



RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2014

MENSAGEM DO DIRETOR PRESIDENTE

No ano de 2014, a EDP Escelsa 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 3,4% comparado a 2013, que representou 47 mil novos clientes conectados à rede da companhia. O acréscimo nesse período concentrou-se nas classes residencial (+3,7%) e rural (+3,0%).
 O volume total de energia distribuída na área de concessão da EDP Escelsa em 2014 foi de 10.992 GWh, o que representou um incremento de 4,2% em relação ao ano de 2013.

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, maior despacho de usinas térmicas e exposição involuntária. 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 Escelsa, totalizando R\$ 627,4 milhões. O reajuste tarifário aprovado em Agosto de 2014 pela ANEEL permitiu também mitigar parte da pressão sobre o caixa da companhia. O reposicionamento tarifário foi de 26,54%, sendo 19,61% relativo ao reposicionamento econômico e 6,93% referente aos componentes financeiros. O efeito médio a ser percebido pelos consumidores cativos foi de 23,58%.

Como consequência, a receita operacional líquida, desconsiderando as receitas de construção, totalizou R\$ 2.273,0 milhões, sendo 22,9% superior à de 2013. A margem bruta cresceu 8,4%, impactada pela elevação dos custos não gerenciáveis em 29,2%, refletindo a alta dos preços de aquisição de energia. As medidas de contenção de custos levaram a uma redução do Cplex de 16% face a 2013. O EBITDA totalizou R\$ 434,7 milhões e o lucro líquido R\$ 181,6 milhões; aumentos de 19,0% e 35,5%, respectivamente, comparados ao mesmo período do ano anterior.
 Importante também destacar os R\$ 487 milhões de recursos captados no mercado financeiro, que fizeram subir a dívida bruta em 27%, mas necessários para assegurar a rolagem de R\$ 323 milhões de dívidas que venceram no ano de 2014 e proteção do caixa da EDP Escelsa ao longo de 2014.

Investimentos e Otimização de Processos
 Apesar do cenário desafiador, mantivemos nosso compromisso com a qualidade de serviço, no atendimento ao mercado e à regulação vigente. Os investimentos líquidos totalizaram R\$ 182,2 milhões, 4% 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 Mantenópolis (+6,7 MVA) e Xuri (+ 9,2 MVA) e a ampliação de 6 subestações (+192,1 MVA), totalizando 3.559 MVA de capacidade instalada (6,2% de acréscimo face a 2013).

Com foco na eficiência operacional, é importante ressaltar 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 8,6% face ao ano anterior.

Preparando o futuro, foi lançado o Projeto InovCity, nas cidades de Domingos Martins e Marechal Floriano que conta com iniciativas de medição inteligente, geração distribuída e eficiência energética.

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 10,37 horas, e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção) foi de 6,44 vezes.

As perdas totais apresentaram acréscimo de 0,51 p.p. sobre o montante de 2013, motivado pela elevação das perdas não técnicas. Neste sentido, a EDP Escelsa manteve os esforços dedicados ao cumprimento do plano de combate às perdas, com iniciativas de regularização de ligações clandestinas, substituição de medidores, inspeções para detecção de fraudes e aumento do nível de telemetria.

A EDP Escelsa 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 eficiência dos serviços oferecidos. Em 2014, nossos clientes demonstraram uma percepção positiva da EDP Escelsa avaliando-a com um índice de satisfação da qualidade percebida de 81,8%. Na pesquisa da ANEEL de Satisfação do Cliente (IASC), a EDP Escelsa foi finalista na Região Sudeste, tendo o índice melhorado 15,9% 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 Escelsa

A COMPANHIA

A EDP Escelsa, empresa de capital aberto, com sede em Vitória, Estado do Espírito Santo e controlada pela EDP - Energias do Brasil S.A. desde novembro de 2002, sendo sua subsidiária integral, a partir de abril de 2005. A EDP Escelsa atende a 70 dos 78 municípios do Estado do Espírito Santo, numa área de 41.241 km², aproximadamente 90% do Estado e a 94% da população total, o que corresponde a 3,3 milhões de habitantes. A concessão tem vigência até 16 de julho de 2025, podendo ser renovada por mais 30 anos, conforme Decreto Executivo de 17 de julho de 1995, outorgada pela União Federal.

CENÁRIO MACROECONÔMICO

O ano de 2014 para o Espírito Santo foi marcado por recuperação, em meio à desaceleração da economia brasileira. Dados do IJSN mostram avanço de 3,5% da economia capixaba, no acumulado de janeiro a setembro de 2014, enquanto o PIB brasileiro registra apenas 0,2% no mesmo período. Esse resultado é bastante positivo considerando que o estado fechou 2013 com retração de 1,0%.

O bom desempenho reflete a expansão da Indústria Extrativa. A atividade, que possui a maior participação no Valor Adicionado Bruto (VAB) estadual, cresceu +13,6% em 2014, influenciada principalmente pela maior produção de minérios de ferro pelletizados ou sintetizados, segundo dados do IBGE. No ano, a produção física capixaba avançou 5,6%, tendo sido a segunda que mais se desenvolveu no país abaixo somente do Pará (que teve alta de 8,1%). Vale citar, ainda, a influência positiva vinda do setor de produtos de

minerais não-metálicos (0,7%), impulsionada sobretudo pelo aumento na produção de ladrilhos, placas e azulejos de cerâmica para pavimentação ou revestimento e granito talhado ou serrado. Os setores em destaque refletem os sinais positivos emanados, principalmente, pela economia norte-americana.

Em 2014, dados do MDIC, a balança comercial do Espírito Santo teve saldo positivo de US\$ 5,8 bilhões, reflexo do aumento nas exportações (+16,3%), e da queda nas importações (-7,5%), frente a 2013.

Essa conjuntura favorável reverberou também sobre o mercado de trabalho. Dados do CAGED demonstram que, em 2014, o saldo de postos de trabalho formais teve alta de 1,29%, acréscimo de +10,1mil postos de trabalho, tendo o setor de Serviços contribuído com um acréscimo de +7.345.

AMBIENTE REGULATÓRIO E TARIFÁRIO

Alterações Regulatórias

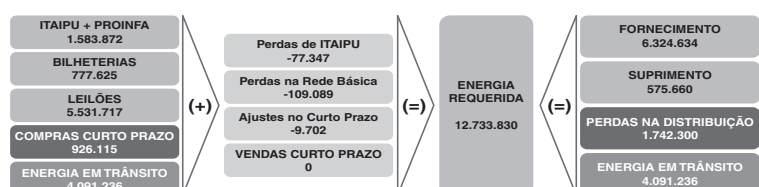
O ano de 2014 foi marcado por diversas alterações regulatórias. Dado a publicação da Medida Provisória nº 579/2012, com a intenção de reduzir a tarifa de energia elétrica em 20%, e posteriormente convertida na Lei 12.783/2013, as consequências foram observadas no decorrer dos anos de 2013 e 2014.

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



Compra de Energia

A compra de energia em 2014 foi de 8.819,3 GWh, superior em 5,85% à de 2013. Deste montante, as compras compulsórias de Itaipu e do PROINFPA representam 17,96%, as compras no ACR (CCEAR e Contrato de Ajuste) 62,72%, os Contratos Bilaterais 8,82% e o Curto Prazo 10,50%.

DESEMPENHO OPERACIONAL

A EDP Escelsa vendeu 6.900,3 GWh para os clientes cativos, suprimento e consumo próprio no período findo em 31 de dezembro de 2014, representando um crescimento de 5,5% em relação ao mesmo período do ano anterior.

A energia em trânsito, distribuída a clientes livres, totalizou 4.091,2 GWh no período de doze meses findo em 31 de dezembro de 2014, apresentando um acréscimo de 2,1% em relação ao mesmo período do ano anterior.

A energia distribuída pela EDP Escelsa apresentou um crescimento no volume em relação ao ano anterior de 4,2%, totalizando 10.991,5 GWh.

	Janeiro a Dezembro			
	MWh		Consumidores	
	2014	2013	2014	2013
Fornecimento				
Residencial	2.236.140	2.094.560	1.111.855	1.072.472
Industrial	1.210.714	1.165.840	11.973	11.750
Comercial	1.449.467	1.367.308	119.726	117.015
Rural	724.432	693.277	170.738	165.722
Outros (1)	695.622	672.450	11.571	11.714
Total Fornecimento	6.316.375	5.993.435	1.425.863	1.378.673
Consumo próprio	8.259	9.306	202	193
Suprimento	575.659	532.957	1	1
Total Fornecimento e suprimento	6.900.293	6.535.698	1.426.066	1.378.867
Disponibilização do Sistema de Distribuição	4.091.236	4.009.569	75	74
Total Energia Distribuída	10.991.529	10.545.267	1.426.141	1.378.941

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

QUALIDADE

Os indicadores de desempenho da qualidade do serviço se mantiveram dentro dos padrões de excelência nacionais. Isso se deve principalmente aos investimentos realizados, bem como das ações de manutenção preventiva realizadas nos ativos do sistema de distribuição. Os indicadores DEC e FEC, que se apresentam em total conformidade com os padrões estabelecidos pela ANEEL, sendo em 2014 registradas 10,37 horas e 6,44 interrupções, respectivamente.

Indicador	Unidade	2011	2012	2013	2014
DEC	Horas	10,48	9,88	9,67	10,37
	Meta Aneel Regulatória	11,18	10,78	10,42	10,38
FEC	Real	6,38	6,37	5,78	6,44
	Meta Aneel Regulatória	8,98	8,51	8,13	8,11

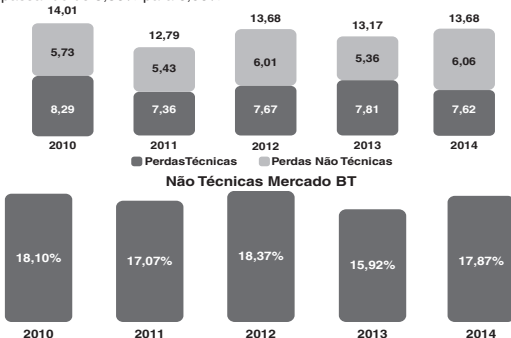
DEC = Duração Equivalente de interrupções por Clientes (horas - média cliente/ano)

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

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2014

PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS

As perdas totais em 2014 foram de 13,68%, acima em 0,51 p.p. em relação a 2013. As perdas técnicas diminuíram 0,19 p.p., passando de 7,81% para 7,62% e as perdas não técnicas fecharam o ano 0,70 p.p. acima de 2013, passando de 5,36% para 6,06%.



Combate às Perdas Não Técnicas

O resultado do fechamento das perdas não técnicas da EDP Escelsa foi fortemente impactado pela elevação da carga no mês de dezembro de 2014, influenciada pelas altas temperaturas e falta de chuvas. Como consequência causaram a elevação da carga própria de dezembro de 2014, 12,3% maior que a carga própria de dezembro de 2013, sendo que o aumento de carga nos últimos dias do mês será capturado pelo faturamento somente em janeiro 2015.

Em 2014, considerando a matriz de perdas não técnicas da EDP Escelsa, na qual ficou caracterizado que a principal causa das perdas não técnicas são as ligações clandestinas presentes nas áreas de alta complexidade social, o plano de investimento teve o objetivo de reforçar as ações de regularização de consumidores clandestinos associado a programas de eficiência energética e orientações para o uso racional da energia, tornando o valor da conta de energia elétrica sustentável do ponto de vista do orçamento familiar.

