de emissão								Amortização mensal		(268)	(54)	(322)		(483)	(322)	(805)
Total									26.001	155.732	453.934	635.667	20.435	77.517	311.678	409.630

As debêntures estão demonstradas pelo valor líquido dos custos de transação incorridos e são subsequentemente mensurados ao custo amortizado usando o método da taxa de juros efetiva. As debêntures não possuem garantias.

15.2 Mutação das debêntures no exercício

	Valor líquido em 31/12/2013	Ingressos	Pagamentos	Juros provisionados	Transferências	Amortização do custo de transação	Valor líquido em 31/12/2014
Circulante							
Principal	78.000		(78.000)		156.000		156.000
Juros	20.435		(61.399)	66.965			26.001
Custo de transação	(483)				(669)		(268)
Total	97.952	-	(139.399)	66.965	155.331	884	181.733
Não circulante							
Principal	312.000	300.000	(2.413)		(156.000)		456.000
Custo de transação	(322)	(2.413)			669		(2.066)
Total	311.678	297.587	-	-	(155.331)	-	453.934

15.3 Vencimento das parcelas do Circulante e Não circulante

	Vencimento
Circulante	
2015	181.733
Total	181.733
Não Circulante	
2016	154.740
2017	119.496
2018	119.738
2019	59.960
2020 até 2032	
Total	453.934

As emissões de Debêntures feitas pela Companhia não são conversíveis em ações.

As principais cláusulas prevendo a rescisão, nos contratos vigentes, estão descritas abaixo:

- descumprimento, pela Emissora, de qualquer obrigação referente ao principal e/ou à Remuneração das Debêntures, não sanada em 2 (dois) dias úteis contados da data do inadimplemento;
- pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora e não devidamente elidido pela Emissora no prazo legal;
- decretação de falência da Emissora, pedido de recuperação judicial ou extrajudicial ou autofalência formulado pela Emissora;
- para a 4ª emissão: liquidação, dissolução ou decretação de falência da Emissora ou de sua controladora direta;
- se a Emissora propuser plano de recuperação extrajudicial a qualquer credor ou classe de credores, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano; ou se a Emissora ingressar em juízo com requerimento de recuperação judicial, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente;
- perda da concessão para distribuição de energia elétrica;
- transformação da Emissora em sociedade limitada;

- descumprimento, pela Emissora, de qualquer obrigação prevista na Escritura de Emissão, exceto as previstas nas alíneas "a" a "g" do subitem "Hipóteses de Vencimento Antecipado" do item "Vencimento Antecipado" acima, não sanada em 30 dias contados da data do inadimplemento;
 - vencimento antecipado ou inadimplemento no pagamento de quaisquer obrigações pecuniárias a que esteja sujeita a Emissora, no mercado local ou internacional em que o valor unitário ou cumulativo ultrapasse R\$40.000, que possa, de forma comprovada, prejudicar o fiel cumprimento das obrigações da Companhia na Escritura de Emissão;
 - para a 5ª emissão: protesto cambiário contra a Emissora que não tenha sido contestado de má fé em valor individual igual ou superior a R\$75.000 e/ou não sanado em 30 dias, contados da sua intimação;
 - para a 5ª emissão: recebimento de notificação, pela Emissora, de sentença final transitada em julgado de natureza condenatória em ação judicial cujo valor, individualmente, seja superior a R\$75.000, desde que tal sentença possa colocar em risco o fiel cumprimento das obrigações assumidas pela Emissora;
 - cisão, fusão, incorporação ou qualquer forma relevante de reorganização societária que implique na alienação do controle acionário da Emissora, conforme definido no artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações, exceto: (i) se a referida alienação for para outra empresa do mesmo grupo econômico da Emissora; ou (ii) tenha sido obtida anuência prévia de Debenturistas titulares de Debêntures que representem 2/3 das Debêntures em Circulação; ou (iii) nas hipóteses de cisão, fusão e incorporação seja assegurado o direito previsto no parágrafo 1º do artigo 231 da Lei nº 6.404;
 - distribuição de dividendos acima do mínimo obrigatório sempre que a Emissora estiver em descumprimento com qualquer obrigação pecuniária prevista na Escritura de Emissão, no Contrato de Distribuição e/ou nos demais documentos da Oferta; e
 - descumprimento pela Emissora da manutenção do índice financeiro de relação Dívida Bruta/EBITDA Ajustado, não superior a 3,5 nas datas de apuração, quais sejam 30 de junho e 31 de dezembro de cada ano para a 4ª Emissão e 31 de dezembro de cada ano para a 5ª Emissão.
- Em Assembleia Geral de Debenturista da 4ª Emissão, realizada em 30 de abril de 2013, foi aprovada a alteração da definição de EBITDA para o cálculo dos índices financeiros presentes nas escrituras de emissão de debêntures da Companhia. O EBITDA ajustado significará "o resultado antes das despesas financeiras, impostos, depreciação e amortização, ajustado com os ativos e passivos da Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" - CVA, sobrecontratação e neutralidade dos encargos setoriais". Em 31 de dezembro de 2014 a Companhia encontra-se em pleno atendimento de todas as cláusulas restritivas dos *covenants*, previstas nos contratos de debêntures.

16 Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas**16.1 Composição do saldo de Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas**

Moeda estrangeira	Valor contratado	Data da contratação	Valor liberado	Vigência do contrato	Finalidade	Covenants	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2014				31/12/2013			
										Encargos		Principal		Encargos		Principal	
										Circulante	Circulante	Circulante	Total	Circulante	Circulante	Circulante	Total
BEI - Banco Europeu de Investimento ⁽ⁱ⁾	EUR 45.000	17/02/2012	EUR 15.000	19/02/2012 a 17/02/2018	Ampliação e reforço da rede elétrica da área de distribuição da Bandeirante, para manutenção e melhoria da qualidade do abastecimento e para a redução das perdas no sistema.	Dívida bruta em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5.	Libor + 1,2750% a.a.	Principal no final do contrato e Juros semestrais	Fiança bancária	-		423		46.323	46.746		
(-) BEI - Custo da transação ⁽ⁱⁱ⁾	(110)	17/02/2012	(110)	19/02/2012 a 17/02/2018				Amortização mensal do custo de transação						(75)	(75)		
Total										-	-	423	-	46.248	46.671		
Moeda nacional																	
Eletrobrás Reluz - ECF 2656/07	3.911	12/12/2007	3.594	30/03/2009 a 28/02/2014	Programa Reluz - Município de Taubaté/SP		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e juros mensal	(i) Notas Promissórias e (ii) Garantia em recebíveis					120	120		
Eletrobrás Reluz - ECF 2657/07	10.036	12/12/2007	9.919	30/05/2010 a 30/04/2015	Programa Reluz - Município de Guarulhos/SP		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e juros mensal	(i) Notas Promissórias e (ii) Garantia em recebíveis	667		667	2.000	667	2.667		
Eletrobrás Reluz - ECF 2658/07	2.946	12/12/2007	2.449	30/03/2009 a 28/02/2014	Programa Reluz - Município de Suzano/SP		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e juros mensal	(i) Notas Promissórias e (ii) Garantia em recebíveis				82		82		
Eletrobrás Reluz - ECF 2779/09	3.517	18/03/2010	2.651	30/08/2012 a 30/07/2017	Programa Reluz - Município de Guaratinguetá/SP		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e juros mensal	(i) Notas Promissórias e (ii) Garantia em recebíveis	20	548	868	1.436	12	548	1.417	1.977
Eletrobrás Reluz - ECF 2800/09	3.392	27/05/2010	2.506	30/07/2012 a 30/07/2017	Programa Reluz - Município de Mogi das Cruzes/SP		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e juros mensal	(i) Notas Promissórias e (ii) Garantia em recebíveis	21	525	831	1.377	12	525	1.356	1.893
Eletrobrás LPT - ECFS 019/04	11.523	28/05/2004	9.342	30/08/2006 a 30/07/2016	Programa Luz para Todos		5% a.a. + 1% a.a (tx.adm.)	Principal e juros mensal	(i) Notas Promissórias e (ii) Garantia em recebíveis		1.065	622	1.687	1.065	1.687	2.752	
Eletrobrás LPT - ECFS 184/07	12.359	25/06/2007	11.015	30/11/2009 a 30/10/2019	Programa Luz para Todos		5% a.a. + 1% a.a (tx.adm.)	Principal e juros mensal	(i) Notas Promissórias e (ii) Garantia em recebíveis		1.315	5.035	6.350	1.314	6.349	7.663	

NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2014 E 2013

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

	Valor contratado	Data da contratação	Valor liberado	Vigência do contrato	Finalidade	Covenants	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2014			31/12/2013				
										Encargos		Principal	Encargos		Principal	Não circulante	
										Circulante	Circulante		Circulante	Circulante			
Banco do Brasil - Nota de Crédito Comercial	30.000	22/06/2011	30.000	22/06/2011 a 06/06/2014	Capital de Giro		100% do CDI	Principal e juros mensal		-	7.252	30.000			37.252		
Banco do Brasil - Cédula de Crédito Bancário	98.627	21/02/2014	98.627	21/02/2014 a 01/07/2015	Financiamento para comercialização de energia elétrica para a atividade agropecuária.		101,15% do CDI	Principal e juros em parcela única no final		9.230	98.627		107.857		-		
(-) Banco do Brasil - Cédula de Crédito Bancário - Custos de Transação				21/02/2014 a 01/07/2015							(763)		(763)		-		
BNDES - Banco do Brasil	35.513	27/12/2007	35.513	15/07/2008 a 15/06/2014	Programa de Investimentos de maio de 2006	Divida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5.	3,3% a.a. acima da TJLP	Principal e juros mensal	Conta garantida		-	10	2.969		2.979		
BNDES - Banco Santander	35.513	27/12/2007	35.513	15/07/2008 a 15/06/2014	Programa de Investimentos de maio de 2006	Divida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5.	3,3% a.a. acima da TJLP	Principal e juros mensal	Conta garantida		-	10	2.969		2.979		
BNDES - BB/CALC	200.369	29/01/2009	141.271	17/02/2010 a 17/06/2019	Programas de investimentos nos segmentos de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica.	Divida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(iii) menor ou igual a 3,5.	4,5% a.a. e de 1,81% a 3,32% a.a. acima da TJLP	Principal e juros mensal	(i) Garantia Corporativa da EDP Energias do Brasil e (ii) Depósito caucionado	201	23.815	43.527	67.543	254	23.815	67.342	91.411
Resultado dos Swaps										9.472	125.799	50.883	186.154	7.550	65.407	78.818	151.775
Goldman Sachs ⁽ⁱⁱ⁾		Proteção de VC e taxa de juros da dívida junto ao BEI		09/02/2012	19/02/2012 a 17/02/2018	Hedge frente ao financiamento do BEI.	93,40% do CDI	Juros semestrais			-	767		-	-	767	
Total										-	-	-	-	767	-	-	767
										9.472	125.799	50.883	186.154	8.740	65.407	125.066	199.213

(i) O EBITDA Ajustado significa "o resultado antes das despesas financeiras, impostos, depreciação e amortização, ajustado com os ativos e passivos da Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" - CVA, sobrecontratação e neutralidade dos encargos setoriais".

(ii) O empréstimo em moeda estrangeira junto ao BEI teve sua liquidação antecipada, por decisão da Administração, em 15 de agosto de 2014. Consequentemente, o swap junto ao Banco Goldman Sachs foi liquidado (Nota 26.2.4).

(iii) Para o EBITDA Ajustado relativo ao BNDES - BB/CALC são contempladas as receitas com ativo financeiro da concessão e o resultado do exercício para fins regulatórios. Os empréstimos e financiamentos são demonstrados pelo valor líquido dos custos de transação incorridos e são subsequentemente mensurados ao custo amortizado usando o método da taxa de juros efetiva.