Desta forma, foram ampliados os projetos Agentes da Boa Energia e SMC BTZero. No projeto Agentes da Boa Energia os agentes comunitários e técnicos regularizam as unidades consumidoras de forma que os consumidores clandestinos façam parte da base da EDP Escelsa e os clientes com débitos passem a ter os consumos de energia elétrica com valores adequados à capacidade de pagamento. Já o projeto SMC BTZero alia o mesmo conceito do projeto Agentes da Boa Energia a um novo conceito de rede de distribuição de energia, que elimina os cabos de distribuição da baixa tensão e distribui a energia para as unidades consumidoras através de ramais individuais já medidos por meio de medições instaladas em concentradores, que por sua vez estão ligados diretamente na saída dos transformadores de distribuição. A partir deste novo conceito, não há vulnerabilidade de intervenções na rede de baixa tensão e qualquer intervenção nos ramais é identificada através de sistema remoto de monitoramento.

No ano de 2014 foi ampliado também o projeto Boa Energia na Irrigação, visando reduzir perdas não técnicas em áreas rurais, através da regularização das medições e do incentivo à utilização do benefício tarifário concedido às atividades de irrigação e aquicultura.

Quanto à fiscalização, ampliamos a instalação de comunicação remota em medidores de clientes com medição indireta, monitorando 4,0 mil unidades consumidoras, adicionalmente foram realizadas 132,7 mil inspeções de combate à fraude.

PRINCIPAIS DADOS DAS INSTALAÇÕES ELÉTRICAS

Descrição	2014	2013	Variação %
Subestações			
Quantidade	89	87	2,3
Potência Instalada de Transformadores (MVA)	3.559	3.351	6,2
Redes de Distribuição - Própria (Km)	61.379	60.812	0,9
AT (maior ou igual a 69 KV)	2.682	2.644	1,4
MT (entre 1 e menor a 69 KV)	49.479	49.059	0,9
BT (menor que 1 kV)	9.218	9.109	1,2
Transformador de Distribuição - Próprios (Quantidade)	98.916	95.479	3,6
Urbano	26.284	25.463	3,2
Rural	72.632	70.016	3,7
Potência Instalada na Distribuição Própria (MVA)	3.047	2.884	5,7
Urbano	1.864	1.781	4,7
Rural	1.183	1.103	7,3
Postes em Redes de Distribuição - Quantidade	646.823	634.477	1,9

RELACIONAMENTO COM O CLIENTE

A EDP Escelsa mantém canais de relacionamento que são disponibilizados aos clientes permitindo maior interação com os mesmos, tais como: Call Center, internet (agência virtual), agências de atendimento presencial e agentes comerciais, bem como atendimento exclusivo para os grandes clientes, clientes corporativo, poderes públicos e Órgãos de Defesa do Consumidor. Além desses canais, há uma estrutura de Ouvidoria com Call Center dedicado que, dentre as suas atribuições, acolhe as reclamações, sugestões, críticas e elogios dos clientes, com a garantia de oferecer respostas a todas as suas manifestações, bem como realizar a intermediação com a Ouvidoria da ANEEL.

Para garantir um atendimento de qualidade, a EDP Escelsa conta com uma moderna Central de Atendimento Telefônico (Call Center), com infraestrutura e parque tecnológico de última geração. Essa Central opera 24 horas por dia, 7 dias por semana, e está estruturada para atendimentos comerciais e de emergência. Em 2014, foram 1,4 milhão de ligações atendidas por esse canal para se comunicar com a empresa.

Para o atendimento aos clientes de baixa tensão, a EDP Escelsa está presente nos Municípios da sua área de concessão com uma estrutura composta por 69 Agências de atendimento presencial que realizaram 1,07 milhão de atendimentos. Além destas agências, aproveitando a sinergia com a rede de arrecadadores, possui também 110 agentes comerciais distribuídos na área de concessão. Por meio destes canais e da internet, através da agência virtual, foram realizados 2,6 milhão de atendimentos.

Para os Grandes Clientes e Clientes Corporativos o mercado é segmentado de acordo com seus respectivos perfis, visando atender suas necessidades, facilitando o acesso e contribuindo para uma maior satisfação destes segmentos e de maior aproximação institucional. Os órgãos públicos também contam com uma estrutura de atendimento dedicada, com opção de atendimento telefônico, internet (agência virtual) e presencial, tornando mais ágil o processamento das demandas dos poderes públicos. As necessidades desses clientes são identificadas através de visitas periódicas aos órgãos, permitindo ainda a elaboração de projetos em parceria e o desenvolvimento de produtos e serviços específicos destinados a este segmento, contribuindo para um bom relacionamento institucional da concessionária com os órgãos públicos.

PESQUISA E DESENVOLVIMENTO E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)

Em 2014, iniciamos 5 projetos de P&D, permanecendo assim 11 projetos em execução, com investimentos da ordem de R\$ 3,9 milhões. A EDP Escelsa destaca os projetos "Observatório do Consumidor e Opções

Tarifárias", cujas avaliações qualitativas e quantitativas aplicadas no InovCity Espírito Santo (Domingos Martins e Marechal Floriano) e InovCity Aparecida 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).

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 (Fault Location, Isolation, and Service Restoration), desenvolvimento de aplicação "Volt/Var" 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

Sempre orientadas para assegurar a melhor utilização do produto distribuído aos seus clientes promovendo soluções inovadoras e sustentáveis, as atividades de eficiência energética desempenhadas pela EDP Escelsa, em 2014, caracterizam-se pela realização de projetos no âmbito do seu Programa de Eficiência Energética - PEE. No ano de 2014, a EDP Escelsa investiu um total de R\$ 8,1 milhões. Concluiu o projeto "Boa Energia Solar" instalando no período equipamentos de aquecimento solar de alta eficiência em 164 unidades consumidoras, permitindo assim substituir os chuveiros elétricos existentes. Deu sequência com o projeto "Agentes da Boa Energia", que atendeu 7.256 unidades consumidoras em bairros dos municípios de Vila Velha e Cariacica, cadastrando-os no CadÚnico, para usufruto da tarifa social, realizou orientações financeira e de mudanças de hábitos de consumo, negociou dívidas regularizando-os na EDP e introduziu equipamentos eficientes em substituição aos ineficientes. Adicionalmente no âmbito do programa de combate às perdas, foram regularizadas mais 3.298 unidades nos mesmos moldes do "Agentes da Boa Energia". Por fim, realizou o projeto "Boa Energia nas Escolas" que levou conhecimento sobre o uso adequado e seguro da energia a 08 municípios, atendendo 308 professores de 116 escolas da rede pública de ensino, atingindo um total de 36.492 alunos. Foi doado a cada escola material didático para utilização dos alunos e, uma unidade móvel de ensino, "caminhão da boa energia", visitou essas escolas interagindo diretamente com os alunos através de experimentos científicos, jogos educativos, filme em 3D sobre os caminhos da energia e folders explicativos.

ANÁLISE DO DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

DRE - R\$ Mil	2014	2013	Var. %
Receita Operacional Bruta	3.447.581	2.933.837	16,0
(-) Deduções à Receita Operacional	(1.018.736)	(906.329)	11,5
(=) Receita Operacional Líquida	2.428.845	2.027.508	18,0
(-) Despesas Operacionais:	2.085.654	1.784.669	14,8
Gerenciáveis	578.834	642.410	(9,9)
Pessoal, Administradores e Entidade de previdência privada	128.219	134.087	(4,4)
Material	11.742	14.491	(19,0)
Serviços de terceiros	138.281	141.676	(2,4)
Depreciação e amortização	91.556	122.494	(25,3)
Provisão p/crd. liq. duvidosa/perdas líquidas	11.490	26.682	(56,9)
Provisões para contingências	13.340	33.012	(59,6)
Aluguéis e arrendamentos	1.740	1.234	41,0
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens	21.931	(39.023)	(156,2)
Valor novo de reposição	(8.444)	2.992	(382,2)
Custo com construção da infraestrutura	155.866	178.334	(12,6)
Outras	13.113	26.431	(50,4)
Não gerenciáveis	1.506.820	1.142.259	29,2
Energia elétrica comprada para revenda	1.382.585	1.051.212	28,5
Encargos de uso da rede elétrica	120.755	87.063	38,7
Taxa de fiscalização	3.480	3.984	(12,7)
EBITDA	434.747	365.333	19,0
Margem EBITDA - %	19,1%	19,8%	0,1 p.p.
(=) Resultado do Serviço	343.191	242.839	41,3
Margem EBIT - %	15,1%	13,1%	2,4 p.p.
Resultado financeiro	(80.337)	(66.745)	20,4
EBT	262.854	176.094	49,3
Imposto de renda e contribuição social	(81.279)	(42.085)	33,1
Resultado Líquido	181.575	134.009	95,5
Margem Líquida - %	8,0%	7,2%	1,0 p.p.

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

A receita operacional líquida apresentou uma evolução positiva de 18,0% no período de doze meses findo em 31 de dezembro de 2014 em relação ao mesmo período do ano anterior, atingindo R\$ 2.428,8 milhões e esta variação considera as receitas de construção as quais tem impacto nulo no resultado da empresa.

Se essas receitas forem desconsideradas a receita operacional líquida resulta em R\$ 2.273,0 milhões ficando 22,9% superior ao valor do exercício anterior. Esse resultado é explicado principalmente por:

1) Aumento de R\$ 536,2 milhões da receita bruta, em virtude dos seguintes fatores: i) Aumento das receitas de fornecimento a clientes cativos e livres (R\$ 283,3 milhões) principalmente em razão dos impactos dos reajustes tarifários a partir de ago/13 e ago/14 de 4,12% e 26,54% respectivamente; ii) Aumento de receita de energia de curto prazo (R\$ 8,8 milhões); iii) Aumento das outras receitas operacionais (R\$ 34,2 milhões), sendo principalmente R\$ 33,2 milhões por conta de compensações financeiras por incentivos tarifários de baixa renda; iv) Reconhecimento dos ativos financeiros regulatórios (R\$ 248,4 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 Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão e; v) Redução do ressarcimento por insuficiência de geração (R\$ 38,6 milhões).

2) Aumento das deduções da receita operacional em R\$ 112,4 milhões, em virtude dos seguintes fatores: i) Aumento dos tributos sobre a receita (ICMS e PIS/COFINS) em R\$ 88 milhões; ii) Aumento dos encargos ao consumidor em R\$ 16,1 milhões devido principalmente ao encargo de CDE que aumentou R\$ 16,2 milhões em relação ao ano anterior.

As Despesas Operacionais totalizaram R\$ 2.085,7 milhões no período de doze meses acumulado em 31 de dezembro de 2014, superior em 14,8% às despesas verificadas no mesmo período do ano anterior.

As despesas operacionais gerenciáveis da EDP Escelsa, 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\$ 578,8 milhões. Excluindo os custos de construção, os quais não tem impacto no resultado, as despesas gerenciáveis totalizam R\$ 422,9 milhões com variação negativa de 8,9% (R\$ 41,1 milhões), que se deve principalmente a: i) Aumento de R\$ 60,9 milhões devido a baixas de ativos, perda na alienação de bens e ajuste de inventário, onde esta variação considera resultado positivo em 2013 e carga de R\$ 50 milhões referente à venda do COC; ii) Ganho de R\$ 11,4 milhões referente a alteração do fator de ajuste das adições a imobilizado, apesar de menor atualização do VNR devido IGPIM negativos no período; iii) diminuição do PMSO em R\$ 24,8 milhões; iv) Diminuição de R\$ 34,8 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\$ 30,9 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\$ 26,5 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\$ 1.506,8 milhões, superiores em 29,2% 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 EDP Escelsa permaneceu ao longo de todo o ano, que em função deste fato recebemos R\$ 627,4 milhões de aportes governamentais para cobertura do sobrecurso de energia térmica, exposição no curto prazo e risco hidrológico; e ii) Aumento dos encargos e taxa de fiscalização em R\$ 33,2 milhões.

O Resultado Financeiro do período de doze meses findo em 31 de dezembro de 2014 foi R\$ 80,3 milhões negativos, inferior em R\$ 13,6 milhões comparados ao resultado financeiro de R\$ 66,7 milhões negativos de 2013, principalmente pelo aumento do custo de encargos de dívidas em R\$ 26,4 milhões, atualização financeira negativa dos planos de benefício pós-emprego em R\$ 16,4 milhões comparados ao ano anterior, mitigado por variação cambial positiva de 7,4 milhões pelo pagamento da dívida do BEI e crescimento da receita financeira em R\$ 26,1 milhões.

Pelos motivos ressaltados anteriormente a EDP Escelsa apresentou um Lucro Líquido de R\$ 181,6 milhões no período de doze meses findo em 31 de dezembro de 2014, superior em 35,5% ao registrado em igual período do ano anterior.

INVESTIMENTOS

Foram realizados a título de investimento em 2014 R\$ 182,2 milhões, já deduzidos os recursos recebidos na forma de doações e subvenções para investimento e considerando os juros capitalizados, ficando 4% 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\$ 5,4 milhões do total.

Investimento - R\$ Mil	2014	2013	Var %
Expansão do Sistema Elétrico	144.523	126.347	14%
Melhoramento da Rede	44.861	40.623	10%
Telecom., Informática e Outros	12.079	36.675	-67%
Sub Total (1)	201.463	203.645	-1%
(-) Obrigações Especiais (2)	(19.313)	(13.822)	40%
Investimento Líquido	182.150	189.824	-4%
Receitas de Ultrapassagem	(20.905)	(8.389)	149%
Varição do Imobilizado	161.245	181.435	-11%

(1) Sub Total = 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 revisão tarifária relativas à receita de multas por Ultrapassagem de Demanda e consumo de Energia Reativa Excedente (PRORET 2.7) reduziu 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

Unidade	Saldo		Var %
	dez/14	dez/13	
Dívida Bruta (1)	R\$ mil 866.510	683.018	26,9
Caixa e equivalentes de caixa	R\$ mil 230.040	134.680	70,8
Dívida Líquida	R\$ mil 636.470	548.338	16,1
Dívida Líquida/ Patrimônio Líquido (vezes)	0,70	0,80	(12,3)

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

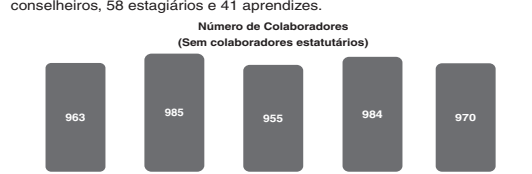
Em 31 de dezembro de 2014, a EDP Escelsa apresentou um endividamento líquido de R\$ 636,5 milhões, fechando 16,1% superior ao saldo de dezembro de 2013.

A dívida bruta da EDP Escelsa em 31 de dezembro de 2014 composta da seguinte forma: R\$ 629,9 milhões de financiamentos para o programa de investimentos (BNDES, BID e outras instituições financeiras), R\$ 183,9 milhões de debêntures e R\$ 52,7 milhões de financiamentos junto à Eletrobras.

GESTÃO DE PESSOAS

Força de Trabalho

O quadro de pessoal próprio da EDP Escelsa, ao final de 2014, foi de 970 colaboradores e 2 colaboradores da alta direção em regime estatutário, totalizando 972. Adicionalmente contou com a participação de 2 conselheiros, 58 estagiários e 41 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 Escelsa 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.

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, 134 novos profissionais integraram o quadro de Colaboradores EDP Escelsa. 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 Escelsa 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 Escelsa 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 crache e auxílio dependente especial.

A EDP Escelsa 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\$ 716,6 mil às atividades de capacitação e desenvolvimento, traduzidas em 27.621 horas de treinamento, com a média de 28 horas por colaborador próprio. Além disso, a EDP Escelsa 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 420 horas de duração e gratuito. O programa foi premiado como projeto vencedor na FUNDAÇÃO COGE 2013,

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2014

na Categoria Ação de responsabilidade Social. Em 2014, o curso formou 64 profissionais desempregados das comunidades em que a EDP Escelsa está inserida, e 26% foram absorvidos pela própria empresa. Em relação à avaliação de desempenho, em 2014, 98% dos colaboradores realizaram o processo.

Como parte do desenvolvimento do colaborador e do planejamento de pessoal e de sucessão, a EDP Escelsa conta com o Programa de Estágio On Top, que efetivou três 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 incrementar 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, conforme as necessidades da posição que poderá assumir. Além da capacitação do colaborador, a EDP Escelsa preocupa-se também com bem estar de todos. Com o objetivo de auxiliar o colaborador a conciliar de forma equilibrada a vida profissional com a pessoal, a EDP no Brasil mantém o Programa 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, bienal 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 Escelsa 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 34 guardiões do clima.

Gestão da Saúde e Segurança
Mais do que um conceito, segurança é uma questão de atitude na EDP Escelsa. 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 Escelsa trabalha com duas vertentes: Colaboradores próprios, que visa desenvolver os colaboradores da EDP Escelsa 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 à legislação vigente e contratual.

BALANÇO SOCIAL ANUAL | FORMULÁRIO IBASE

EDP Escelsa

	2014 (R\$ mil)			2013 (R\$ mil)		
1 - Base de Cálculo						
Receita líquida (RL)			2.428.845			2.027.508
Resultado operacional (RO)			262.854			176.094
Folha de pagamento bruta (FPB)			99.003			100.549
2 - Indicadores Sociais Internos	R\$ mil	% sobre FPB	% sobre RL	R\$ mil	% sobre FPB	% sobre RL
Alimentação	11.707,44	11,83%	0,50%	10.761,99	10,70%	0,53%
Encargos sociais compulsórios	24.257,31	24,50%	1,03%	27.069,00	26,92%	1,34%
Previdência privada	3.267,87	3,30%	0,14%	4.366,59	4,34%	0,22%
Saúde	9.505,68	9,60%	0,40%	19.232,00	19,13%	0,95%
Segurança e saúde no trabalho	593,83	0,60%	0,03%	20,00	0,02%	0,00%
Educação	116,90	0,12%	0,00%	153,90	0,15%	0,01%
Cultura	-	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%
Capacitação e desenvolvimento profissional	716,59	0,72%	0,03%	1.002,74	1,00%	0,05%
Creches ou auxílio-creche	333,43	0,34%	0,01%	306,04	0,30%	0,02%
Participação nos lucros ou resultados	8.497,02	8,58%	0,36%	9.511,00	9,46%	0,47%
Programa de Desligamento Voluntário - PDV	-	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%
Outros	1.061,33	1,07%	0,05%	1.030,00	1,02%	0,05%
Total - Indicadores sociais internos	60.057,40	60,66%	2,56%	73.453,25	73,05%	3,62%
3 - Indicadores Sociais Externos	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL
Educação	361,00	0,14%	0,02%	162,00	0,09%	0,01%
Cultura	269,00	0,10%	0,01%	260,00	0,15%	0,01%
Saúde e saneamento	-	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%
Esporte	60,00	0,02%	0,00%	70,00	0,04%	0,00%
Combate à fome e segurança alimentar	-	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%
Outros	169,00	0,06%	0,01%	217,00	0,12%	0,01%
Total das contribuições para a sociedade	859,00	0,33%	0,04%	709,00	0,40%	0,03%
Tributos (excluídos encargos sociais)	952,31	0,36%	0,04%	830.017,00	471,35%	40,94%
Total - Indicadores sociais externos	1.811,31	0,69%	0,08%	830.726,00	471,75%	40,97%
4 - Indicadores Ambientais	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL
Investimentos relacionados com a produção/operação da empresa	6.944,99	2,64%	0,30%	2.961,53	1,68%	0,15%
Investimentos em programas e/ou projetos externos	-	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%
Total dos investimentos em meio ambiente						
Quanto 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 76 a 100%			(x) não possui metas () cumpre de 0 a 50% () cumpre de 51 a 75% (x) cumpre de 76 a 100%	
5 - Indicadores do Corpo Funcional		2014			2013	
Nº de empregados(as) ao final do período		972,00			984,00	
Nº de admissões durante o período		44,00			104,00	
Nº de empregados(as) terceirizados(as)		ND			2.930,00	
Nº de estagiários(as)		58,00			59,00	
Nº de empregados(as) acima de 45 anos		204,00			426,00	
Nº de mulheres que trabalham na empresa		237,00			240,00	
% de cargos de chefia ocupados por mulheres		12%			0,11	
Nº de negros(as) que trabalham na empresa		230,00			388,00	
% de cargos de chefia ocupados por negros(as)		ND			ND	
Nº de pessoas com deficiência ou necessidades especiais		29,00			34,00	
6 - Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial		2014			Metas 2015	
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa		ND			ND	
Número total de acidentes de trabalho		8			0	
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	() direção (x) direção e gerências	(x) direção e gerências () todos empregados	() todos empregados () todos + Cipa	() direção (x) direção e gerências	(x) direção e gerências () todos empregados	() todos empregados () todos + Cipa
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	() não se envolve	(x) segue as normas da OIT	() incentiva e segue a OIT	() não se envolverá	(x) seguirá as normas da OIT	() incentivar a 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 sugeridos	(x) são exigidos	() não serão considerados	() serão sugeridos	(x) serão exigidos
Quanto 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) organizará e incentivar
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as): (na empresa, no procon, na justiça)	na empresa: 42.033	no Procon: 2.562	na Justiça: 3.161	na empresa: 34.950	no Procon: 2.353	na Justiça: 2.470
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:	na empresa: 99%	no Procon: 100%	na Justiça: 47%	na empresa: 96%	no Procon: 100%	na Justiça: 42%
Valor adicionado total a distribuir (em mil R\$):			1.425.110,00			1.223.364,00
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):		governo: 68% colaboradores: 8%	acionistas: 3% retido: 10%		governo: 70% colaboradores: 9%	acionistas: 3% retido: 8%
7 - Outras Informações						
N/A - Não Aplicável.						