16.2 Mutação dos empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas no exercício

	Valor líquido em 31/12/2013	Ingressos	Pagamentos	Juros provisionados	Transferências	Ajuste a valor de mercado	Amortização do custo de transação	Variação monetária	Valor líquido em 31/12/2014
Circulante									
Principal	65.406		(110.145)		171.321			(20)	126.562
Juros	8.741		(19.344)	16.590	3.485				9.472
Custo de transação	-				(2.024)		1.261		(763)
	74.147	-	(129.489)	16.590	172.782	-	1.261	(20)	135.271
Não circulante									
Principal	125.141	98.627			(171.321)	(80)		(1.484)	50.883
Juros	-			3.485	(3.485)				-
Custo de transação	(75)	(1.949)			2.024				-
	125.066	(96.678)	-	3.485	(172.782)	(80)	-	(1.484)	50.883

16.3 Vencimento das parcelas do Circulante e Não circulante (principal e encargos)

Vencimento	Nacional
Circulante	
2015	135.271
Não circulante	
2016	26.824
2017	14.494
2018	6.121
2019	3.444
Total	50.883
	186.154

17 Benefícios pós-emprego

A Companhia mantém atualmente planos de suplementação de aposentadoria e pensão em favor dos colaboradores e ex-colaboradores.

Conforme estabelecido pela Deliberação CVM nº 695/12, a contabilização dos passivos oriundos de Benefícios pós-emprego, deve ocorrer com base nas regras estabelecidas no CPC 33 (R1). Para a mensuração dos planos do tipo benefício definido, a Companhia contratou atuários independentes, para realização de avaliação atuarial, segundo o Método do Critério Unitário Projetado.

Os ganhos e perdas atuariais gerados por ajustes e alterações nas premissas atuariais dos planos de Benefício definido são reconhecidos no exercício em que ocorrem diretamente no Patrimônio líquido na rubrica Outros resultados abrangentes. Os custos com serviços passados são reconhecidos no período em que ocorrem integralmente no resultado na rubrica de Pessoal, e o resultado financeiro do benefício é calculado sobre o déficit/superávit atuarial utilizando a taxa de desconto do laudo vigente.

As obrigações dos planos do tipo Contribuição definida são reconhecidas como despesa de pessoal no resultado do exercício em que os serviços são prestados.

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
PSAP / Bandeirante	21.607		5.991	
Programas assistenciais				7.427
Previdência privada	88	36	5.991	7.427
	21.695	36	5.991	7.427

17.1 Planos de suplementação de aposentadoria e pensão

17.1.1 Planos de Benefício definido e Contribuição variável
Estruturado na modalidade "Saldado, Benefício definido e Contribuição Variável", a partir de 1º de junho de 2011, a gestão do Plano de Benefícios PSAP/Bandeirante passou para responsabilidade da EnerPrev, entidade fechada de previdência complementar patrocinada pelas empresas do Grupo EDP - Energias do Brasil que tem por finalidade gerir e administrar um conjunto de planos de benefícios previdenciários em favor dos colaboradores e ex-colaboradores da Companhia, sendo assegurados os direitos e deveres dos participantes, assistidos e pensionistas, previstos no regulamento do PSAP/Bandeirante.

O plano possui as seguintes características:

(i) Plano de Benefício Suplementar Proporcional Saldado - BPS - Corresponde aos benefícios proporcionais dos empregados, calculados com base no tempo de serviço até março de 1998, enquanto esteve vigente. Possui a característica do tipo Benefício definido, que concede Benefício Suplementar Proporcional Saldado - BPS, na forma de renda vitalícia reversível em pensão, aos participantes inscritos até 31 de março de 1998, de valor definido em função da proporção do tempo de serviço passado acumulado até a referida data, a partir do cumprimento dos requisitos regulamentares de concessão. A responsabilidade total pela cobertura das insuficiências atuariais desse plano apuradas pela EnerPrev é da Companhia.

(ii) Planos de Benefícios Misto - BD e CD

• Plano BD - vigente após 31 de março de 1998 - Plano do tipo Benefício definido, que concede renda vitalícia reversível em pensão, relativamente ao tempo de serviço passado acumulado após 31 de março de 1998, na base de 70% da média salarial mensal real, referente aos últimos 36 meses de atividade. No caso de morte em atividade e de entrada em invalidez, os benefícios incorporam todo o tempo de serviço passado (inclusive o acumulado até 31 de março de 1998) e, portanto não incluem apenas o tempo de serviço passado acumulado após 31 de março de 1998. A responsabilidade pela cobertura das insuficiências atuariais desse plano apuradas pela EnerPrev é paritária entre a Companhia e os participantes.

• Plano CD - Implantado junto com o Plano BD vigente após 31 de março de 1998, é um plano previdenciário que, até a concessão da renda vitalícia, reversível (ou não) em pensão, é do tipo Contribuição definida, não gerando qualquer responsabilidade atuarial para a Companhia. Somente após a concessão da renda vitalícia, reversível (ou não) em pensão, é que o Plano Previdenciário passa a ser do tipo Benefício definido e, portanto passa a poder gerar responsabilidade atuarial à Companhia. A Companhia contribuiu para este plano no exercício com R\$488 (R\$744 em 31 de dezembro de 2013).

A Companhia possui um compromisso, decorrente de déficit atuarial calculado pela EnerPrev conforme diretrizes da Resolução CGPC nº26/2008, que está sendo liquidado financeiramente em 240 meses com base em percentual sobre a folha de salários, contados a partir de setembro de 1997, podendo ser revisado semestralmente para assegurar a liquidação do saldo no período acima. As premissas atuariais utilizadas pela Companhia atendem ao disposto no CPC 33 (R1) enquanto que as premissas atuariais utilizadas pela EnerPrev atendem a Resolução CGPC nº 26/2008.

Uma série de premissas podem ter sua realização diferente do cálculo na avaliação atuarial da Companhia devido a fatores como mudanças nas premissas econômicas ou demográficas e mudanças nas disposições do plano ou da legislação aplicável a planos de previdência.

As obrigações do plano são calculadas usando uma taxa de desconto que é estabelecida com base na rentabilidade de títulos do governo do tipo NTN-B. Desta forma, caso a rentabilidade dos ativos do plano seja diferente da rentabilidade da NTN-B, haverá um ganho ou perda atuarial aumentando ou diminuindo o déficit/superávit atuarial deste benefício.

As práticas de investimento do plano se pautam pela busca e manutenção de ativos líquidos e dotados de rentabilidade necessária para cumprir estas obrigações no curto, médio e longo prazos, mantendo um equilíbrio entre os ativos e os compromissos do passivo com o objetivo de gerar uma liquidez compatível com o crescimento e a proteção do capital, visando garantir o equilíbrio de longo prazo entre os ativos e as necessidades ditadas pelos fluxos atuariais futuros.

A avaliação atuarial realizada na data-base 31 de dezembro de 2014 demonstrou que, nos Planos do tipo Benefício definido, o valor presente das obrigações atuariais, líquido do valor justo dos ativos, apresenta-se deficitário.

Está demonstrado a seguir a movimentação do exercício deste Benefício definido no Balanço patrimonial:

	2014			2013		
	Valor presente das obrigações do plano	Valor justo dos ativos do plano	(Passivo) reconhecido	Valor presente das obrigações do plano	Valor justo dos ativos do plano	(Passivo) reconhecido
	Saldo inicial reconhecido	(550.181)	550.181	-	(742.472)	588.034
Custo do serviço corrente	1.211	-	1.211	136	-	136
Custo dos juros	(64.133)	65.183	1.050	(67.768)	54.279	(13.489)
Ganhos/(perdas) atuariais reconhecidos no PL	(45.416)	(4.317)	(49.733)	231.392	(77.897)	153.495
Contribuições pagas pela Companhia		19.874	19.874		14.296	14.296
Contribuições pagas pelos empregados	(2.117)	2.117	-	(2.436)	2.436	-
Benefícios pagos pelo plano	38.332	(38.332)	-	30.967	(30.967)	-
(Passivo) reconhecido	(622.304)	594.706	(27.598)	(550.181)	550.181	-
As contribuições da Companhia esperadas para este plano durante o exercício de 2015 são de R\$21.607.						
Os vencimentos do plano de benefício, calculado na avaliação atuarial, considera o seguinte fluxo futuro de pagamentos de benefício para os próximos 10 anos:						
Vencimento						PSAP
Circulante						
2015						21.607
2016						21.607
Não circulante						
2016						38.261
2017						41.493
2018						44.928
2019						48.306
2020 a 2024						373.177
						546.165
Total						567.772

NOTAS EXPLICATIVAS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2014 E 2013

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

Os efeitos deste plano reconhecidos no resultado e em Outros resultados abrangentes são:

	2014	2013
Custo do serviço		
Custo do serviço corrente	1.393	2.131
Custo dos juros	(1.050)	13.489
Contribuições esperadas dos empregados	(2.604)	(2.267)
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos no resultado	(2.261)	13.353
Remensuração do valor líquido do passivo de benefício definido		
Retorno sobre ativos do plano (excluindo valores incluídos em despesa financeira líquida)	4.317	77.897
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de mudança em premissas demográficas	508	
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de ajuste de experiência	26.849	(1.106)
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de mudança em premissas financeiras	18.059	(235.176)
Ajustes a restrições ao ativo de benefício definido		4.890
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos em outros resultados abrangentes	49.733	(153.495)
Total	47.472	(140.142)

A perda atuarial de ajuste de experiência no valor de R\$26.849, em 2014, foi decorrente principalmente da atualização cadastral de beneficiários efetuada pela EnerPrev. A perda atuarial de mudança em premissas financeiras no valor de R\$18.059, em 2014, ocorreu principalmente pela redução na taxa de desconto líquida da taxa de inflação. O saldo de perda atuarial líquido de imposto de renda e contribuição social, reconhecido em Outros resultados abrangentes, é de R\$5.251 em 31 de dezembro de 2014 (ganho atuarial de R\$27.573 em 31 de dezembro de 2013).

As principais classes de ativos do plano estão segregadas conforme a seguir:

Classe de ativo	Mercado ativo	31/12/2014	31/12/2013
Títulos de dívida	Cotado	80,68%	88,90%
Ações	Cotado	17,33%	8,90%
Imóveis	Cotado	0,28%	0,30%
Outros	Não cotado	1,71%	1,90%
Total		100,00%	100,00%

Este plano tem a seguinte composição de participantes:

	31/12/2014	31/12/2013
Participantes ativos	563	662
Participantes assistidos		
Com benefícios diferidos	123	115
Aposentados e pensionistas	739	691
Total	862	806
Total	1.425	1.468

A análise de sensibilidade decorrente de risco de variação na taxa de desconto e na tábu de mortalidade é expressa a seguir, considerando apenas a alteração nas hipóteses mencionadas em cada linha:

Análise de sensibilidade	Valores do PSAP
Pressupostos centrais	622.573
Taxa de desconto	
Aumento na taxa de desconto em 0,5%	(33.330)
Redução na taxa de desconto em 0,5%	36.723
Mortalidade	
Se os membros do plano fossem um ano mais novo do que sua idade real	5.731

As principais premissas utilizadas nesta avaliação atuarial foram as seguintes:

	2014	2013
Taxa de desconto - nominal	12,25% a.a.	12,00% a.a.
Crescimentos salariais futuros	6,34%	6,40% a.a. até 2016, reduzindo para 5,65% a.a. a partir de 2017
Crescimento dos planos de benefícios	5,00% a.a.	5,00% a.a.
Inflação	5,50% a.a.	5,00% a.a.
Demográficas		
Tábua de mortalidade	AT-2000	RP 2000 Generational
Tábua de mortalidade de inválidos	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled
Tábua de entrada em invalidez	Light Forte	Wyatt 85 Class 1

19.1.1 Risco de perda provável

A Administração, com base em informações de seus assessores jurídicos e na análise das demandas judiciais pendentes, constituiu provisão em montante considerado suficiente para cobrir as perdas estimadas como prováveis para as ações em curso, como segue:

	Passivo				Ativo			
	Saldo em 31/12/2013	Adições	Pagamentos	Reversões	Atualizações Monetárias	Reclassificação	Saldo em 31/12/2014	Depósito Judicial
Trabalhistas	21.530	12.289	(6.709)	(5.199)	1.969		23.880	6.915
Cíveis	39.919	10.501	(6.354)	(7.673)	12.768		49.161	20.313
Fiscais	4.510			(4)	4		4.510	
Outros	8.280		(1.187)		4.424	7.769	19.286	
Total	74.239	22.790	(14.250)	(12.876)	19.165	7.769	96.837	27.228
Circulante	5.458						8.396	
Não circulante	68.781						88.441	27.228
Total	74.239						96.837	27.228

19.1.1.1 Trabalhistas

Referem-se a diversas ações que questionam, entre outros, pagamento de horas extras, adicionais de periculosidade e equiparação salarial.

19.1.1.2 Cíveis

Referem-se, principalmente, a pedidos de restituição dos valores pagos a título de majoração tarifária, efetuados pelos consumidores industriais em decorrência da aplicação das Portarias DNAEE nº 38/86 e nº 45/86 - Plano Cruzado, que vigoraram de fevereiro a novembro daquele ano. Os valores originais estão atualizados de acordo com a sistemática praticada no âmbito do Poder Judiciário. O saldo em 31 de dezembro de 2014 é de R\$33.020 (R\$35.945 em 31 de dezembro de 2013), destacando-se:

• Processo nº 2000.001.127615-0, em trâmite na 10ª Vara Cível do Foro Central da Comarca do Rio de Janeiro, movido pela White Martins que discute a existência de reflexos decorrentes da vigência das Portarias nºs 38/86 e 45/86 do extinto DNAEE, nas tarifas de consumo de energia elétrica, relativo ao período de setembro de 2000 em diante. No mês de abril de 2010, a Companhia cumpriu determinação judicial de substituição da garantia processual existente, de carta-fiança por depósito bancário no montante de R\$60.951 e em junho de 2011 foi efetuado o complemento do depósito judicial no valor de R\$10.627. A Companhia apresentou diversas manifestações e recursos visando a suspensão da execução do montante, bem como para reverter a determinação de desconto do percentual de 16,66% nas faturas mensais da White Martins, até que, em 8 de junho de 2011, foi autorizado o levantamento, em pagamento, do valor de R\$60.951 depositado inicialmente, sem prestação de caução. No dia 10 de junho de 2011, a White Martins realizou o levantamento do referido depósito atualizado monetariamente no montante de R\$66.072. Não obstante o levantamento do referido depósito, permanece depositado judicialmente o montante de R\$10.627, havendo ainda recursos pendentes perante o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro e no Superior Tribunal de Justiça - STJ discutindo a questão. O registro contábil foi efetuado de forma a apresentar a redução do depósito judicial contra uma redução da provisão constituída para esta contingência. O saldo remanescente em 31 de dezembro de 2014 é de R\$19.859 (R\$16.652 em 31 de dezembro de 2013).

19.1.1.3 Fiscais

A Companhia possui processos relativos à exigência de ICMS na conta de energia, avaliados como perda provável. O saldo em 31 de dezembro de 2014 é de R\$4.285 (R\$4.285 em 31 de dezembro de 2013).

Há também discussão administrativa sobre exigência relativa à utilização de crédito de ICMS, com origem no estorno de débito de notas fiscais canceladas. O saldo provisionado em 31 de dezembro de 2014 é de R\$225 (R\$225 em 31 de dezembro de 2013).

19.1.1.4 Outros

Referem-se, principalmente, a autos de infração editados pela ANEEL em processo de fiscalização que encontram-se em fase de recurso pela Companhia. O saldo em 31 de dezembro de 2014 é de R\$7.995 (R\$5.034 em 31 de dezembro de 2013).

No exercício, a Companhia efetuou a provisão no valor de R\$7.209 relativa à penalidades estabelecidas pela ANEEL, por meio dos autos de infração nºs AI-002/2014-SFF, de 27 de agosto de 2014 e AI-012/2014, de 26 de agosto de 2014, referentes a Fiscalização do ativo imobilizado em serviço e Fiscalização da Base de Remuneração do Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária, respectivamente. A provisão foi registrada a débito das Despesas financeiras, na rubrica de Provisões e atualizações monetárias cíveis, fiscais, trabalhistas e outros (Nota 23).

19.1.2 Risco de perda possível

Existem processos de natureza trabalhistas, cíveis e fiscais em andamento, cuja perda foi estimada como possível, periodicamente reavaliados, não requerendo a constituição de provisão nas demonstrações financeiras, demonstrados a seguir:

	Ativo		Depósito Judicial	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Trabalhistas	18.240	16.693	1.174	1.626
Cíveis	231.847	195.058	2.611	2.322
Fiscais	500.623	486.517	11.489	9.379
Outros	10.886	6.143		
Total	761.596	704.411	15.274	13.327

17.1.2 Contribuição definida

A EnerPrev é uma entidade fechada de previdência privada, sem fins lucrativos, que foi constituída no final do exercício de 2006 para administrar de forma centralizada os planos de previdência complementar do Grupo EDP - Energias do Brasil. A EnerPrev administra um plano de benefícios do tipo Contribuição definida próprio cadastrado no Cadastro Nacional dos Planos de Benefícios - CNPB na Superintendência Nacional de Previdência Complementar - PREVIC e a Companhia administra um plano PGBL, este contratado por meio do Bradesco Vida e Previdência S.A., não gerando qualquer responsabilidade atuarial para a Companhia. Os planos de custeio são sustentados paritariamente por contribuições da patrocinadora e do participante, conforme regulamentos dos planos.

Na qualidade de patrocinadora, a Companhia contribuiu no exercício com R\$1.091 (R\$850 em 2013).

Esses planos em 31 de dezembro de 2014 tem a adesão de 450 colaboradores.

18 Encargos regulamentares e setoriais

As obrigações a recolher, derivadas de encargos estabelecidos pela legislação do setor elétrico, são as seguintes:

	Nota	Saldo em 31/12/2013	Adições	Atualização Monetária	Pagamentos	Saldo em 31/12/2014
Conta de desenvolvimento energético - CDE		3.532	67.584		(65.050)	6.066
Encargos tarifários (ECE/ EAEEE)		2.977	165		(89)	3.053
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética (P&D e PEE)	18.1	13.137	25.811	1.059	(24.499)	15.508
Outros encargos		254	4.284		(4.069)	469
Total		19.900	97.844	1.059	(93.707)	25.096
Circulante		15.529				21.026
Não circulante		4.371				4.070
Total		19.900				25.096

18.1 Pesquisa e desenvolvimento - P&D e Programa de eficiência energética - PEE

Os valores das obrigações a serem aplicadas nos programas de P&D e PEE registrados pela Companhia, são apurados nos termos da legislação setorial dos contratos de concessão de energia elétrica. A Companhia tem a obrigação de aplicar 1% da Receita operacional líquida ajustada em conformidade com os critérios definidos pela ANEEL, registrando mensalmente, por competência, o valor da obrigação. Esse passivo é atualizado mensalmente pela variação da taxa SELIC até o mês de realização dos gastos e baixados conforme sua realização. Os programas de P&D são regulamentados por meio das Resoluções Normativas ANEEL nº 316/08, aplicada até setembro de 2012, alterada pela Resolução Normativa nº 504/12, e os programas de PEE são regulamentados por meio das Resoluções nº 300/08, aplicada até maio de 2013, alterada pela Resolução Normativa nº 556/13. O saldo líquido em 31 de dezembro de 2014 no montante de R\$15.508 (R\$13.137 em 31 de dezembro de 2013) contempla a dedução dos gastos efetuados com os serviços em curso referentes a esses programas.

19 Provisões

	Nota	Circulante 31/12/2014	Circulante 31/12/2013	Não circulante 31/12/2014	Não circulante 31/12/2013
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	19.1	8.396	5.458	88.441	68.781
Total		8.396	5.458	88.441	68.781

As Provisões são reconhecidas no balanço em decorrência de um evento passado, quando é provável que um recurso econômico seja requerido para saldar a obrigação e que possa ser estimada de maneira confiável. As provisões são registradas com base nas melhores estimativas do risco envolvido.

19.1 Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas

A Companhia é parte em ações judiciais e processos administrativos perante vários tribunais e órgãos governamentais, decorrentes do curso normal das operações, envolvendo questões tributárias, trabalhistas, aspectos cíveis e outros assuntos.

As obrigações são mensuradas pela melhor estimativa da Administração para o desembolso que seria exigido para liquidá-las na data das demonstrações financeiras. São atualizadas monetariamente mensalmente, por diversos índices de acordo com a natureza da provisão, e são revistas periodicamente com o auxílio dos assessores jurídicos da Companhia.

Dentre as principais causas com risco de perda avaliadas como possível, destacamos as seguintes ações:

19.1.2.1 Cíveis

• Processo nº 2006.209.009405-0, em trâmite na 7ª Vara Cível do Foro Central da Comarca do Rio de Janeiro, movido pela White Martins, que discute a existência de reflexos decorrentes da vigência das Portarias nºs 38/86 e 45/86 do extinto DNAEE, nas tarifas de consumo de energia elétrica, relativo ao período de dezembro de 1986 a setembro de 2000. Em 23 de setembro de 2011, foi proferida sentença desfavorável à Companhia julgando procedente o pedido da parte autora, acrescido de correção monetária e juros de mora, a partir de 1º de junho de 2011. Contra tal decisão, a Companhia interpôs recurso de apelação, ao qual foi dado parcial provimento para o fim de limitar a condenação da Companhia ao período de vigência da Portaria nº 153/86 (vigente até março/87). Em face da referida decisão, a Companhia e a White Martins opuseram embargos de declaração, os quais foram rejeitados. Atualmente, aguarda-se o julgamento dos recursos interpostos por ambas as partes perante o Superior Tribunal de Justiça. Importante ressaltar que há entendimento pacífico nos tribunais superiores no sentido de que só é devida a devolução dos valores pagos no período do congelamento de preços, período este não discutido nesta ação, motivo pelo qual o grau de risco foi mantido em possível. O valor estimado em 31 de dezembro de 2014 é de R\$107.878 (R\$90.459 em 31 de dezembro de 2013).

• Ação cível pública nº 26725-92.2009.4.01.3800, em trâmite na 3ª Vara Federal Cível de Belo Horizonte, movida pela Associação de Defesa de Interesses Coletivo - ADIC, que pleiteia indenização por danos materiais em razão de reajuste tarifário (Parcela "A"). Nesta demanda, foi proferida decisão que determinou a exclusão das concessionárias do polo passivo da ação, sendo mantida tão somente a ANEEL. O processo encontrava-se suspenso até que, em 27 de novembro de 2013, o STJ considerou o Juízo da 3ª Vara Federal Cível de Belo Horizonte como competente para julgar todas as demandas coletivas que discutem a questão da Parcela "A". O valor estimado em 31 de dezembro de 2014 é de R\$69.228 (R\$57.812 em 31 de dezembro de 2013).

• Mandado de segurança nº 0002173-26.2014.4.01.3400, em trâmite na 22ª Vara Federal do Tribunal Regional Federal da 1ª Região, impetrado por Santo Antônio Energia S.A. - SAESA contra ato da Diretoria da ANEEL, objetivando suspender as obrigações de recomposição de lastro e potência e de pagamento dos encargos pelo uso do sistema de transmissão, bem como a aplicação de eventuais penalidades pelo descumprimento do cronograma. Em 26 de fevereiro de 2014 foi deferido em parte o pedido de antecipação de tutela, que gerou impactos às distribuidoras de energia. Em face da referida decisão, a Companhia, por meio da ABRADDE, ajuizou o pedido de suspensão da decisão perante o STJ, que foi deferido. O valor estimado em 31 de dezembro de 2014 é de R\$9.767.

Adicionalmente, a SAESA propôs ação contra a ANEEL com pedido de liminar para não aplicação, durante o período de motorização da UHE Santo Antônio, do Mecanismo de Redução de Energia Assegurada - MRA. A liminar não foi concedida em primeira instância. Em sede de agravo, o TRF deferiu o pedido de antecipação de tutela formulado pela SAESA, conferindo efeito retroativo, que passou a ter eficácia desde o início de março de 2012. A Companhia e a ANEEL protocolaram junto ao STJ, pedidos de Suspensão de Liminar que foi deferido suspendendo a mesma. Atualmente, aguarda-se julgamento do recurso interposto pela SAESA. O valor estimado em 31 de dezembro de 2014 é de R\$4.231.

19.1.2.2 Fiscais

• Discussão na esfera administrativa sobre créditos de ICMS utilizados pela Companhia no período de julho a dezembro de 2003, referente a valores de "Anulação/Devolução de Venda de Energia Elétrica" no montante atualizado em 31 de dezembro de 2014 de R\$122.767 (R\$116.344 em 31 de dezembro de 2013). A Companhia apresentou defesa e aguarda julgamento. O valor do risco sofre acréscimo expressivo em razão dos critérios de atualização da Lei Estadual nº 13.918/09.