No ano de 2014 ocorreram quatro acidentes com afastamento na EDP Escelsa e as taxas de frequência e gravidade foram de 1,95 e 115 respectivamente. No mesmo ano, foram registrados 13 acidentes com prestadoras de serviços e taxas de frequência e gravidade de 2,25 e 1.071 respectivamente, seguindo a as premissas de cálculo da Portaria 3.214/78 - Norma Reguladora N°5 da Comissão Interna de Prevenção de Acidentes. 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 ups (para executivos e carreira y), visitas técnicas, monitoramentos de dislipidemias, foram realizadas, em 2014, campanhas de vacinação antigripal, campanhas de ergonomia e palestra sobre automedicação e seus riscos, além de disseminação frequente de boletins relacionados à saúde.

SUSTENTABILIDADE, INOVAÇÃO E RESPONSABILIDADE SOCIAL

Sustentabilidade e Responsabilidade Social Corporativa
Pelo 9º ano consecutivo, a EDP Escelsa 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 Escelsa 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 Escelsa deu continuidade aos projetos de inovação, com destaque para a evolução do projeto InoCity nos municípios de Domingos Martins e Marechal Floriano, na região serrana do Estado. Cerca de 6 mil unidades consumidoras estão atendidas e o projeto envolve seis vertentes: medição inteligente, eficiência energética, mobilidade elétrica, iluminação pública eficiente, geração distribuída, educação energética e desenvolvimento social. Em 2014 os investimentos socioambientais promovidos pela Companhia atingiram o valor de R\$ 859 mil, apoiaram projetos sociais com foco na educação, cultura, esporte e desenvolvimento local e propiciaram o atendimento direto a mais de 4,3 mil pessoas. No programa EDP Solidária, apoiou a ACACCI - Associação Capixaba contra o Câncer Infantil. Com o programa "EDP Cultura", fomentou-se a inclusão social através da seleção de projetos com ênfase na capacitação de jovens e crianças para valorização, resgate e disseminação da cultura local, com o projeto "Animação". No Programa "EDP nas Escolas", beneficiou cerca de 2 mil alunos do 1º ao 9º ano do ensino fundamental, 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". Já no âmbito esportivo apoiou o projeto "Vôlei Vida". Outro destaque foi o financiamento do projeto "Bancos Comunitários do Espírito Santo e Moradia Digna" que, além de fomentar a economia criativa, o empreendedorismo, a melhoria da qualidade de moradias e o desenvolvimento comunitário, fortaleceu a atuação desses bancos comunitários como agentes arrecadadores.

O "Programa de Voluntariado da EDP", com participação dos colaboradores da EDP Escelsa, 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, a EDP Escelsa passou pela 3ª e 4ª Auditoria Externa de Manutenção da Norma ISO 14001:2004, tendo como resultado final a manutenção da certificação ambiental das Subestações Manguinghos e Goiabeiras e do Centro Operativo Carapina (COC) pelo 2º ano consecutivo. Em abril, foi realizado nas dependências da EDP Escelsa o II Workshop de Meio Ambiente, tendo como tema a arborização urbana e interferências com a rede elétrica, no qual participaram colaboradores da Escelsa e da Prefeitura Municipal de Vitória, bem como de suas contratadas. Em comemoração ao Dia da Árvore, a EDP Escelsa, pelo 9º ano consecutivo, distribuiu mudas de árvores de espécies nativas da Mata Atlântica a todos os seus colaboradores e prestadores de serviços. Neste ano também foram distribuídas mudas nas localidades de Cachoeiro de Itapemirim, Linhares e Carapina, sendo ao todo, 1000 mudas das espécies de pitanga, ingá, jenipão, araçá e ipê amarelo. Em parceria com a Prefeitura Municipal de Vitória, foi realizado no dia 22 de setembro, plantio simbólico de 10 mudas de árvores pau-brasil e paineira rosa no Parque Barão de Monjardim, sinalizando o início do plantio de 300 mudas de espécies nativas, as quais serão doadas à Secretaria de Meio Ambiente, contribuindo assim para o reflorestamento do Parque, e incentivo à preservação.

Em novembro, ocorreu o Workshop com os fornecedores da EDP Escelsa, onde foram apresentados pela área de meio ambiente, métodos corretos de armazenagem de resíduos, a fim de se adequar às exigências estabelecidas pela Política Nacional de Resíduos Sólidos. Em 2014, foi renovado o convênio de cooperação técnica celebrado entre a EDP Escelsa e o Instituto de Defesa Agropecuária e Florestal do Espírito Santo - IDAF, convênio este que visa viabilizar os serviços de manutenção/construção, no âmbito da limpeza das faixas de segurança das redes e linhas de distribuição de todo o Estado do Espírito Santo, dentro da área de concessão da Escelsa, necessários ao pleno funcionamento de nosso Sistema Elétrico.

Além disso, mais uma vez a EDP Escelsa patrocinou um dos maiores eventos ambientais do Estado, a Feira do Verde, evento que está em sua XXV edição. A participação nesse evento é sempre uma oportunidade de disseminar a gestão de responsabilidade socioambiental, ações de sustentabilidade, proteção ambiental e inovação da EDP no Estado. Estas iniciativas em conjunto com as demais ações correntes de gestão ambiental das operações, nomeadamente de manutenção das condicionantes das licenças ambientais dos ativos da organização, compreendem investimentos de natureza ambiental da EDP Escelsa na ordem de R\$ 7 milhões, no ano de 2014.

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

(Em milhares de reais)

	Capital social	Reservas de capital	Reservas de lucros	Outros resultados abrangentes	Lucros (Prejuízos) acumulados	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2012	376.022	101.035	154.064	-	-	631.121
Ajustes de exercícios anteriores			208.735	(208.735)	(16.656)	(16.656)
Saldos em 31 de dezembro de 2012 (Reapresentado)	376.022	101.035	362.799	(208.735)	(16.656)	614.465
Lucro líquido do exercício					134.009	134.009
Destinação do lucro						
Constituição de reserva legal			5.659		(5.659)	-
Dividendos intermediários (JSCP)					(40.899)	(40.899)
Lucros retidos a deliberar			67.794		(67.794)	-
Reserva de incentivo fiscal - SUDENE			3.001		(3.001)	-
Outros resultados abrangentes						
Ganhos e (perdas) atuariais - Benefícios pós-emprego				(30.885)		(30.885)
Imposto de renda e contribuição social diferidos				10.501		10.501
Saldos em 31 de dezembro de 2013	376.022	101.035	439.253	(229.119)	-	687.191
Saldos em 31 de dezembro de 2013	376.022	101.035	439.253	(229.119)	-	687.191
Aumento de capital - AGO de 10/04/2014	67.793		(67.793)			-
Lucro líquido do exercício					181.575	181.575
Destinação do lucro						
Constituição de reserva legal			9.079		(9.079)	-
Reserva de incentivo fiscal - SUDENE			4.282		(4.282)	-
Dividendos propostos					(42.053)	(42.053)
Lucros retidos a deliberar			126.161		(126.161)	-
Outros resultados abrangentes						
Ganhos e (perdas) atuariais - Benefícios pós-emprego				121.656		121.656
Imposto de renda e contribuição social diferidos				(41.363)		(41.363)
Saldos em 31 de dezembro de 2014	443.815	101.035	510.982	(148.826)	-	907.006

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

NOTAS EXPLICATIVAS

EXERCÍCIOS FIMOS EM 31 DEZEMBRO DE 2014 E 2013

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

1 Contexto operacional

Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. (Companhia ou EDP Escelsa), 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 Vitória - ES. Detém o contrato de concessão de distribuição de energia elétrica nº 001/1995 - ANEEL, pelo prazo de 30 anos, válidos até julho de 2025 e atua em 70 dos 78 municípios no Estado do Espírito Santo (90% da área total do Estado), sendo que, dentro dos 41.241 km² da área de concessão, a Companhia atende a 94% dos consumidores do Estado, 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 as 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 6.4); 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 6.4). 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 desconhecimento. 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) ICP 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); (iv) CPC 38 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração: Novação de derivados e contabilidade de cobertura (IAS 39); e (v) ICP 20 - Limite de Ativo de Benefício Definido, Requisitos de Custeio (Funding) Mínimo e sua Interação (IFRIC 14).

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 OCPC 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\$250.027, sendo R\$248.455 em contrapartida da Receita operacional bruta (Nota 21) e R\$1.582 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 e para a Companhia foi homologado o montante de R\$31.008, integralmente repassado em 11 de março de 2014.

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 termoeletrônico 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	Data do ingresso do recurso
Despacho nº 1.256 de 22 de abril de 2014	Fevereiro de 2014	134.171	28 de abril de 2014
Despacho nº 1.443 de 9 de maio de 2014	Março de 2014	130.834	12 de maio de 2014
Despacho nº 1.696 de 2 de junho de 2014	Abril de 2014	90.967	9 de junho de 2014
Despacho nº 3.186 de 18 de agosto de 2014	Maio de 2014	98.921	19 de agosto de 2014
Despacho nº 3.017 de 5 de agosto de 2014	Junho de 2014	18.561	19 de agosto de 2014
Despacho nº 3.588 de 2 de setembro de 2014	Julho de 2014	21.542	8 de setembro de 2014
Despacho nº 3.968 de 30 de setembro de 2014	Agosto de 2014	16.573	6 de outubro de 2014
Despacho nº 4.288 de 30 de outubro de 2014	Setembro de 2014	65.704	5 de novembro de 2014
Despacho nº 4.657 de 2 de dezembro de 2014	Outubro de 2014	19.071	8 de dezembro de 2014
		596.344	

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\$89.432, sendo o valor de R\$58.938 da competência do mês de novembro e R\$30.494 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\$42.554. 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\$18.075.

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

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

4.2 Reajuste Tarifário 2014

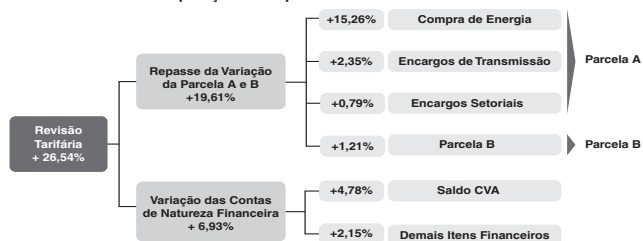
A Resolução Homologatória ANEEL nº 1.768 de 5 de agosto de 2014, homologou o resultado do reajuste tarifário anual da Companhia aplicado a partir de 7 de agosto de 2014.

O reposicionamento tarifário foi de 26,54%, sendo 19,61% relativo ao reposicionamento econômico e 6,93% referente aos componentes financeiros pertinentes. Em relação à tarifa praticada atualmente, o efeito médio percebido pelos consumidores foi de 23,58%, sendo 21,99% o efeito médio para os consumidores atendidos em alta e média tensão e 24,71% o efeito médio para os consumidores atendidos em baixa tensão.

O Fator X aprovado neste reajuste tarifário foi de 2,34%, sendo "Pd" (ganhos de produtividade): 0,99%, "T" (trajetória para adequação dos custos operacionais): 1,68% e "Q" (incentivo à qualidade): -0,33%. O componente Q do Fator X representou o prêmio pela melhora no índice de qualidade da distribuidora verificado em relação ao ano anterior.

Em 2013, após a homologação do resultado da 6ª Revisão Tarifária, a Companhia interpôs recurso para pleitear: (i) a retificação do valor da Base de Remuneração; e (ii) a velocidade da trajetória das perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão. A ANEEL, por meio do Despacho nº 3.033 de 5 de agosto de 2014, acatou os pedidos da Companhia com efeitos retroativos à 2013. Os efeitos da decisão estão incluídos nos ajustes financeiros incluídos no cálculo do reposicionamento tarifário.