• Discussão administrativa relativa à utilização de crédito de ICMS, com origem no estorno de débito de notas fiscais canceladas, no valor atualizado até 31 de dezembro de 2014 de R\$23.230 (R\$23.216 em 31 de dezembro de 2013). A Companhia apresentou defesa e aguarda julgamento.

• Discussão judicial decorrente de execução fiscal, ajuizada no ano de 2014, que engloba débitos resultantes de rescisuração de ICMS, no montante atualizado em 31 de dezembro de 2014 de R\$26.071.

• Discussão administrativa no montante atualizado aproximado até 31 de dezembro de 2014 de R\$179.672 (R\$172.278 em 31 de dezembro de 2013), referentes a de compensações não homologadas de créditos decorrentes de pagamento a maior efetuados em 2001 com relação ao IRPJ, CSLL, PIS e COFINS, em consequência da aplicação do Parecer COSIT 26/02 (impostos sobre RTE).

• Medida judicial relativa à COFINS do período de 1993 a 1995, em litisconsórcio com AES Eletropaulo. A questão versa sobre o direito ao aproveitamento da anistia trazida pelas Medidas Provisórias nºs 1858-6 e 1858-8, concedida aos contribuintes que deixaram de recolher tributos por entendê-los indevidos. No julgamento

NOTAS EXPLICATIVAS EXERCÍCIOS FIMOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2014 E 2013

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

de 2ª Instância, foi confirmado parcialmente o direito à anistia, excluindo-se a parcela atinente aos encargos do Decreto-Lei nº 1.025/69. O valor atualizado até 31 de dezembro de 2014 é de R\$68.501 (R\$104.186 em 31 de dezembro de 2013). A redução da contingência é proveniente de valores de atualização de juros. Atualmente o processo aguarda julgamento de recurso nos Tribunais Superiores.

• Autuações de Prefeitura que exige o pagamento de multa por suposto descumprimento de obrigações acessórias relacionadas à instalação de postes de energia elétrica bem como taxas de fiscalização de obras em logradouros públicos. O valor da contingência em 31 de dezembro de 2014 é de R\$49.139 (R\$39.659 em 31 de dezembro de 2013).

19.1.3 Risco de perda remota

Adicionalmente, existem processos de naturezas trabalhistas, cíveis e fiscais em andamento cuja perda foi estimada como remota e, para estas ações, o saldo dos depósitos judiciais em 31 de dezembro de 2014 é de R\$24.391 (R\$23.960 em 31 de dezembro de 2013).

Considerando o disposto no item 86 do CPC 25 - Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes, a Companhia não necessita efetuar o detalhe das suas contingências classificadas como remotas. Entretanto, pelo fato gerador do principal estar a decorrer, sem perspectiva de término no médio prazo e dada a materialidade do saldo, a Companhia entende que deve proceder à divulgação da ação fiscal abaixo.

19.1.3.1 Fiscais

A Companhia, por meio do Sindicato da Indústria da Energia no Estado de São Paulo - SindiEnergia, ajuizou dois Mandados de Segurança Coletivos contra a Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo, visando à suspensão dos efeitos dos Decretos nº 55.421/10 e 55.867/10, que versam sobre a incidência de ICMS sobre perdas técnicas de energia (furto, desvio, fraude, entre outros). Ambos os processos possuem sentenças favoráveis, confirmadas até o momento em julgamento de recurso de apelação pelo Tribunal de Justiça do Estado de São Paulo. A Fazenda Estadual interpôs recursos aos Tribunais Superiores, os quais aguardam julgamento. O valor estimado em 31 de Dezembro de 2014 é de R\$223.771 (R\$166.540 em 31 de dezembro de 2013).

20 Patrimônio líquido

20.1 Capital social

O capital social é de R\$339.628 em 31 de dezembro de 2014 e em 31 de dezembro de 2013 e está representado por 39.091.735.037 ações ordinárias, sem valor nominal, integralmente detidas pela EDP - Energias do Brasil. As ações ordinárias são classificadas como Capital social e deduzidas de quaisquer custos atribuíveis à emissão de ações, quando aplicável.

A Companhia não possui capital autorizado, conforme estatuto social.

20.2 Destinação do lucro

As ações têm direito a dividendos mínimos de 25% do lucro líquido ajustado, na forma da lei, podendo a ele ser imputado o valor dos Juros Sobre Capital Próprio - JSCP pagos ou creditados, individualmente aos acionistas, a título de remuneração do capital próprio, integrando o montante dos dividendos a distribuir pela Companhia, para todos os efeitos legais e nos termos da Lei nº 9.249/95, e regulamentação posterior.

	31/12/2014
Lucro líquido apurado no exercício	240.256
Constituição da reserva legal - 5%	(7.461)
	232.795
Destinação do lucro:	232.795
Dividendos intermediários - JSCP	33.632
Dividendos complementares	29.612
Lucros retidos a deliberar	169.551

20.2.1 Dividendos

A distribuição de dividendos e juros sobre capital próprio é reconhecida como um passivo nas demonstrações financeiras da Companhia ao final do exercício, com base em seu estatuto social. Qualquer valor acima do mínimo obrigatório somente é reconhecido na data em que são aprovados em Assembleia Geral. O benefício fiscal dos juros sobre capital próprio é reconhecido na demonstração de resultado.

Foi aprovada em Assembleia Geral Ordinária - AGO, realizada em 10 de abril de 2014, a destinação do lucro líquido referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2013 no valor de R\$181.242. Foram aprovados como dividendos o valor de R\$135.847, composto de R\$6.725 referente a dividendos adicionais contabilizados em dezembro de 2013 e o saldo restante, no valor de R\$129.122, como dividendo adicional proposto. Foram aprovados como JSCP o valor de R\$45.395, sendo R\$38.586 líquido de Imposto de renda, integralmente reconhecidos em dezembro de 2013 e integralmente liquidados no exercício de 2014.

Em 25 de fevereiro de 2014, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a distribuição de parcela de lucros retidos no montante de R\$18.757, uma vez que a mencionada parcela cumpriu o objetivo para o qual foi constituída, não mais se justificando a manutenção da retenção deste valor, tendo esta sido ratificada na AGO realizada em 10 de abril de 2014 e integralmente liquidados no exercício de 2014.

Em 9 de outubro de 2014, o Conselho de Administração da Companhia havia aprovado a distribuição de parcela de lucros retidos no montante de R\$100.000, uma vez que a mencionada parcela cumpriu o objetivo para o qual foi constituída, não mais se justificando a manutenção da retenção deste valor. A Assembleia Geral Extraordinária, realizada na mesma data, também havia ratificado o montante deliberado. Em 23 de dezembro de 2014, a Assembleia Geral Extraordinária rratificou o montante deliberado de R\$100.000 para R\$31.809, integralmente liquidados no exercício de 2014.

Em 29 de dezembro de 2014, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o crédito de JSCP do exercício de 2014, no montante bruto de R\$33.632, sendo R\$28.588 líquido de Imposto de renda, imputáveis aos dividendos a serem distribuídos pela Companhia em data de pagamento a ser deliberada.

Segue abaixo a movimentação do saldo de dividendos no exercício:

	Dividendo adicional	Reversão de Retenção de lucros	JSCP	Paga-mentos	Dividendos complementares	31/12/2014
Acionista	31/12/2013	proposto				
EDP - Energias do Brasil	45.311	129.122	28.588	50.566	(225.000)	29.612
						58.199

20.3 Reservas

	Nota	31/12/2014	31/12/2013
Reservas de capital			
Doações e subvenções para investimento	20.3.1	177.342	177.342
Incentivos fiscais		787	787
Ágio na incorporação de sociedade controladora		156.599	156.599
		334.728	334.728
Reservas de lucros			
Legal		67.925	60.464
Retenção de lucros	20.3.2	162.175	212.741
Lucros retidos a deliberar	20.2 e 20.3.3	169.551	129.122
		399.651	402.327
Outros resultados abrangentes	20.3.4		
(Perda) / Ganho atuarial com Benefícios pós-emprego		(7.955)	41.778
Imposto de renda e contribuição social diferidos		2.704	(14.205)
		(5.251)	27.573
Total		729.128	764.628

20.3.1 Doações e subvenções para investimento

Constituídas originalmente na Eletropaulo - Eletricidade de São Paulo S.A., tendo sido vertidas na proporção do Patrimônio líquido no processo de cisão realizada pela referida antecessora, ocorrido a partir de 1º de janeiro de 1998, e que deu origem ao início das operações da Companhia.

Essas reservas de capital foram constituídas basicamente por:

(i) Despesa de remuneração das imobilizações em curso

Decorrentes da contabilização da remuneração da parcela de capital próprio incorporado ao custo do ativo imobilizado em curso, com amparo na regulamentação e Plano de contas contábil setorial vigente e, principalmente, por meio da Portaria DNAEE nº 250/85, tendo sido registrada em contrapartida à rubrica de Reservas de capital no Patrimônio líquido; e

(ii) Conta de resultados a compensar - CRC

A Conta de resultados a compensar teve origem na contabilização de crédito relativo aos efeitos do reconhecimento ao direito da compensação dos déficits de remuneração setorial mínima assegurada e que foi reconhecida quando da mudança do regime de remuneração das empresas concessionárias do serviço público de energia elétrica, que substituiu o regime do custo do serviço para o atual modelo de remuneração e controle pelos preços. Com amparo na Lei nº 8.631/93, essa contabilização foi efetuada em contrapartida à rubrica de Reservas de capital no Patrimônio líquido.

20.3.2 Retenção de lucros

A Reserva de retenção de lucros tem sido constituída em conformidade com o artigo 196 da Lei nº 6.404/76, para viabilizar os Programas de Investimentos da Companhia, previstos nos orçamentos de capital submetidos e aprovados nas Assembleias Gerais Ordinárias.

20.3.3 Lucros retidos a deliberar

Refere-se à parcela do lucro líquido do exercício excedente ao dividendo mínimo obrigatório a ser deliberada em assembleia geral ou por outro órgão competente. É constituída conforme ICPC 08 (R1) e poderá ser destinada para pagamento de dividendos, retenção de lucros ou para aumento de capital.

20.3.4 Outros resultados abrangentes

Refere-se à contabilização de passivos oriundos de Benefícios pós-emprego relativos a ganhos e perdas atuariais, conforme estabelecido pela Deliberação CVM nº 695/12 e regras estabelecidas no CPC 33 (R1), deduzido do respectivo Imposto de renda e Contribuição social diferidos.

A movimentação de Outros resultados abrangentes no exercício é a seguinte:

	Saldo em 31/12/2013	Perdas	Provisão IRPJ/CSLL	Saldo em 31/12/2014
Ganhos e perdas atuariais - Benefícios pós-emprego	27.573	(49.733)	16.909	(5.251)
	27.573	(49.733)	16.909	(5.251)

21 Receita

O resultado é apurado em conformidade com o regime de competência. Os principais critérios de reconhecimento e mensuração, estão apresentados a seguir:

(i) As receitas de operações com energia elétrica e de serviços prestados são reconhecidas no resultado em função da sua realização. Uma receita não é reconhecida se há uma incerteza significativa na sua realização. O faturamento de energia elétrica para todos os consumidores e concessionárias é efetuado mensalmente, de acordo com o calendário de leitura e contratos de fornecimento, respectivamente;

(ii) A energia fornecida e não faturada, correspondente ao período decorrido entre a data da última leitura e encerramento do balanço, é estimada e reconhecida como receita não faturada;

(iii) O reconhecimento da receita de construção está diretamente associado às adições ao ativo intangível em formação (Direito de concessão - Infraestrutura), não sendo incorporada margem nesta atividade de construção assim classificada conforme a aplicação da ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão. A formação da receita de construção resulta da alocação das horas trabalhadas pelas equipes técnicas, dos materiais utilizados, da medição da prestação de serviços terceirizados e outros custos diretamente alocados. O registro contábil dessa receita é efetuado em contrapartida à Custo com construção da infraestrutura em igual montante (Notas 21 e 22);

(iv) A receita de ativos financeiros setoriais é reconhecida mensalmente pela diferença entre os custos pertencentes a Parcela A efetivamente incorridos no resultado, daqueles reconhecidos na receita de operações com energia elétrica orçados na tarifa vigente pela ANEEL. Inclui os valores a cobrar dos consumidores referente a incidência de PIS e COFINS, sobre esta receita.

(v) A receita de Subvenção é reconhecida quando da efetiva aplicação de descontos nas tarifas de unidades consumidoras beneficiadas por subsídios governamentais (Nota 12.1) pela diferença entre a tarifa de referência da respectiva classe de consumo daquela efetivamente aplicada a consumidores beneficiários desses subsídios.

	Nº de consumidores (*)		MWh (*)		R\$	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Fornecimento						
Residencial	1.573.472	1.519.284	3.632.814	3.504.144	1.457.885	1.349.768
Industrial	12.468	11.973	2.618.229	2.750.989	824.701	825.078
Comercial	117.712	113.286	2.283.583	2.102.802	812.035	716.537
Rural	8.014	7.994	88.487	83.809	20.894	18.704
Poder público	9.056	8.890	340.980	330.906	115.899	106.414
Iluminação pública	2.923	3.056	326.686	322.196	75.655	70.435
Serviço público	1.370	1.324	295.131	298.335	78.075	76.620
Consumo próprio	172	166	6.578	6.151		
(-) Transferência para TUSD - clientes cativos					(1.234.706)	(1.263.034)
Fornecimento não Faturado					41.760	(45.512)
	1.725.187	1.665.973	9.592.488	9.399.332	2.192.198	1.855.010
Suprimento de energia elétrica	2	2	46.917	48.222	3.158	2.403
Energia de curto prazo			220.327	24.511	106.454	(2.150)
	2	2	267.244	72.733	109.612	253
Receitas com operações de energia elétrica	1.725.189	1.665.975	9.859.732	9.472.065	2.301.810	1.855.263
Disponibilização do Sistema de Distribuição						
TUSD - outros	173	165	5.812.185	5.887.226	515.056	512.723
TUSD - clientes cativos					1.234.706	1.263.034
TUSD - não faturado					884	(11.052)
Receitas de ativos financeiros setoriais	7				169.091	
CVA					135.572	
Itens financeiros					46.316	
PIS/COFINS					138.189	147.391
Receita de construção	22				64.529	42.568
Subvenções	12.1					
Ressarcimento por insuficiência de geração						48.523
Arrendamentos e alugueis					37.647	34.965
Outras receitas operacionais					12.257	14.250
Receita operacional bruta	1.725.362	1.666.140	15.671.917	15.359.291	4.656.057	3.907.665
(-) Deduções à receita operacional					(1.457.407)	(1.301.813)
Tributos sobre a receita					(1.331.572)	(1.197.028)
ICMS					(915.731)	(848.752)
PIS/COFINS					(415.631)	(348.081)
ISS					(210)	(195)
Encargos do consumidor					(125.835)	(104.785)
P&D e PEE					(25.811)	(24.983)
CCC						(8.986)
CDE					(67.584)	(41.512)
RGR						886
PROINFA - Consumidores					(32.440)	(30.190)
Receita	1.725.362	1.666.140	15.671.917	15.359.291	3.198.650	2.605.852

(*) Não revisado pelos auditores independentes.

21.1 Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente

A ANEEL, por meio da Resolução Normativa nº 463/11, determinou que os valores provenientes do faturamento de multas por Ultrapassagem de Demanda e consumo de Energia Reativa Excedente, a partir da data contratual de revisão tarifária referente ao 3º ciclo de revisões tarifárias, no caso da Companhia, a partir de 23 de outubro de 2011, seriam contabilizados como Obrigações especiais, anteriormente registrado como Receita operacional em curso dos valores provenientes. Por ocasião do 4º ciclo de revisões tarifárias, 2015 no caso da Companhia, o valor acumulado nessa subconta, até a data do laudo de avaliação os ativos, deverá ser transferido para a situação de em serviço em Obrigações Especiais, quando então, receberá o tratamento usual da contrapartida da depreciação dos respectivos ativos alocados como investimentos originários dessas Obrigações Especiais. Não obstante a essa determinação, a Companhia, por meio da ABRADÉE, contestou judicialmente o tratamento dessas receitas.

No dia 8 de fevereiro de 2012, a antecipação de tutela requerida pela ABRADÉE na Ação Ordinária nº 003357.85.2012.4.01.3400, em curso junto à 6ª Vara da JFDF, foi integralmente concedida. A decisão judicial foi no sentido de: a) suspender o tratamento das receitas de ultrapassagem de demanda e excedentes de reativos constantes dos §§ 9 a 11 do item 3.1.1 ("Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativo") do item 3.1 ("Receitas Inerentes ao Serviço de Distribuição") do Submódulo 2.7 ("Outras Receitas") anexo à Resolução Normativa ANEEL nº 463/11; b) suspender a determinação de contabilização em separado dessas receitas como se obrigações especiais fossem; e c) deferir tutela de caráter inibitório para determinar que a ANEEL abstenha-se de praticar qualquer ato tendente a exigir cumprimento das referidas disposições (o que impede a adoção de medidas outras destinadas a produzir o mesmo efeito).

Em 19 de junho de 2012, o TRF-1 concedeu efeito suspensivo ao Agravo de Instrumento interposto pela ANEEL, pelo que foi suspensa a antecipação de tutela originalmente concedida em primeiro grau e, com isso, restabeleceu-se a eficácia da Resolução Normativa ANEEL nº 463/11. Aguarda-se ainda o julgamento do mérito do recurso de Agravo de Instrumento.

Em primeira instância, aguarda-se a realização de perícia requerida pela ABRADÉE.

Na opinião dos assessores jurídicos, a probabilidade de perda dessa ação é possível, no entanto, a Companhia efetuou no exercício o registro contábil no montante de R\$34.523 (R\$37.799 em 2013), a débito da rubrica de Receita de fornecimento em contrapartida à Obrigações Especiais, obrigação esta apresentada no âmbito do ICPC 01 como retificadora do Intangível. O saldo dessa obrigação em 31 de dezembro de 2014 é de R\$122.454 (R\$87.931 em 31 de dezembro de 2013).

NOTAS EXPLICATIVAS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2014 E 2013

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

22 Gastos operacionais

Os principais critérios de reconhecimento e mensuração dos gastos operacionais estão discriminados a seguir:

(i) a energia elétrica comprada para revenda é reconhecida em função de sua utilização e registro dos contratos na CCEE, deduzida de reembolsos do Poder Concedente;

(ii) os gastos gerenciáveis são reconhecidos com base na associação direta da receita e quando não resultarem em benefícios econômicos futuros.

A Companhia apresenta os Gastos operacionais por função na Demonstração de resultados, conforme requerido no artigo 187 da Lei nº 6.404/76. É apresentado a seguir o detalhamento por natureza do gasto, conforme requerido pelo CPC 26.

	Nota	2014						2013	
		Custo do serviço			Despesas Operacionais			Total	Total
		Com energia elétrica	De operação	Prestado a terceiros	Com vendas	Gerais e administrativas	Outras		
Não gerenciáveis									
Energia elétrica comprada para revenda									
Moeda estrangeira - Itaipu		319.378						319.378	311.300
Moeda nacional	22.1	2.002.996						2.002.996	1.545.611
Ressarcimento CDE / CCEE / CONER	4.1	(365.684)						(365.684)	(355.617)
Encargos de uso da rede elétrica		209.034						209.034	145.822
Taxa de fiscalização							3.480	3.480	5.524
		2.165.724	-	-	-	-	3.480	2.169.204	1.652.643
Gerenciáveis									
Pessoal, Administradores e Entidade de previdência privada (i)			100.733	110		48.155		148.998	147.651
Material			8.345	544		3.367		12.256	13.064
Serviços de terceiros			80.231	1.569		63.038		144.838	138.231
Depreciação						23		23	23
Amortização			79.681			7.945		87.626	120.256
PCLD / perdas líquidas					19.699			19.699	28.330
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas							9.914	9.914	13.876
Aluguéis e arrendamentos						6.566		6.748	5.427
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens			182					47.482	18.747
Valor justo do ativo financeiro indenizável	13.1						11.411	11.411	(17.185)
Custo com construção da infraestrutura	21			138.189				138.189	147.391
Outras			18.630			9.272	(1.825)	26.077	37.452
		-	287.802	140.412	19.699	138.366	66.982	653.261	653.263
Total		2.165.724	287.802	140.412	19.699	138.366	70.462	2.305.966	2.305.966

(i) Em atendimento às melhores práticas do mercado, conforme o Índice de Sustentabilidade Empresarial - ISE da BM&FBovespa, informamos o investimento em treinamento da Companhia que é dividido em: desenvolvimento de lideranças; desenvolvimento de projetos corporativos; treinamentos e seminários técnicos e comportamentais; bolsas de estudo; e desenvolvimento de idiomas. Do valor total de R\$148.998 da rubrica de Pessoal, Administradores e Entidade de previdência privada, R\$1.665 (R\$1.937 em 31 de dezembro de 2013) referem-se a treinamentos.

22.1 Energia elétrica comprada para revenda - Moeda Nacional

O acréscimo nos gastos não gerenciáveis referem-se, substancialmente à exposição involuntária da Companhia e pelo elevado despacho térmico ao longo do exercício.

23 Resultado financeiro

	Nota	2014	2013
Receitas financeiras			
Renda de aplicações financeiras e cauções		20.253	5.714
Variação monetária e acréscimo moratório da energia vendida		47.281	45.687
Operações de swap e hedge			4.620
Atualização monetária depósitos judiciais		1.765	1.475
Atualização sobre os ativos/ passivos financeiros setoriais		536	
Variações monetárias moeda estrangeira		1.504	
Juros e multa sobre impostos	8	1.031	1.469
Ajustes a valor presente	6.1	4.558	
Outras receitas financeiras		7.785	6.555
		84.713	65.520
Despesas financeiras			
Variação monetária e acréscimo moratório da energia comprada		(6.250)	(5.160)
Juros e multa sobre impostos		(190)	(7.695)
Encargos de dívidas		(84.989)	(51.049)
Variações monetárias moeda nacional			(320)
Variações monetárias moeda estrangeira			(5.944)
Operações de swap e hedge		(2.986)	
Provisões e atualizações monetárias cíveis, fiscais, trabalhistas e outros		(19.165)	(6.666)
Selic - Energia Livre	14.2	(3.767)	(2.614)
Ajustes a valor presente			(2.376)
Atualização monetária contratos de mútuo			(98)
Benefícios pós-emprego			(13.671)
(-) Juros capitalizados		5.931	5.828
Outras despesas financeiras		(11.957)	(10.255)
		(123.693)	(99.700)
Total		(38.980)	(34.180)

24 Imposto de renda e contribuição social

O imposto de renda registrado no resultado é calculado com base nos resultados tributáveis (lucro ajustado), às alíquotas aplicáveis segundo a legislação vigente (15%, acrescida de 10% sobre o resultado tributável que exceder R\$240 anuais). A contribuição social registrada no resultado é calculada com base nos resultados tributáveis (lucro ajustado), por meio da aplicação da alíquota de 9%. Ambos consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro real, quando aplicável.

As despesas com Imposto de renda e contribuição social compreendem os impostos correntes e diferidos, sendo reconhecidos no resultado exceto aqueles que estejam relacionados a itens diretamente reconhecidos no Patrimônio líquido.

A Companhia, para fins de apuração do lucro tributável e seus efeitos sobre as demonstrações financeiras, considerou a adoção do Regime Tributário de Transição - RTT, conforme determinado na MP nº 449/08 (convertida na Lei nº 11.941/09).

	IRPJ / CSLL	
	2014	2013
Lucro antes do IRPJ e CSLL	337.205	265.766
Alíquota	34%	34%
IRPJ e CSLL	(114.650)	(90.361)
Ajustes para refletir a alíquota efetiva		
IRPJ e CSLL sobre adições e exclusões permanentes		
Doações	(395)	(457)
Perdas indedutíveis	857	(1.735)
Juros sobre o capital próprio	11.435	15.430
Outras	(731)	(247)
Outros		
Ajustes na DIPJ referente exercício social anterior	6.535	1.121
Incentivos fiscais		
Outras		1.264
Despesa de IRPJ e CSLL	(96.949)	(74.985)
Alíquota efetiva	28,75%	28,21%

25 Resultado por ação

O resultado básico por ação da Companhia para os exercícios apresentados é calculado pela divisão do resultado atribuível aos titulares de ações ordinárias da Companhia pelo número médio ponderado de ações ordinárias em poder dos acionistas.