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.

4.4 3ª Emissão de debêntures simples

Em 27 de agosto de 2014, a Companhia realizou a 3ª emissão de debêntures simples no valor de R\$176.800 ao custo de CDI acrescido de spread de 1,5% a.a., com vencimento em 27 de agosto de 2020. A amortização dos juros será realizada semestralmente nos meses de agosto e fevereiro, sendo o primeiro pagamento em 27 de fevereiro de 2015 e o último na data de vencimento. A amortização do principal será em 5 parcelas iguais semestrais, sendo a primeira parcela em 27 de agosto de 2018, e a última parcela na data de vencimento.

6 Consumidores e concessionárias

	Nota	Saldos Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total	PCLD	Saldo líquido em 31/12/2014	Saldo líquido em 31/12/2013
Circulante								
Consumidores								
Fornecimento faturado								
Residencial		54.604	57.470	11.235	123.309	(11.235)	112.074	83.313
Industrial		44.446	4.933	6.421	55.800	(5.815)	49.985	37.235
Comércio, serviços e outras atividades		51.498	16.683	3.532	71.713	(1.480)	70.233	48.082
Rural		15.301	10.059	3.229	28.589	(328)	28.261	21.766
Poder Público								
Federal		3.271	523	3	3.797	(3)	3.794	2.651
Estadual		3.917	395	46	4.358	(26)	4.332	3.264
Municipal		5.887	1.477	192	7.556	(45)	7.511	6.012
Iluminação Pública		6.417	489	31	6.937	(1)	6.936	4.621
Serviço Público		5.614	936	383	6.933		6.933	8.611
Fornecimento não faturado		93.808			93.808		93.808	64.889
Parcelamentos de débitos		38.038	7.869	21.737	67.644	(47.516)	20.128	7.008
(-) Ajuste a valor presente	6.1	(377)			(377)		(377)	(329)
Outros créditos	6.2	28.592			28.592		28.592	28.580
		351.016	100.834	46.809	498.659	(66.449)	432.210	315.703
Concessionárias								
Suprimento de energia elétrica		12.864			12.864		12.864	8.629
Encargos de uso da rede elétrica		1.540			1.540		1.540	937
Outros créditos	6.3	25.250			25.250		25.250	9.284
		39.654	-	-	39.654	-	39.654	18.850
Total Circulante		390.670	100.834	46.809	538.313	(66.449)	471.864	334.553
Não circulante								
Consumidores								
Fornecimento faturado								
Industrial		689			689	(689)	-	-
Parcelamentos de débitos		18.146	1	8	18.155	(3.733)	14.422	15.920
(-) Ajuste a valor presente	6.1	(2.096)			(2.096)		(2.096)	(2.743)
Total Não circulante		16.739	1	8	16.748	(4.422)	12.326	13.177

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\$599 (positivamente em R\$1.343 em 31 de dezembro de 2013).

6.2 Outros créditos - Consumidores

Refere-se ao saldo de Encargos de capacidade emergencial e encargos de aquisição de energia no montante de R\$27.415 que estão sob discussão judicial. Considerando que estes valores constituem um montante a repassar à Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial - CBEE, a Companhia possui um passivo no valor de R\$28.643 (Nota 18).

6.3 Outros créditos - Concessionárias

Do montante em 31 de dezembro de 2014 de R\$25.250 (R\$9.284 em 31 de dezembro de 2013), R\$25.118 (R\$9.148 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 a inflexibilidade, substancialmente de competência de dezembro 2013 a dezembro de 2014.

6.4 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:

- Residencial: vencidos há mais de 90 dias;
- Comercial: vencidos há mais de 180 dias; e
- Demais classes: vencidos há mais de 360 dias.

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

A emissão foi realizada com distribuição de esforços restritos por meio da Instrução CVM nº 476/09 e os recursos foram captados com objetivo de refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro, de forma a atender aos negócios da Companhia.

4.5 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\$270.924, 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.

4.6 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.

4.7 Registro dos Ativos financeiros setoriais

Em 10 de dezembro de 2014, a Companhia assinou o Quarto 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, incluindo 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	86.791	49.068
Aplicações financeiras - renda fixa	143.249	85.612
Total	230.040	134.680

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 taxa de 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 do Grupo a riscos de taxas de juros e uma análise de sensibilidade para ativos e passivos financeiros são divulgadas na nota 26.

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.

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 passivos 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, a Companhia reconheceu na rubrica Receitas de ativos financeiros setoriais, em Receita operacional líquida, o montante atualizado monetariamente de R\$227.913 referente a diferença entre os valores efetivamente pagos daqueles orçados 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	112.710	40.638	(9.377)	832	144.803	65.644	79.159	98.627	46.176	65.644	79.159
Transporte - Itaipu	46	1	(1)		46	8	38	24	22	8	38
Rede Básica	7.250	453	(161)	34	7.576	1.125	6.451	3.813	3.763	1.125	6.451
ESS	(97.839)	(13.874)	2.592	(458)	(109.579)	(18.141)	(91.438)	(56.241)	(53.398)	(18.141)	(91.438)
CDE	4.587	689	(417)	10	4.869	2.920	1.949	3.732	1.137	2.920	1.949
PROINFA	2.015	166	(288)		1.893	2.015	(122)	1.965	(72)	2.015	(122)
	28.769	28.073	(7.652)	418	49.608	53.571	(3.963)	51.920	(2.312)	53.571	(3.963)
Itens financeiros											
Sobrecontratação / exposição de energia	140.663	31.685	(2.969)	1.220	170.599	20.780	149.819	83.206	87.393	20.780	149.819
Neutralidade - Parcela A	(11.610)	(2.638)	592	(62)	(13.718)	(4.142)	(9.576)	(8.132)	(5.586)	(4.142)	(9.576)
Exposição CCEAR entre submercados	5.830		379		6.209	(2.657)	8.866	8.866	8.866	(2.657)	8.866
Outros	17.079	(14.560)	(1.718)	6	807	12.023	(11.216)	2.918	(2.111)	12.023	(11.216)
	151.962	14.487	(3.716)	1.164	163.897	26.004	137.893	75.335	88.562	26.004	137.893
PIS e COFINS											
PIS/ COFINS Nota Técnica nº 115/04	28.760	(13.157)			15.603	15.603		15.603		15.603	
PIS/ COFINS sobre Ativos financeiros setoriais	18.422	2.497			20.919	9.173	11.746	12.619	8.300	9.173	11.746
	47.182	(10.660)	-	-	36.522	24.776	11.746	28.222	8.300	24.776	11.746
Total	227.913	31.900	(11.368)	1.582	250.027	104.351	145.676	155.477	94.550	104.351	145.676

(*) 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 7 de agosto.

Os valores em amortização foram homologados pela ANEEL e serão cobrados nas tarifas até o dia 6 de agosto 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 orçado 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 a Parcela A; e (iii) Exposição financeira no mercado de curto prazo por diferença de preços entre submercados.

Dentre os principais montantes apresentados, destacam-se:

8 Impostos e contribuições sociais

	Nota	Saldo em 31/12/2013	Adição	Baixas	Atualização monetária	Adiantamentos/ Pagamentos	Compensação de tributos	Transferência	Saldo em 31/12/2014
Ativo - compensáveis									
Imposto de renda e contribuição social		25.019	2.688		1.231	20.967	(26.515)	(6.260)	17.130
ICMS	8.1	18.371	6.504					(2.762)	22.113
PIS e COFINS	8.3	4.817	166.092	(483)	14.720		(23.459)	(161.684)	3
IRRF sobre aplicações financeiras		1.265	6.049					(1.168)	6.146
Outros		3.815	(2.374)	(91)	342			2.462	4.154
Total		53.287	178.959	(574)	16.293	20.967	(49.974)	(169.412)	49.546
Circulante		41.319							30.258
Não circulante		11.968							19.288
Total		53.287							49.546
Passivo - a recolher									
Imposto de renda e contribuição social		-	8.606					(8.606)	-
ICMS		47.839	652.451			(631.121)		(2.762)	66.407
PIS e COFINS		7.944	282.572			(68.206)	(49.974)	(161.684)	10.652
Tributos sobre serviços prestados por terceiros		299	11.995			(12.247)		537	584
IRRF sobre juros s/capital próprio		6.135				(6.135)			-
Parcelamentos	8.2	30.258	19		2.216	(6.194)		3.640	29.939
Encargos com pessoal		-	36.863			(36.803)		3.853	3.913
Outros		5.130	15.277			(15.282)		(4.390)	735
Total		97.605	1.007.783	-	2.216	(775.988)	(49.974)	(169.412)	112.230
Circulante		69.715							82.293
Não circulante		27.890							29.937
Total		97.605							112.230

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\$22.113 (R\$18.371 em 31 de dezembro de 2013), R\$6.464 (R\$6.402 em 31 de dezembro de 2013) são Circulante e R\$15.649 (R\$11.969 em 31 de dezembro de 2013) são Não circulante. Do montante total, R\$17.972 (R\$14.468 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. O saldo em 31 de dezembro de 2014 de R\$29.939 (R\$30.258 em 31 de dezembro de 2013) possui depósitos judiciais no montante de R\$71.460 (R\$67.788 em 31 de dezembro de 2013), os quais aguardam conversão em renda da União (conforme artigo 32 da Portaria PGFN/RFB nº 06/09), ocasião em que será efetivada a baixa deste passivo e respectivo levantamento da diferença entre o depósito judicial atualizado e a obrigação.

8.3 PIS e COFINS - Outros Créditos

Em 2003 a Companhia promoveu ação para reconhecer a inconstitucionalidade dos Decretos nº 2.445/88 e nº 2.779/88 que modificaram a metodologia de cálculo do PASEP. Em 2012, a Companhia obteve decisão favorável transitada em julgado na 2ª Vara Federal - Seção Judiciária do Estado do Espírito Santo. Em março de 2014 a Companhia contratou perito contábil para preparação do cálculo do crédito de PASEP, e, em 7 de maio de 2014, seguindo os trâmites legais, obteve homologação da totalidade dos créditos apresentados à Receita Federal do Brasil - RFB.

Em junho de 2014, houve a compensação desses tributos no montante de R\$18.579 que foram utilizados para compensação de COFINS.

9 Tributos diferidos

	Ativo		Passivo	
	Não circulante	Circulante	Circulante	Não circulante
	Nota	31/12/2014	31/12/2014	31/12/2014
PIS e COFINS	9.1		12.619	8.300
Imposto de renda e contribuição social	9.2	142.268	258.992	
		142.268	258.992	12.619
				8.300

9.1 PIS e COFINS

O montante de R\$20.919 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\$77.896.

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

(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\$250.027 em 31 de dezembro de 2014, inclui o montante de R\$89.432 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\$58.938 refere-se à competência de novembro e, o saldo remanescente de R\$30.494, refere-se à competência de dezembro. Estes valores destinam-se a cobrir os custos que excederam a cobertura tarifária relativa: i) à exposição contratual involuntária no valor de R\$48.835; ii) ao despacho termoeletrônico relativo aos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado na modalidade por disponibilidade no valor de R\$13.928; e iii) ao risco hidrológico no valor de R\$26.669.