No exercício de 2014, a Companhia não operou com instrumentos financeiros passivos conversíveis em ações próprias ou transações que gerassem efeito diluível ou antidiluível sobre o resultado por ação do período. Dessa forma, o resultado "básico" por ação que foi apurado para o período é igual ao resultado "diluído" por ação segundo os requerimentos do CPC 41. O cálculo do resultado "básico e diluído" por ação é demonstrado na tabela a seguir:

	2014	2013
Resultado líquido do exercício atribuível aos acionistas	240.256	190.781
Média ponderada do número de ações ordinárias em poder dos acionistas controladores (mil)	39.091.735	39.091.735
Resultado básico e diluído por ações (reais/ação)	0,006146	0,004880

26 Instrumentos financeiros e Gestão de riscos

A Companhia mantém operações com instrumentos financeiros. A administração desses instrumentos é efetuada por meio de estratégias operacionais e controles internos visando assegurar crédito, liquidez, segurança e rentabilidade. A contratação de instrumentos financeiros com o objetivo de proteção é feita por meio de uma análise periódica da exposição aos riscos financeiros (câmbio, taxa de juros e etc), a qual é reportada regularmente por meio de relatórios de risco disponibilizados à Administração.

Em atendimento à Política de Gestão de Riscos Financeiros do Grupo EDP - Energias do Brasil, e com base nas análises periódicas consubstanciadas nos relatórios de risco, são definidas estratégias específicas de mitigação de riscos financeiros, as quais são aprovadas pela Administração, para operacionalização da referida estratégia. A política de controle consiste em acompanhamento permanente das condições contratadas versus condições vigentes no mercado por meio de sistemas operacionais integrados à plataforma SAP. A Companhia não efetua aplicações de caráter especulativo, em derivativos ou quaisquer outros ativos de risco. Os resultados obtidos com estas operações estão condizentes com as políticas e estratégias definidas pela Administração da Companhia.

A administração dos riscos associados a estas operações é realizada por meio da aplicação de políticas e estratégias definidas pela Administração e incluem o monitoramento dos níveis de exposição de cada risco de mercado, previsão de fluxos de caixa futuros e estabelecimento de limites de exposição. Essa política determina também que a atualização das informações em sistemas operacionais, assim como a confirmação e operacionalização das transações junto às contrapartes, sejam feitas com a devida segregação de funções.

26.1 Instrumentos financeiros

Instrumentos financeiros são definidos como qualquer contrato que dê origem a um ativo financeiro para a entidade e a um passivo financeiro ou instrumento patrimonial para outra entidade.

Estes instrumentos financeiros são reconhecidos imediatamente na data de negociação, ou seja, na concretização do surgimento da obrigação ou do direito e são inicialmente registrados pelo valor justo acrescido ou deduzido de quaisquer custos de transação diretamente atribuíveis.

Instrumentos financeiros são baixados desde que os direitos contratuais aos fluxos de caixa expirem, ou seja, a certeza do término do direito ou da obrigação de recebimento, da entrega de caixa, ou título patrimonial. Para essa situação a Administração, com base em informações consistentes, efetua registro contábil para liquidação. A baixa pode acontecer em função de cancelamento, pagamento, recebimento ou quando os títulos expirarem.

26.1.1 Classificação dos instrumentos financeiros

Instrumentos ao reconhecimento inicial, são mensurados conforme descrito abaixo:

• Instrumentos mantidos até o vencimento

Se a Companhia tem a intenção e capacidade de manter até o vencimento seus instrumentos financeiros, esses são classificados como mantidos até o vencimento. Investimentos mantidos até o vencimento são mensurados pelo custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva, deduzido de eventuais reduções em seu valor recuperável.

• Instrumentos financeiros ao valor justo por meio do resultado

Um instrumento é classificado pelo valor justo por meio do resultado se for mantido para negociação, ou seja, designado como tal quando do reconhecimento inicial. Os instrumentos financeiros são registrados pelo valor justo por meio do resultado se a Companhia gerencia esses investimentos e toma as decisões de compra e venda com base em seu valor justo de acordo com a estratégia de investimento e gerenciamento de risco documentado pela Companhia. Após reconhecimento inicial, custos de transação atribuíveis são reconhecidos nos resultados quando incorridos.

• Empréstimos e recebíveis

São designados para essa categoria somente os ativos não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis que não estão cotados em um mercado ativo, reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação atribuíveis. Após o reconhecimento inicial, os empréstimos e recebíveis são medidos pelo método do custo amortizado por meio do método dos juros efetivos, decrescidos de qualquer perda por redução ao valor recuperável.

• Instrumentos disponíveis para venda

São designados nesta categoria os ativos financeiros não derivativos que são designados como disponíveis para venda ou que não são classificados em nenhuma das categorias anteriores. O Ativo financeiro indenizável da Companhia é classificado como disponível para venda. Posteriormente ao reconhecimento inicial, estes ativos são mensurados de forma a refletir a melhor estimativa do Valor Novo de Reposição - VNR, conforme descrito na nota 13.1, que equivale ao valor justo, calculado conforme critérios estabelecidos em regulamento do Poder Concedente. Os efeitos desta mensuração são reconhecidos diretamente no resultado do exercício, pelo método da taxa efetiva de juros.

• Outros ao custo amortizado

São designados para essa categoria os ativos e passivos financeiros cujo o registro é o montante pelo qual os mesmos são mensurados em seu reconhecimento inicial, menos as amortizações de principal, mais os juros acumulados calculados com base no método da taxa de juros efetiva menos qualquer redução por ajuste ao valor recuperável ou impossibilidade de recebimento.

**NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FIMOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2014 E 2013**

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

	Nota	Categoria	Níveis	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
				Valor Justo	Valor Justo	Valor Contábil	Valor Contábil
Ativos financeiros							
Circulante							
Caixa e equivalentes de caixa	5						
Bancos conta movimento							
Aplicações financeiras		Valor justo por meio do resultado	Nível 1	235.749	115.380	235.749	115.380
Consumidores e concessionárias	6	Valor justo por meio do resultado	Nível 2	46.688	218.609	46.688	218.609
Ativos financeiros setoriais	7	Empréstimos e recebíveis	Nível 2	520.910	461.629	520.910	461.629
Cauções e depósitos vinculados	11	Disponível para venda	Nível 2	227.901		227.901	
		Ativos mantidos até o vencimento	Nível 1	764	245	764	245
Não circulante							
Consumidores e concessionárias	6	Empréstimos e recebíveis	Nível 2	50.815	40.660	50.815	40.660
Ativos financeiros setoriais	7	Disponível para venda	Nível 2	123.614		123.614	
Ativo financeiro indenizável	13.1	Disponível para venda	Nível 3	345.948	274.758	345.948	274.758
Partes relacionadas	10	Empréstimos e recebíveis	Nível 2		281		281
Cauções e depósitos vinculados	11	Ativos mantidos até o vencimento	Nível 1	355	205	355	205
Outros créditos - Derivativos	12	Valor justo por meio do resultado	Nível 2		12.252		12.252
				1.552.744	1.124.019	1.552.744	1.124.019
Passivos financeiros							
Circulante							
Fornecedores	14	Empréstimos e recebíveis	Nível 2	448.406	379.505	448.406	379.505
Debêntures	15	Outros ao custo amortizado	Nível 2	181.733	97.952	181.733	97.952
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	16						
BEI		Valor justo por meio do resultado	Nível 2		423		423
Outros empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	16	Outros ao custo amortizado	Nível 2	135.343	72.957	135.271	72.957
Derivativos	16	Valor justo por meio do resultado	Nível 2		767		767
Não circulante							
Fornecedores	14	Empréstimos e recebíveis	Nível 2	1.211		1.211	
Debêntures	15	Outros ao custo amortizado	Nível 2	453.934	311.678	453.934	311.678
Empréstimos e financiamentos	16						
BEI		Valor justo por meio do resultado	Nível 2		46.248		46.248
Outros empréstimos e financiamentos		Outros ao custo amortizado	Nível 2	50.883	78.818	50.883	78.818
Partes relacionadas	10	Empréstimos e recebíveis	Nível 2	496	668	496	668
				1.272.006	989.016	1.271.934	989.016

26.1.2 Valor justo

Valor justo é o preço que seria recebido pela venda de um ativo ou que seria pago pela transferência de um passivo em uma transação não forçada entre participantes do mercado na data de mensuração.

O conceito de valor justo trata de inúmeras variações sobre métricas utilizadas com o objetivo de mensurar um montante em valor confiável.

Para apuração do valor justo, a Companhia projeta os fluxos dos instrumentos financeiros até o término das operações seguindo as regras contratuais, inclusive para taxas pós fixadas e utiliza como taxa de desconto o Depósito Interbancário - DI futuro divulgado pela BM&FBovespa. Algumas rubricas apresentam saldo contábil equivalente ao valor justo. Em função desses valores possuírem características substancialmente similares aos que seriam obtidos se fossem negociados no mercado ou por possuírem realização no curto prazo.

As operações com instrumentos financeiros estão apresentadas no balanço pelo seu valor contábil que equivale ao seu valor justo, exceto para determinados empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas que, neste caso, o valor contábil pode diferir do seu valor justo.

As informações adicionais sobre as premissas utilizadas na apuração dos valores justos são divulgadas a seguir levando em consideração seus prazos e relevância de cada instrumento financeiro:

(i) Caixa e equivalentes de caixa: são aplicadas políticas de risco da Administração onde o saldo é apresentado pelo custo acrescido de juros e com liquidez imediata que equivalem a valor justo. Conforme políticas da Administração, as aplicações são consolidadas por contraparte e por rating de crédito de modo a permitir a avaliação de concentração e exposição de risco de crédito. Esta exposição máxima ao risco também é medida em relação ao Patrimônio líquido da Instituição Financeira;

(ii) Consumidores e concessionárias: o cálculo do valor presente é efetuado para parcelamentos de débitos de consumidores, com base nas taxas de remuneração de capital regulamentada pela ANEEL, aplicada às tarifas das distribuidoras de serviço público de energia elétrica (Taxa média de remuneração do investimento). A contrapartida dos ajustes a valor presente das contas a receber é evidenciado no resultado financeiro da Companhia;

(iii) Cauções e depósitos vinculados: é apresentado pelo seu valor justo que equivale ao custo acrescido de juros auferidos até a data;

(iv) Ativos financeiros setoriais: estes ativos financeiros estão registrados pelo valor presente do direito e são calculados utilizando premissas observáveis para as distribuidoras do setor de energia elétrica nos períodos de reajustes e revisões tarifárias. Sua mensuração leva em consideração a diferença temporal entre os custos orçados pela ANEEL e incluídos na tarifa no início do período tarifário, e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa conforme apresentado na nota 8. Devido a assinatura do aditivo ao Contrato de concessão, a Companhia passa a ter o direito assegurado pelo Poder Concedente do recebimento dos valores homologados e em constituição. As principais incertezas sobre este instrumento financeiro devem-se ao risco do não reconhecimento de parte desses ativos pelo Poder Concedente.