9.2.1 Composição e base de cálculo

Natureza dos créditos	Nota	Ativo Não circulante		Resultado	
		31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
		IRPJ/CSLL	IRPJ/CSLL	IRPJ/CSLL	IRPJ/CSLL
Prejuízos Fiscais		53.583	56.964	(3.381)	(12.211)
Base Negativa da Contribuição Social		22.876	24.093	(1.217)	(4.396)
		76.459	81.057	(4.598)	(16.607)
Diferenças Temporárias					
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		15.131	13.543	1.588	2.961
Benefício pós-emprego		40.332	31.782	8.550	8.393
Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas		18.749	19.052	(303)	1.830
Ativos financeiros setoriais		(77.896)		(77.896)	
Outras		61	(3.190)	3.251	(2.163)
Total diferenças temporárias		(3.623)	61.187	(64.810)	11.021
Crédito fiscal do ágio incorporado	9.2.1.1	20.615	23.117	(2.502)	(2.295)
Diferenças Temporárias - RTT					
Consumidores - ajuste a valor presente		841	1.044	(203)	(364)
Valor Justo do Ativo Financeiro					
Indenizável - ICPC 01 (R1)		(28.341)	(25.470)	(2.870)	1.017
Benefícios a empregados - CPC 33 (R1)		76.668	118.030		
Outras		(351)	27	(378)	27
Total diferenças temporárias - RTT		48.817	93.631	(3.451)	680
Total		142.268	258.992	(75.361)	(7.201)

A variação no Imposto de renda e contribuição social diferidos ativos e passivos no montante de R\$116.724, foi registrada em contrapartida a débito do resultado do exercício em R\$75.361 e a débito de Patrimônio líquido em R\$41.363.

9.2.1.1 Crédito fiscal do ágio incorporado

O crédito fiscal do ágio é proveniente da incorporação, em abril de 2005, da parcela cindida da controladora EDP - Energias do Brasil S.A., representada pelo ágio pago pelas incorporadas EDP 2000 Participações Ltda. e EDP Investimentos Ltda. na aquisição de ações da IVEN, na época controladora da EDP Escelsa, o qual foi contabilizado de acordo com as Instruções CVM nº 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\$1.874 até o ano de 2025 (Nota 13.2.1.2).

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, o crédito relacionado ao ágio, mencionado na nota 9.2.1.1, será realizado financeiramente até 2025, em consonância com as normas de amortização dos valores a ele 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
	(14.967)	36.148	26.350	18.911	22.157	58.585	(4.916)	142.268

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.

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

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

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) Operacionais		
			Circulante		Não circulante		Circulante		Não circulante				
			31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	
Consumidores e concessionárias													
Ressarcimento por insuficiência de geração													
Porto do Pecém	Controle Comum	31/12/2012 a indeterminado	6.316	1.845	-	-	-	-	-	-	-	7.692	1.845
Uso do sistema de distribuição													
Energset	Controle Comum	01/08/2005 a 17/07/2025	530	607	-	-	-	-	-	-	-	5.877	6.101
Santa Fé	Controle Comum	23/03/2009 a 17/07/2025	23	-	-	-	-	-	-	-	-	281	305
			6.869	2.452	-	-	-	-	-	-	-	13.850	8.251
Partes relacionadas													
Contratos de Compartilhamento de Atividades e Alocação de Custos													
EDP - Energias do Brasil	Controladora	01/07/2012 até emissão de nova Resolução da ANEEL	-	-	-	-	-	-	-	177	454	(2.958)	(6.602)
Contratos de Compartilhamento dos Serviços de Infraestrutura													
EDP - Energias do Brasil	Controladora	01/01/2011 a 31/12/2014	-	-	2	14	-	-	-	70	56	(775)	(646)
Energset	Controle Comum	01/01/2011 a 31/12/2014	-	-	14	83	-	-	-	-	-	145	76
EDP GRID	Controle Comum	01/01/2011 a 31/12/2014	-	-	1	4	-	-	-	-	-	7	7
Santa Fé	Controle Comum	01/01/2011 a 31/12/2014	-	-	1	31	-	-	-	-	-	11	31
EDP Renováveis	Controle Comum	01/01/2011 a 31/12/2014	-	-	18	7	-	-	-	-	-	11	6
			-	-	36	139	-	-	-	247	510	(3.559)	(7.128)
Fornecedores													
Suprimento de energia elétrica													
Enerpeixe	Controle Comum	202,52	23/12/2002 a 31/01/2016	-	-	11.784	9.473	-	-	-	-	(84.223)	(79.871)
Energset	Controle Comum	222,85	01/08/2001 a 17/07/2025	-	-	673	413	-	-	-	-	(4.814)	(4.566)
Energset	Controle Comum	206,29	01/11/2002 a 17/07/2025	-	-	-	-	3.196	1.959	-	-	(22.840)	(21.661)
Energset	Controle Comum	202,08	01/11/2007 a 17/07/2025	-	-	-	-	3.063	3.073	-	-	(27.454)	(25.748)
Energset	Controle Comum	99,17	01/01/2006 a 31/12/2013	-	-	-	-	-	80	-	-	-	(599)
Energset	Controle Comum	126,17	01/01/2008 a 31/12/2015	-	-	-	-	-	42	37	-	(298)	(280)
Energset	Controle Comum	181,09	01/01/2008 a 31/12/2037	-	-	-	-	-	58	51	-	(411)	(386)
Energset	Controle Comum	191,38	01/01/2013 a 31/12/2041	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)
Lajeado	Controle Comum	179,53	01/01/2008 a 31/12/2037	-	-	-	-	-	4	3	-	(35)	(33)
Lajeado	Controle Comum	181,09	01/01/2009 a 31/12/2038	-	-	-	-	-	7	6	-	(64)	(60)
Lajeado	Controle Comum	168,63	01/01/2009 a 31/12/2038	-	-	-	-	-	29	26	-	(209)	(197)
Santa Fé	Controle Comum	192,2	01/01/2009 a 31/12/2038	-	-	-	-	-	47	41	-	(333)	(332)
Porto do Pecém	Controle Comum	-	01/01/2012 a 31/12/2026	-	-	-	-	2.778	2.073	-	-	(19.814)	(20.960)
EDP Comercializadora	Controle Comum	-	01/01/2014 a 31/12/2014	-	-	-	-	275	-	-	-	(3.031)	-
EDP Comercializadora	Controle Comum	-	01/05/2014 a 31/12/2019	-	-	-	-	32	-	-	-	(278)	-
Ressarcimento por insuficiência de geração													
Porto do Pecém	Controle Comum	Despacho ANEEL nº 4.002, de 30/09/2014	-	-	-	-	-	21.988	17.235	-	-	(5.563)	-
			6.869	2.452	36	139	21.988	17.235	247	510	(159.367)	(154.694)	
												(159.076)	(153.571)

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

a) Contratos de Compartilhamento de Atividades e Alocação de Custos: 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 Custos 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 custos 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 Energset; (ii) Centro Operativo em Carapina - ES tendo como Contratada a EDP Escelsa e Contratante a Energset, EnerPrev, Santa Fé, EDP GRID e EDP Renováveis; (iii) Filial Energset - MS tendo como Contratada a Energset e Contratante a Pantanal. Estes contratos têm vigência de 48 meses a partir de 1º de janeiro de 2011.

Com a venda de parte do terreno do Centro Operativo da EDP Escelsa, em junho de 2013, foram firmados os Primeiros Termos Aditivos ao Instrumento Particular de Compartilhamento dos Serviços de Infraestrutura, firmado entre EDP Escelsa e as empresas Energset, Santa Fé, EDP Renováveis, EDP GRID e EnerPrev, anuídos pela ANEEL por meio do Despacho nº 3.946/13.

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 avais 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\$)

Número de membros	Conselho de Administração		Diretoria		Proporção Total (%)	Proporção (%)
	Proporção (%)	Proporção (%)	Proporção (%)	Proporção (%)		
Remuneração fixa (em R\$)	69.696	100%	2.321.595	78%	2.391.291	79%
Salário ou pró-labore	58.080		1.691.620		1.749.700	
Benefícios diretos e indiretos (i)	n/a		174.536		174.536	
Encargos sociais	11.616		455.439		467.055	
Remuneração Variável (em R\$)	n/a	-	648.446	22%	648.446	21%
Bônus	n/a		499.766		499.766	
Encargos sociais	n/a		148.680		148.680	
Valor Total da remuneração	69.696		2.970.041		3.039.737	

(n/a) = Não Aplicável

(*) Das 8 posições do Conselho de Administração, apenas 2 membros são remunerados. A remuneração anual global dos membros do Conselho de Administração é de até R\$75.000,00 para o período de abril de 2014 até março de 2015, conforme aprovado em Assembleia Geral Ordinária de 10 de abril de 2014.

(**) Das 7 posições da Diretoria Estatutária, 6 membros são remunerados, sendo que 2 acumulam 2 funções cada (Diretor Técnico e Ambiente com o Diretor Comercial, e, Diretor de Regulação com o Diretor de Ativos e Administrativo). A remuneração anual global da Diretoria é até R\$3.700.000,00 para o período de abril de 2014 até 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 da Diretoria referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2014 (em R\$)

Número de membros	Conselho de Administração		Diretoria Estatutária	
	Valor da maior remuneração individual	Valor da menor remuneração individual	Valor da maior remuneração individual	Valor médio da remuneração individual
	34.848	768.909	34.848	259.200
	34.848	259.200	34.848	495.007

11 Cauções e depósitos vinculados

Depósitos judiciais	Nota	Circulante		Não circulante	
		31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Cauções e depósitos vinculados	8.2 e 19	1.542	1.054	152	108
Total		1.542	1.054	103.604	100.720

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

Outros créditos - Ativo	Nota	Circulante		Não circulante	
		31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Adiantamentos		608	972	-	-
Descontos tarifários	12.1	94.985	33.995	-	-
Benefícios pós-emprego	17.1.1	406	717	1.232	-
Bens destinados à alienação		368	513	-	-
Serviços em curso		1.096	2.851	-	-
Serviços prestados a terceiros		2.999	2.794	29	987
Instrumentos financeiros derivativos		-	-	-	12.252
Convênios de arrecadação		2.565	1.607	-	-
Estoques	12.2	5.675	4.789	-	-
Outros		2.105	1.709	986	-
Total		110.401	49.636	1.732	14.471
Outras contas a pagar - Passivo					
Adiantamentos recebidos - alienação de bens e direitos		1.092	528	-	-
Contribuição de iluminação pública	12.3	14.879	12.881	-	-
Cretores diversos - consumidores e concessionárias		2.646	1.876	-	-
Folha de pagamento		1.863	1.740	-	-
Arrecadação de terceiros a repassar		3.656	4.036	-	-
Obrigações estimadas com pessoal	12.4	29.050	20.755	-	-
Outros		3.281	3.752	131	-
Total		56.467	45.568	-	131

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 originários da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, aportados pela Eletrobrás, conforme Lei 10.438/02. A ANEEL por meio da Resolução Homologatória nº 1.768, de 5 de agosto de 2014, anuiu o valor a ser repassado pela Eletrobrás, no período de competência de agosto de 2014 a julho de 2015 no valor mensal de R\$13.112, 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 31/12/2014	Adição	Ressarcimento Eletrobrás	Saldo em 31/12/2014
Subsídio Baixa Renda	4.581	29.653	(28.426)	5.808
Subsídio Carga Fonte Incentivada - Res. nº 77/2004	4.211	17.168	(10.809)	10.570
Subsídio Geração Fonte Incentivada - Res. nº 77/2004	660	2.936	(1.776)	1.820
Subsídio Rural	18.508	72.971	(44.377)	47.102
Subsídio Irrigante/Aquicultor - Res. nº 207/2006	3.113	19.226	(12.600)	10.239
Subsídio Água/Esgoto/Saneamento - Despacho nº 3.629/2011	1.584	7.717	(4.362)	4.939
Subsídio Distribuição - TUSD fio B	1.338	5.317	(3.519)	3.136
Diferença entre descontos aplicados comparados aos homologados	-	11.371	-	11.371
	33.995	166.859	(105.869)	94.985

12.2 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.