(v) Ativo financeiro indenizável: estes ativos financeiros estão registrados pelo valor justo do direito na data da demonstração financeira e são calculados com base no valor dos ativos em serviço pertencentes à concessão e que serão reversíveis no final da concessão, homologados pela ANEEL a cada 4 anos em laudo de avaliação da BRR. As principais incertezas sobre este instrumento financeiro devem-se ao risco do não reconhecimento de parte desses ativos pelo Poder Concedente e de seus respectivos preços de reposição ao término da concessão. Do montante total de R\$345.948, R\$140.043 referem-se aos valores homologados pela ANEEL no 3º ciclo de Revisão Tarifária Periódica e R\$205.905 referem-se aos investimentos incorridos e que serão base para 4º ciclo de revisão tarifária atualizados pelo IGP-M até a data do balanço;

(vi) Derivativos: são calculados internamente por meio da metodologia de valor justo com base em fontes de mercado divulgadas pela BM&FBovespa. Estão mensurados pelo seu valor justo por meio de políticas adotadas pela Administração da Companhia para mitigar riscos de exposição de taxas e câmbios. Sua evidenciação está descrita na nota 26.2.4 - Instrumentos Financeiros derivativos;

(vii) Fornecedores: tem giro constante e é composto, principalmente, de contratos de suprimentos de energia elétrica e encargos de uso da rede com preços definidos no mercado regulado. Desta forma, o valor justo se equivale ao preço da transação;

(viii) Debêntures, Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas: são mensurados por meio de modelo de precificação aplicado individualmente para cada transação levando em consideração os fluxos futuros de pagamento, com base nas condições contratuais, descontados a valor presente por taxas obtidas por meio das curvas de juros de mercado, tendo como base, sempre que disponível, informações obtidas pelo site da BM&FBovespa. Desta forma, o valor de mercado de um título corresponde ao seu valor de vencimento (valor de resgate) trazido a valor presente pelo fator de desconto;

(ix) Partes relacionadas: é composto por contratos de compartilhamento de gastos regulados pela ANEEL e sem conflitos de interesses, em condições reais de mercado contemplando apenas os valores devidos sem margem de lucro.

26.1.3 Mensuração a valor justo

A hierarquização dos instrumentos financeiros por meio do valor justo regula a necessidade de informações mais consistentes e atualizadas com o contexto externo à Companhia. São exigidos como forma de mensuração para o valor justo dos instrumentos da Companhia:

(a) Nível 1 - preços negociados em mercados ativos para ativos ou passivos idênticos;

(b) Nível 2 - diferentes dos preços negociados em mercados ativos incluídos no Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, direta ou indiretamente; e

(c) Nível 3 - para o ativo ou passivo que é baseado em variáveis não observáveis no mercado. São geralmente obtidas internamente ou em outras fontes não consideradas de mercado.

A metodologia aplicada na segregação por níveis para o valor justo dos instrumentos financeiros da Companhia classificados como valor justo por meio do resultado, mantidos até o vencimento ou disponíveis para venda, foi baseada em uma análise individual buscando no mercado operações similares às contratadas e observadas. Os critérios para comparabilidade foram estruturados levando em consideração prazos, valores, carência, indexadores e mercados atuantes. Quanto mais simples e fácil o acesso à informação comparativa mais ativo é o mercado, quanto mais restrita a informação, mais restrito é o mercado para mensuração do instrumento.

26.2 Gestão de risco

A política de gestão de riscos da EDP Energias do Brasil abrange todas as suas unidades de negócios e está alinhada à estratégia do Grupo EDP em suas operações no mundo. Cabe ao Comitê de Risco, garantir a governança do processo e atuar como elo entre a alta direção e a operação rotineira. Sua função é gerenciar e supervisionar todos os fatores de risco que possam provocar impactos nas atividades e nos resultados da Companhia, além de propor metodologias e melhorias ao sistema de gestão.

26.2.1 Risco de mercado

O risco de mercado é apresentado como a possibilidade de perdas monetárias em função das oscilações de variáveis que tenham impacto em preços e taxas negociadas no mercado. Essas flutuações geram impacto a praticamente todos os setores e, portanto representam fatores de riscos financeiros.

Os Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas e Debêntures captados pela Companhia apresentados nas notas 15 e 16, possuem como contraparte os agentes fiduciários Pentágono S.A. e SLW Corretora e os bancos BNDES, Eletrobrás, Banco do Brasil e Banco Santander. As regras contratuais para os passivos financeiros adquiridos pela Companhia criam fundamentalmente riscos atrelados a essas exposições. Em 31 de dezembro de 2014 a Companhia possui risco de mercado associado à TJLP e ao CDI. Deve-se considerar que a Companhia está exposta a oscilação da taxa Selic e da inflação, podendo ter um custo maior na realização dessas operações.

Ainda com uma moeda forte e um risco país controlado, a captação e manutenção de empréstimos atrelados a outras moedas, especificamente, para a Companhia, Dólar e Euro, são considerados favoráveis. Adicionalmente a esse cenário pondera-se o risco cambial a operações com moedas estrangeiras, onde em uma economia na qual a oscilação das taxas de câmbio é muito agressiva, essa exposição pode ser fator relevante para a inviabilidade de uma operação. A Companhia possui derivativos de swaps com o objetivo de hedge, para controlar todas as exposições à variação cambial e juros para essas obrigações (Nota 26.2.4).

Considerando que a taxa de mercado (ou custo de oportunidade do capital) é definida por agentes externos, levando em conta o prêmio de risco compatível com as atividades do setor e que, na impossibilidade de buscar outras alternativas ou diferentes hipóteses de mercado e/ou metodologias para suas estimativas, face aos negócios da empresa e às peculiaridades setoriais, o valor de mercado desta parcela de empréstimos aproximase ao seu valor contábil, assim como os demais ativos e passivos financeiros avaliados.

26.2.1.1 Análise de sensibilidade

No quadro a seguir foram considerados cenários dos indexadores utilizados pela Companhia, com as exposições aplicáveis de flutuação de taxas de juros e outros indexadores até as datas de vencimento dessas transações, com o cenário I (provável) o adotado pela Companhia, baseado fundamentalmente em premissas macroeconômicas obtidas do relatório Focus do Banco Central, os cenários II e III com 25% e 50% de aumento do risco, respectivamente, e os cenários IV e V com 25% e 50% de redução, respectivamente. Em atendimento ao Ofício-Circular/CVM/SNC/SEP nº 3/09, Ofício-Circular/CVM/SNC/SEP nº 2/11 e Instrução CVM nº 475/08, a Companhia efetua avaliação de seus instrumentos financeiros, inclusive os derivativos. As análises de sensibilidade tem como objetivo mensurar o impacto às mudanças nas variáveis de mercado sobre cada instrumento financeiro da Companhia. Não obstante, a liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores diferentes dos estimados devido à subjetividade contida no processo utilizado na preparação dessas análises. As informações demonstradas no quadro, mensuram contextualmente o impacto nos resultados da Companhia em função da variação de cada risco destacado.

Operação	Risco	Aging cenário provável		Cenário (I) Provável	Cenário (II) Aumento do risco em 25%	Cenário (III) Aumento do risco em 50%	Cenário (IV) Redução do risco em 25%	Cenário (V) Redução do risco em 50%
		Até 1 ano	2 a 5 anos					
Aplicação financeira - CDB	CDI	4.112	4.112	4.112	1.028	2.056	(1.028)	(2.056)
Aplicação financeira - Debêntures	CDI	1.981	1.981	1.981	495	991	(495)	(991)
Cauções e depósitos vinculados	CDI	37	37	37	9	19	(9)	(19)
Instrumentos financeiros ativos	CDI	6.130	6.130	6.130	1.532	3.066	(1.532)	(3.066)
Debêntures	CDI	(65.896)	(85.288)	(151.184)	(31.401)	(62.127)	32.108	64.959
Empréstimos e financiamentos - CCB	CDI	(5.839)	(5.839)	(5.839)	(1.372)	(2.713)	1.405	2.846
Instrumentos financeiros passivos	CDI	(71.735)	(85.288)	(157.023)	(32.773)	(64.840)	33.513	67.805
		(65.605)	(85.288)	(150.893)	(31.241)	(61.774)	31.981	64.739
Empréstimos e financiamentos - BNDES e CALC	TJLP	(3.492)	(3.311)	(6.803)	(1.138)	(2.276)	1.138	2.276
Instrumentos financeiros passivos	TJLP	(3.492)	(3.311)	(6.803)	(1.138)	(2.276)	1.138	2.276

As curvas futuras dos indicadores financeiros CDI e TJLP estão em acordo com o projetado pelo mercado e alinhadas com a expectativa da Administração da Companhia.

Os indicadores tiveram seus intervalos conforme apresentado a seguir: CDI entre 12,00% e 9,25%; e TJLP em 5,50%.

26.2.2 Risco de liquidez

O risco de liquidez evidencia a capacidade da Companhia em liquidar as obrigações assumidas. Para determinar a capacidade financeira da Companhia em cumprir adequadamente os compromissos assumidos, os fluxos de vencimentos dos recursos captados e de outras obrigações fazem parte das divulgações. Informações com maior detalhamento sobre os empréstimos captados pela Companhia são apresentados na nota 16.

A Administração da Companhia somente utiliza linhas de créditos que possibilitem sua alavancagem operacional. Essa premissa é afirmada quando observamos as características das captações efetivadas.

Os ativos financeiros mais expressivos da Companhia são demonstrados nas rubricas Caixa e equivalentes de caixa (Nota 5), Consumidores e concessionárias (Nota 6) e Ativo financeiro indenizável (Nota 13.1). A Companhia, em 31 de dezembro de 2014, tem em Caixa um montante cuja disponibilidade é imediata e Equivalentes de caixa que são aplicações financeiras de liquidez imediata que são prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa. Para Consumidores e concessionárias, os saldos apresentados compreendem um fluxo estimado para os recebimentos. Para Ativo financeiro indenizável, o saldo apresentado corresponde ao valor a receber do Poder Concedente ao final da concessão e está mensurado pelo valor novo de reposição.

Os riscos de liquidez atribuídos às rubricas de Empréstimos, financiamentos e Debêntures referem-se a Juros futuros e, conseqüentemente, não contabilizados, encontram-se demonstrados na nota 28.1.

A matriz energética brasileira é predominantemente hídrica e um período prolongado de escassez de chuva reduziria o volume de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas, podendo ocasionar aumento no custo de aquisição de energia no mercado de curto prazo e na elevação nos valores de encargos de sistema elétrico em decorrência do aumento do despacho das usinas termoeletricas, gerando maior necessidade de caixa e conseqüentemente de aumentos tarifários futuros para a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão.

A Companhia também gerencia o risco de liquidez por meio do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, bem como pela análise de vencimento dos seus passivos financeiros. A tabela abaixo detalha os vencimentos contratuais para os passivos financeiros registrados em 31 de dezembro de 2014, incluindo principal e juros, considerando a data mais próxima em que a Companhia espera liquidar as respectivas obrigações.

NOTAS EXPLICATIVAS EXERCÍCIOS FIMOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2014 E 2013

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

	Até 1 mês	De 1 a 3 meses	De 3 meses a 1 ano	De 1 a 5 anos	Total
Passivos Financeiros					
Fornecedores	345.046	60.100	43.260	1.211	449.617
Partes relacionadas				496	496
Debêntures			181.733	453.934	635.667
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	2.348	6.496	128.227	50.883	186.154
	347.394	64.796	353.220	506.524	1.271.934

26.2.2.1 Vencimento antecipado de dívidas

A Companhia possui contratos de financiamento com cláusulas restritivas (*Covenants*), normalmente aplicável a esse tipo de operação, relacionada ao atendimento de índice financeiro. *Covenants* são indicadores econômico-financeiros de controle da saúde financeira da Companhia exigidos nos contratos de ingresso de recursos. O não cumprimento dos *covenants* impostos nos contratos de empréstimos e financiamentos pode acarretar em um desembolso imediato ou vencimento antecipado de uma obrigação com fluxo e periodicidade definidos. A relação dos *covenants* por contrato aparecem descritos individualmente na nota 16. Até 31 de dezembro de 2014 todos os *covenants* das obrigações contratadas foram atendidos em sua plenitude.

Além do controle de *covenants* atrelado ao risco de liquidez, existem garantias contratadas (Nota 28.2) para as rubricas de Empréstimos, financiamentos e Debêntures. Essas garantias contratuais são o máximo que a Companhia pode ser exigida a liquidar, conforme os termos dos contratos de garantia financeira, caso o valor total garantido seja executado pela contraparte decorrente de falta de pagamento. Para a rubrica de Compra de Energia, as garantias estão vinculadas, em sua maioria, aos recebíveis da Companhia, passíveis de alteração decorrente de eventuais perdas de crédito nestes recebíveis.

26.2.3 Risco de crédito

O risco de crédito compreende a possibilidade da Companhia não realizar seus direitos. Essa descrição está diretamente relacionada às rubricas de Caixa e equivalentes de caixa, Consumidores e concessionárias, Cauções e depósitos vinculados, entre outras.

No setor de energia elétrica as operações realizadas estão direcionadas ao regulador que mantém informações ativas sobre as posições de energia produzida e consumida. As comercializações são geradas a partir de leilões, contratos, entre outros e esse mecanismo agrega confiabilidade e controla a inadimplência entre participantes setoriais. Os contratos de concessão de distribuição priorizam o atendimento abrangente do mercado, sem que haja qualquer exclusão das populações de baixa renda e das áreas de menor densidade populacional.

O atendimento e aceite ao novo consumidor cativo dentro da área de atuação da concessionária que presta o serviço na região é regra integrante do contrato de concessão.

Para a distribuição de energia elétrica o instrumento financeiro capaz de expor a Companhia ao risco de crédito é o Contas a receber de consumidores. As regras para composição da provisão para créditos de liquidação duvidosa atendem à fundamentação disposta pelo regulador e premissas aprovadas pela Administração da Companhia.

Descrição	Contraparte	Início	Vencimento
Swap			
Ativo	Banco Goldman Sachs	09/02/2012	20/02/2018
Passivo			

27 Transações não envolvendo caixa

Em conformidade com o CPC 03 (R2) as transações de investimento e financiamento que não envolveram o uso de caixa ou equivalentes de caixa não devem ser incluídas na demonstração dos fluxos de caixa.

No exercício a Companhia realizou a constituição de dividendos e JSCP a pagar no valor de R\$58.199 e capitalização de juros de empréstimos e financiamentos ao intangível no valor de R\$5.931. Ambas as atividades não envolveram movimentação de caixa e, portanto, não estão refletidas na demonstração do fluxo de caixa.

28 Compromissos contratuais e Garantias

28.1 Compromissos contratuais

Em 31 de dezembro de 2014 a Companhia apresenta os compromissos contratuais, não reconhecidos nas demonstrações financeiras, que estão apresentados por maturidade de vencimento, como segue:

	31/12/2014					31/12/2013	
	Até 1 ano	Entre 1 e 3 anos	Entre 3 e 5 anos	Acima de 5 anos	Total Geral	Total Geral	Total Geral
Responsabilidades com locações operacionais	947	309			1.256		35.282
Obrigações de compra							
Compra de energia	2.398.923	3.254.958	2.591.965	10.071.392	18.317.238		18.978.949
Encargos de conexão e transporte de energia	190.052	349.983	291.943	1.329.618	2.161.596		3.042.016
Materiais e serviços	374.107	352.751	3.263		730.121		480.826
Juros vincendos de empréstimos, financiamentos e debêntures	73.080	69.275	14.906		157.261		77.992
	3.037.109	4.027.276	2.902.077	11.401.010	21.367.472		22.615.065

Os compromissos contratuais referidos no quadro acima refletem essencialmente acordos e compromissos necessários para o decurso normal da atividade operacional da Companhia e estão ajustadas ao valor presente pela taxa de 8,90% que representa o custo médio de capital (WACC) do Grupo EDP.

28.2 Garantias

Tipo de garantia	Modalidade	31/12/2014	31/12/2013
Aval de acionista	Seguro de vida	120.721	114.251
Depósito caucionado	Ações judiciais	49	49
Depósito caucionado	Compra de energia	987	319
Depósito caucionado	Outros	81	81
Fiança bancária	Ações judiciais	133.385	49.455
Compra de energia			1.537
Compra de energia	Empréstimos e financiamentos		38.775
Fiança corporativa	Empréstimos e financiamentos	67.544	
Recebíveis	Compra de energia	148.558	50.743
	Empréstimos e financiamentos	11.476	17.129
	Outros	21.274	16.153
Notas promissórias	Empréstimos e financiamentos	11.476	17.129
Seguro garantia	Ações judiciais	3.737	
		519.288	305.621

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Miguel Nuno Simões Nunes Ferreira Setas Presidente	Miguel Dias Amaró Vice-Presidente	Luiz Otavio Assis Henriques Conselheiro
Michel Nunes Itkes Conselheiro	Carlos Emanuel Baptista Andrade Conselheiro	Pompeu Freire de Mesquita Conselheiro

DIRETORIA

Miguel Dias Amaró Diretor-Presidente	Michel Nunes Itkes Diretor Técnico e de Ambiente e Diretor Comercial	Elisa Saeko Ishizaka Turci Gestora Executiva de Consolidação e Contabilidade
Maytê Souza Dantas de Albuquerque Diretora Financeira e de Relações com Investidores	Donato da Silva Filho Diretor de Gestão de Ativos e Administrativo e de Regulação	Renan Silva Sobral Contador - CRC 1SP271964/O-6
	Fernando Peixoto Saliba Diretor de Sustentabilidade	

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos Administradores e Acionistas

Bandeirante Energia S.A.

Examinamos as demonstrações financeiras da Bandeirante Energia S.A. (a "Companhia") que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2014 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como o resumo das principais políticas contábeis e as demais notas explicativas.

Responsabilidade da administração sobre as demonstrações financeiras

A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou por erro.

Responsabilidade dos auditores independentes

Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Essas normas requerem o cumprimento de exigências éticas pelo auditor e que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras estão livres de distorção relevante.

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e das divulgações apresentados nas demonstrações financeiras. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou por erro.

Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras da Companhia para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Companhia. Uma auditoria inclui também a avaliação da adequação das políticas contábeis utilizadas e a

A pulverização da venda de energia elétrica a essa base consumidora atribui menor volatilidade aos recebimentos da Companhia, pode-se levar em face a composição de 13,35% de estimativas de não realização dos créditos conforme nota 6.

A principal ferramenta na mitigação do risco de não realização dos ativos financeiros é a suspensão do fornecimento de energia elétrica aos consumidores inadimplentes. Anterior a essa etapa a Companhia realiza métodos tradicionais de cobrança por meio de cobranças administrativas, notificações na fatura, entre outras. A Companhia oferece diversos canais de atendimento para facilitar o contato com o consumidor, dentre elas, *call centers*, lojas de atendimento presencial e internet.

Outra importante fonte de risco de crédito é associada às aplicações financeiras. A administração desses ativos financeiros é efetuada por meio de estratégias operacionais com base nas políticas e controles internos visando assegurar liquidez, segurança e rentabilidade.

Estratégias específicas de mitigação de riscos financeiros em atendimento à Política de Gestão de Riscos Financeiros do Grupo EDP - Energias do Brasil, são realizadas periodicamente baseadas nas informações extraídas dos relatórios de riscos.

As decisões sobre aplicações financeiras são orientadas por uma Política de Gestão de Riscos Financeiros da Companhia, que estabelece condições e limites de exposição a riscos de mercado avaliados por agências especializadas. A política determina níveis de concentração de aplicações em instituições financeiras de acordo com o *rating* do banco e o montante total das aplicações da Companhia, de forma a manter uma proporção equilibrada e menos sujeita a perdas.

A Administração entende que as operações de aplicações financeiras contratadas não expõem a Companhia a riscos significativos que futuramente possam gerar prejuízos materiais.

26.2.4 Instrumentos financeiros derivativos

Instrumento financeiro derivativo pode ser identificado desde que seu valor seja influenciado em função da flutuação da taxa ou do preço de um instrumento financeiro, não necessita de um investimento inicial ou é bem menor do que seria em contratos similares e sempre será liquidado em data futura. Somente atendendo todas essas características podemos classificar um instrumento financeiro como derivativo.

Os instrumentos financeiros derivativos são reconhecidos na data da sua negociação (*trade date*) pelo seu valor justo. Subsequentemente, o valor justo dos instrumentos financeiros derivativos é reavaliado numa base regular, sendo os ganhos e perdas resultantes dessa reavaliação registrados no resultado do exercício.

A Companhia tinha contratado um instrumento financeiro derivativo classificado como *swap*, registrado por meio de uma *hedge accounting* de valor justo com a finalidade de proteger o passivo reconhecido junto ao Banco de Investimento Europeu - BEI.

Em 15 de agosto de 2014, com o pagamento antecipado do empréstimo junto ao BEI, também foi liquidado antecipadamente o *swap* relativo à proteção do respectivo empréstimo.

O ganho bruto da liquidação do *swap* foi de R\$9.425, que representa R\$8.011 líquido de Imposto de Renda.

Em atendimento à Instrução CVM nº 475/08, a informação sobre instrumentos financeiros derivativos deve compreender a razão do objeto protegido, o valor justo do instrumento, impacto nos resultados da Companhia durante o período, assim como características principais do objeto contratado. Esse detalhamento é demonstrado no quadro abaixo:

Posição	Nacional USD		Nacional R\$		Valor Justo		Efeitos no Resultado	
	31/12/2013		31/12/2013		31/12/2013		2014	
Libor 6M + 1,275 % a.a.	19.740		34.071		46.610		(922)	
93,40% do CDI					35.125		2.064	
	19.740		34.071		11.485		(2.986)	
							4.620	

29 Cobertura de seguros

A Companhia mantém apólices de seguros com coberturas determinadas por orientação de especialistas e regidas por norma de contratação e manutenção de seguros aprovado pela Diretoria do Grupo EDP - Energias do Brasil. A contratação de seguros leva em consideração a natureza e o grau de risco, por montantes considerados suficientes para cobrir eventuais perdas sobre seus ativos e responsabilidades.

As premissas de riscos adotadas, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo da revisão das demonstrações financeiras e, consequentemente, não foram analisadas pelos auditores independentes.

Os principais valores em risco com coberturas de seguros são:

	31/12/2014	
	Valor em risco	Limite máximo de indenização
Subestações	356.872	24.000
Almoarifados	11.679	
Prédios e conteúdos (próprios)	12.841	26.472
Prédios e conteúdos (terceiros)	26.472	
Transportes (materiais)	2.500	2.500
Transportes (veículos)	1.600	1.600
Acidentes pessoais	120.721	(*)

(*) Em acidentes pessoais o valor de indenização será de 24 vezes o salário do colaborador, sendo um limite mínimo de R\$51 e o limite máximo de R\$517.

A Companhia possui seguro patrimonial das subestações onde, dentre os itens segurados, destacam-se máquinas e equipamentos de transmissão e distribuição de energia elétrica.

30 Eventos subsequentes

30.1 Ação ordinária - Eletrobrás

A Companhia promoveu ação ordinária contra a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás, com pedido de antecipação de tutela em trâmite perante à 3ª Vara Cível de Brasília, visando o recebimento dos valores devidos pela Eletrobrás, por meio do mecanismo da subvenção econômica (Nota 12.1) e, subsidiariamente, a suspensão/compensação entre os créditos a receber da Eletrobrás com as obrigações mensais a recolher da Companhia referente a CDE (Nota 18). Os valores pendentes de pagamento pela Eletrobrás, até a data do protocolo da ação eram de R\$23.099.

A ação foi proposta em 18 de dezembro de 2014 e, em 9 de janeiro de 2015, o pedido de liminar foi parcialmente deferido, autorizando somente a compensação entre créditos e débitos a partir da data do ajuizamento da ação.

A Eletrobrás interpôs Agravo de Instrumento contra a referida decisão solicitando a suspensão da liminar que foi negada pelo Desembargador Relator do Tribunal de Justiça de Brasília.

30.2 ANEEL divulga Revisão Tarifária Extraordinária

Em 27 de fevereiro de 2015 a Companhia comunicou ao mercado que a ANEEL, em reunião pública extraordinária de diretoria ocorrida nesta data, aprovou a revisão tarifária extraordinária da Companhia, a ser aplicada a partir de 2 de março de 2015.

O índice aprovado é de 32,18%, sendo 24,89% relativo à revisão econômica e 7,29% referente aos componentes financeiros do processo tarifário anterior. Em relação à tarifa praticada atualmente, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores será de 25,12%, sendo 34,99% para os consumidores atendidos em alta e média tensão e 17,83% para os consumidores atendidos em baixa tensão.

razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Opinião

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Bandeirante Energia S.A. em 31 de dezembro de 2014, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

Outros assuntos

Informação suplementar - demonstração do valor adicionado

Examinamos, também, a demonstração do valor adicionado (DVA) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2014, preparada sob a responsabilidade da administração da Companhia e apresentada como informação suplementar, uma vez que as IFRS não requerem a apresentação da DVA. Essa demonstração foi submetida aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, está adequadamente apresentada, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

São Paulo, 02 de março de 2015



PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes
CRC 2SP000160/O-5

Valdir Renato Coscodai
Contador CRC 1SP165875/O-6