12.3 Contribuição de iluminação pública

Refere-se à Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública (CIP) que tem por finalidade os serviços de projeto, implantação, expansão, operação e manutenção das instalações de iluminação pública. É cobrada dos consumidores, arrecadada pela Companhia e repassada mensalmente às Prefeituras, conforme previsto no artigo 149-A da Constituição Federal.

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.

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.

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

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

Esta interpretação é aplicável ao Contrato de Concessão da Companhia.

De acordo com o 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.

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		3,97	1.984.928	(1.150.757)	834.171	3,94	1.960.205	(1.164.092)	796.113
Em curso			36.357		36.357		109.596		109.596
Atividades não vinculadas à concessão									
Ágio na incorporação de sociedade controladora	13.2.1.2	7,08	103.964	(43.332)	60.632	6,49	103.964	(35.971)	67.993
(-) Provisão para manutenção de dividendos		7,08	(103.964)	43.332	(60.632)	6,49	(103.964)	35.971	(67.993)
			2.021.285	(1.150.757)	870.528		2.069.801	(1.164.092)	905.709

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 em 31/12/2013	Ingressos	Juros capitalizados	Transferência para intangível em serviço	Transferência para ativo financeiro indenizável	Amortizações	Baixas	Valor líquido em 31/12/2014
Intangível em serviço								
Direito de concessão - Infraestrutura	796.113			227.436	(83.535)	(94.888)	(10.955)	834.171
Total do Intangível em serviço	796.113	-	-	227.436	(83.535)	(94.888)	(10.955)	834.171
Intangível em curso								
Outros intangíveis em curso	109.596	155.866	5.380	(227.436)	-	-	(7.049)	36.357
Total do Intangível em curso	109.596	155.866	5.380	(227.436)	-	-	(7.049)	36.357
Total Intangível	905.709	155.866	5.380	-	(83.535)	(94.888)	(18.004)	870.528

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	
Suprimento de energia elétrica	14.1	190.564	130.611	1.854
Energia livre	14.2	38.370	34.599	
Encargos de uso da rede elétrica		17.643	11.360	
Operações CCEE	14.3	84.776	52.335	
Materiais e serviços		53.085	50.530	
Total		384.438	279.435	1.854

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, do reajuste de preços (IPCA) dos Contratos de compra de energia 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.

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 três 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.

A movimentação do exercício é a seguinte:

	Saldo em 31/12/2013	Transferências do intangível	Valor Justo	Baixas	Saldo em 31/12/2014
Ativo financeiro indenizável	504.596	83.535	8.444	(2.363)	594.212
	504.596	83.535	8.444	(2.363)	594.212

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.

15 Debêntures

15.1 Composição do saldo de Debêntures

	Nota	Circulante		Não circulante
		31/12/2014	31/12/2013	
Suprimento de energia elétrica	14.1	190.564	130.611	1.854
Energia livre	14.2	38.370	34.599	
Encargos de uso da rede elétrica		17.643	11.360	
Operações CCEE	14.3	84.776	52.335	
Materiais e serviços		53.085	50.530	
Total		384.438	279.435	1.854

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, do reajuste de preços (IPCA) dos Contratos de compra de energia 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 - ABRADEE, 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 pendente 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\$ 3.771 (R\$2.617 em 31 de dezembro de 2013) em contrapartida a despesa financeira (Nota 23).

14.3 Operações CCEE

Do valor de R\$84.776 em 31 de dezembro de 2014, R\$70.391 são passíveis de reembolso pela Conta-ACR caso as tratativas para a contratação de empréstimo pela CCEE sejam efetivadas (Nota 4.1).

15 Debêntures

15.1 Composição do saldo de Debêntures

	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
Agente Fiduciário												
						Alongamento da dívida.						
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários (-) Custos de emissão	25.000	10	250.000	2ª emissão em 02/07/2007	02/07/2014	Pagamento das Senior Notes com vencimento em 15/07/2007	105,0% do CDI	Principal anual e juros semestral Amortização mensal Principal semestral a partir de 27/08/2018 e juros semestral Amortização mensal	-	-	83.350	83.350
											(45)	(45)
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários (-) Custos de emissão	17.680	10	176.800	3ª emissão em 27/08/2014	27/08/2020	Alongamento da dívida e capital de giro. CDI + 1,50%			7.634	176.800	184.434	-
										(550)	(550)	-
Total									7.634	176.250	183.884	83.305

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	83.350		(83.350)				-
Juros	-		(4.396)	12.030			7.634
Custo de transação	(45)			(49)	94		-
	83.305	-	(87.746)	12.030	(49)	94	7.634
Não circulante							
Principal	-	176.800					176.800
Custo de transação	-	(599)		49			(550)
	-	176.201	-	49	-	-	176.250

15.3 Vencimento das parcelas do Circulante e Não circulante

	Vencimento
Circulante	
2015	7.634
	7.634
Não circulante	
2018	35.176
2019	70.537
2020 até 2032	70.537
	176.250
Total	183.884

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

As principais cláusulas prevendo a rescisão, no contrato vigente, estão descritas abaixo:

- descumprimento, pela Emissora, de qualquer obrigação pecuniária prevista na Escritura, não sanada em 2 dias úteis contados da data do inadimplemento;
 - descumprimento, pela Emissora, da manutenção do índice financeiro Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado na data de apuração, 31 de dezembro de cada ano, sendo não superior a 3,5. 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";
 - pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora e não devidamente elidido pela mesma no prazo legal;
 - falência formulada pela Emissora;
 - decretação de falência da Emissora, pedido de recuperação judicial, extrajudicial ou autofalência formulado pela Emissora;
 - 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; e
 - 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 no respectivo contrato.
- Em 31 de dezembro de 2014 a Companhia encontra-se em pleno atendimento de todas as cláusulas restritivas dos *covenants*, previstas no contrato de debêntures.

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

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

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

	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	Não Circulante	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante				
Moeda estrangeira																					
BEI - Banco Europeu de Investimento (ii)	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 Escelsa, 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 semestral	Fiança Bancária					-	424			46.323	46.747		
														-	-	-	-	424	-	46.323	46.747
Moeda nacional																					
BNDES - BB/CALC	177.468	29/01/2009	155.228	17/02/2010 a 15/05/2017	Programas de investimentos nos segmentos de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica.	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado (iii) menor ou igual a 3,5.	4,5% a.a. e de 1,81% a.a. 3,32% a.a. acima da TJLP	Principal e juros mensal	(i) Garantia Corporativa da EDP Energias do Brasil e (ii) Depósito caucionado		207	26.330	42.034	68.571	269		26.330	68.365	94.964		
(-) BNDES - CALC - Custos de transação	(205)	29/01/2009	(205)	17/02/2010 a 15/05/2017				Amortização mensal do custo de transação				(15)	(8)	(23)			(22)	(22)	(44)		
Eletrobrás Reluz - ECF 2481/05	1.230	30/09/2008	924	30/01/2012 a 30/12/2016	Programa Reluz - Município de Viana/ES		5% a.a. e de +1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e juros mensal	(i) Notas Promissórias e (ii) Garantia em recebíveis			201	200	401			201	401	602		
Eletrobrás LPT - ECFS 031/04	30.968	21/05/2004	22.729	30/08/2006 a 30/07/2016	Programa Luz para Todos		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e juros mensal	Notas Promissórias			2.339	1.364	3.703			2.339	3.703	6.042		
Eletrobrás LPT - ECFS 106/05	50.304	20/11/2005	37.114	30/05/2008 a 30/04/2018	Programa Luz para Todos		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e juros mensal	(i) Notas Promissórias e (ii) Garantia em recebíveis			3.752	8.754	12.506			3.752	12.506	16.258		
Eletrobrás LPT - ECFS 181/07	75.764	25/06/2007	44.821	30/04/2010 a 30/04/2020	Programa Luz para Todos		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e juros mensal	(i) Notas Promissórias e (ii) Garantia em recebíveis			4.529	19.627	24.156			4.529	24.156	28.685		
Eletrobrás LPT - ECFS 258/09	56.737	28/08/2009	20.687	30/01/2012 a 30/12/2021	Programa Luz para Todos		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e juros mensal	(i) Notas Promissórias e (ii) Garantia em recebíveis			1.702	10.213	11.915			1.702	11.915	13.617		
Banco do Brasil e Santander - Cédula de Crédito Bancário	40.400	09/02/2007	40.400	09/08/2007 a 10/02/2014	Capital de Giro	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5.	105% do CDI	Principal anual e Juros semestral						-	298		8.080		8.378		
Banco do Brasil - Nota de Crédito Comercial	135.000	24/06/2010	135.000	29/11/2010 a 29/05/2015	Capital de Giro	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5.	100% do CDI	Principal e juros em parcela única no final			54.397	103.500		157.897	2.637	38.997	7.000	102.983	151.617		
Banco do Brasil - Nota de Crédito Comercial - Custos de Transação	(2.025)	24/06/2010	(2.025)	29/05/2015	Capital de Giro			Custo				(147)		(147)							
Banco do Brasil - Nota de Crédito Comercial	45.000	27/05/2011	45.000	27/05/2011 a 9/05/2014	Capital de Giro		100% do CDI	Principal e juros em parcela única no final						-	11.332		45.000		56.332		
BNDES - Banco do Brasil	35.358	27/12/2007	33.160	15/07/2008 a 15/06/2014	Programa de investimentos em expansão, modernização e melhoria do desempenho da rede de distribuição de energia elétrica.	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5.	TJLP + 3,3% a.a.	Principal e juros mensal	Conta garantida					-	9		2.772		2.781		
BNDES - Banco Santander	35.358	27/12/2007	33.160	15/07/2008 a 15/06/2014	Programa de investimentos em expansão, modernização e melhoria do desempenho da rede de distribuição de energia elétrica.	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5.	TJLP + 3,3% a.a.	Principal e juros mensal	Conta garantida					-	9		2.772		2.781		
Banco do Brasil - Cédula de Crédito Bancário	90.000	04/10/2012	90.000	04/10/2012 a 24/09/2014	Financiamento para comercialização de energia elétrica para a atividade agropecuária.		98,5% do CDI	Principal ao final do contrato e juros semestral						-	8.567		90.000		98.567		
(-) Banco do Brasil - Cédula de Crédito Bancário - Custos de Transação	(1.689)	04/10/2012	(1.689)	04/10/2012 a 24/09/2014				Amortização mensal do custo de transação						-			(637)		(637)		
Banco do Brasil - Cédula de Crédito Bancário 21/00804-3	68.000	13/02/2013	68.000	13/02/2013 a 03/02/2015	Capital de Giro		105,5% e 98,5% do CDI	Principal e juros em parcela única ao final do contrato			13.027	68.000		81.027	4.974		68.000		72.974		
(-) Custo de transação	1.273	13/02/2013	1.273	13/02/2013 a 03/02/2015				Amortização mensal do custo de transação				(103)		(103)				(718)	(718)		

**NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FIMOS 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			Total		
										Circulante	Circulante	Não circulante	Circulante	Circulante	Não circulante		Circulante	Circulante
Banco do Brasil - Cédula de Crédito Bancário	110.575	21/02/2014	110.575	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		10.348	110.575			120.923				
(-) Banco do Brasil - Cédula de Crédito Bancário - Custos de Transação				21/02/2014 a 01/07/2015							(855)		(855)					
Citibank N.A. - Cédula de Câmbio	200.000	08/05/2014	200.000	08/05/2014 a 14/05/2018	Alongamento da dívida e financiamento de capital de giro.	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5.	85% do CDI + 1,0625%	Principal anual a partir de maio/2014 e juros trimestral	Nota Promissória	2.655		200.000		202.655				
Resultado dos Swaps																		
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 semestral						- 767		767		
Total										80.634	319.808	282.184	682.626	23.121	43.971	193.818	291.289	552.199

Resultado dos Swaps

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 semestral						- 767		767
Total														- 767		767

(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	194.478		(239.218)		365.688			(20)	320.928
Juros	24.311		(56.752)	58.765	54.310				80.634
Custo de transação	(659)				(3.435)		2.974		(1.120)
Não circulante	218.130	-	(295.970)	58.765	416.563	-	2.974	(20)	400.442
Principal	338.869	310.575			(365.688)	(80)		(1.484)	282.192
Juros	43.971			10.339	(54.310)				-
Custo de transação	(1.257)	(2.186)			3.435				(8)
Total	381.583	308.389	-	10.339	(416.563)	(80)	-	(1.484)	282.184

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

Vencimento	Nacional	Circulante		Não circulante	
		31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Circulante					
2015	400.442			885	1.013
	400.442			19.836	23.139
Não circulante				93	50
2016	104.538			20.814	24.202
2017	88.113				
2018	77.252				
2019	7.367				
2020 até 2024	4.914				
Total	282.184				
	682.626				

17 Benefícios pós-emprego

A Companhia mantém atualmente planos de suplementação de aposentadoria e pensão em favor dos colaboradores e ex-colaboradores e outros benefícios pós-emprego, compostos por assistência médica, seguro de vida, AIA - Auxílio de Incentivo a Aposentadoria e outros benefícios a aposentados. 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.

	2014				2013			
	Valor presente das obrigações do plano	Valor justo dos ativos do plano	Restrição de reconhecimento de ativo	Ativo reconhecido	Valor presente das obrigações do plano	Valor justo dos ativos do plano	Restrição de reconhecimento de ativo	Ativo reconhecido
Saldo inicial reconhecido	(180.266)	284.873	(104.607)	1.638	(191.146)	281.201	(90.055)	
Custo do serviço corrente	116			116	(854)		854	
Custo dos juros	(20.767)	33.369	(12.356)	246	(45.107)	25.525	19.582	
Ganhos/(perdas) atuariais	(2.238)	84		(2.154)	42.897	(8.292)	(34.605)	
Contribuições pagas pela Companhia		850		850		383	(383)	
Contribuições pagas pelos empregados	(70)	70			(382)	382		
Benefícios pagos pelo plano	22.893	(22.893)			14.326	(14.326)		
Mudança na recuperação do superávit				21				1.638
Saldo final reconhecido	(180.332)	296.353	(116.963)	717	(180.266)	284.873	(104.607)	1.638

A apresentação de superávits nos planos previdenciários de Benefício definido reduzem o risco de eventual passivo atuarial futuro para a Companhia. A Administração da Companhia registrou o ativo decorrente de superávit atuarial do Plano I de R\$21. Com relação ao superávit atuarial apurado para o Plano II, a Companhia registrou como ativo o valor presente de R\$696 da redução de futuras contribuições, conforme autorizado pela PREVIC por meio da Portaria nº 664/2013.

A destinação do Superávit atuarial atribuído à Companhia, calculado pela EnerPrev e aprovado pela PREVIC, ocorre nos termos da Resolução CPC nº 26/2008. O abatimento das contribuições normais ao Plano será por um período estimado de aproximadamente 93 meses, tendo iniciado em abril/2014. Durante esse período, a cobrança da contribuição normal da Companhia está suspensa.

A EnerPrev interromperá imediatamente o abatimento das contribuições normais da Companhia se, a qualquer momento, constatar que o valor da Reserva de Contingência for inferior a 25% do valor das Reservas Matemáticas do Plano. Neste caso, será revertido parcial ou totalmente o saldo da Reserva Especial para recompor a Reserva de Contingência ao patamar de 25% das Reservas Matemáticas. Os vencimentos do plano de benefício, calculado na avaliação atuarial, considera o seguinte fluxo futuro de pagamentos de benefícios para os próximos 10 anos, sendo o valor negativo no Plano II referente a abatimentos de pagamentos futuros:

Vencimento	Plano I	Plano II
Circulante		
2015	2	(2.234)
	2	(2.234)
Não circulante		
2016	10.326	12.598
2017	10.689	5.365
2018	11.045	5.642
2019	11.392	5.924
2020 a 2024	74.689	41.625
Total	118.141	71.154
	118.143	68.920

17.1 Planos de suplementação de aposentadoria e pensão**17.1.1 Planos de Benefício definido e Contribuição variável**

• Plano I - Escelsos estruturado na modalidade "Benefício Definido", sob gestão da EnerPrev - Previdência Complementar do Grupo EDP - Energias do Brasil e cadastrado no Cadastro Nacional dos Planos de Benefícios - CNPB na Superintendência Nacional de Previdência Complementar - PREVIC. O Plano de custeio é sustentado paritariamente por contribuições da patrocinadora e do participante, conforme o regulamento do plano.

• Plano II - Escelsos estruturado na modalidade "Contribuição Variável", sob gestão da EnerPrev - Previdência Complementar do Grupo EDP - Energias do Brasil e cadastrado no CNPB na PREVIC. O Plano de custeio é sustentado paritariamente por contribuições da patrocinadora e do participante, conforme o regulamento do plano.

Uma série de premissas podem ter sua realização diferente da calculada na avaliação atuarial 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 dos planos 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 dos planos sejam diferentes da rentabilidade da NTN-B, haverá um ganho ou perda atuarial aumentando ou diminuindo o déficit/superávit atuarial destes benefícios.

As práticas de investimento dos planos 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.

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

	2014	2013
Custo do serviço		
Custo do serviço corrente		(116)
Custo dos juros		(246)
Mudança na recuperação do superávit		(21) (1.638)
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos no resultado		(383) (1.638)
Remensuração do valor líquido do passivo de benefício definido		
Retorno sobre ativos do plano (excluindo valores incluídos em despesa financeira líquida)		(84)
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de mudança em premissas demográficas		(640)
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de ajuste de experiência		1.497
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de mudança em premissas financeiras		1.381
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos em outros resultados abrangentes		2.154 -
Total		1.771 (1.638)

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	88,67%	90,51%
Ações	Cotado	10,07%	8,20%
Imóveis	Cotado	0,42%	0,45%
Outros	Não cotado	0,84%	0,84%
Total		100,00%	100,00%

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

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

Estes planos têm a seguinte composição de participantes:

	2014		2013	
	Plano I 1	Plano II 621	Plano I 2	Plano II 673
Participantes ativos				
Participantes assistidos				
Com benefícios diferidos		22		18
Aposentados e pensionistas	703	219	703	215
Total	703	241	703	233
	704	862	705	906

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

Análise de sensibilidade	Valores Plano I	Valores Plano II
Pressupostos Centrais	101.326	84.953
Taxa de desconto		
Aumento na taxa de desconto em 0,5%	(3.572)	(2.481)
Redução na taxa de desconto em 0,5%	3.825	2.684
Mortalidade		
Se os membros do plano fossem um ano mais novo do que sua idade real	2.278	831

As principais premissas utilizadas nesta avaliação atuarial dos benefícios foram as seguintes:

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

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\$862 (R\$860 em 2013).

Esses planos em 31 de dezembro de 2014 tem a adesão de 328 colaboradores.

17.2 Auxílio incentivo à aposentadoria (AIA), Assistência médica, Seguro de vida e Outros benefícios a aposentados: Benefício Definido

• Auxílio Incentivo à Aposentadoria - AIA: Benefício aos empregados admitidos até 31 de dezembro de 1981, pagável por ocasião da rescisão do contrato de trabalho, independentemente do motivo de desligamento. O AIA garante um pagamento em forma de pecúlio, cujo valor foi calculado considerando, para cada empregado, a proporcionalidade do tempo de contribuição ao INSS até 31 de outubro de 1996, da remuneração e o benefício do INSS em 31 de outubro de 1996; e

• Assistência médica, seguro de vida e outros benefícios a aposentados: Cobertura vitalícia com despesas de assistência médica, odontológica, medicamentos, seguro de vida e, nos casos comprovados de existência de dependente especial, correspondente a 50% do piso salarial da Companhia.

A avaliação atuarial realizada na data-base 31 de dezembro de 2014 demonstrou uma obrigação presente para estes Planos do tipo Benefício Definido.

Uma série de premissas podem ter sua realização diferente da calculada na avaliação atuarial devido a fatores como mudanças nas premissas econômicas ou demográficas e mudanças nas disposições dos benefícios ou da legislação aplicável a estes.

A maior parte das obrigações dos benefícios consistem na concessão de benefícios vitalícios aos participantes. Por essa razão, aumentos na expectativa de vida resultarão em aumento nas obrigações dos planos. Estes benefícios são sensíveis à inflação, sendo que uma inflação maior que o previsto nesta avaliação levará a um maior nível de obrigações.

As principais premissas utilizadas nesta avaliação atuarial foram as seguintes:

	2014			
	AIA	Assistência Médica	Seguro de Vida	Outros benefícios a aposentados
Econômicas				
Taxa de desconto - nominal	12,25% a.a.	12,25% a.a.	12,25% a.a.	12,25% a.a.
Crescimentos salariais futuros	6,34%	n/a	n/a	6,34%
Crescimento dos planos de benefícios	5,50% a.a.	n/a	5,50% a.a.	5,50% a.a.
Inflação médica de longo prazo	n/a	11,51% a.a. em 2015, reduzindo linearmente para 6,55% a.a. até 2026	n/a	n/a
Inflação	5,50% a.a.	5,50% a.a.	5,50% a.a.	5,50% a.a.
Fator de envelhecimento	n/a	3,00% a.a.	n/a	n/a
Demográficas				
Tábua de mortalidade	RP 2000 Generational	RP 2000 Generational	RP 2000 Generational	RP 2000 Generational
Tábua de mortalidade de inválidos	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled
Tábua de entrada em invalidez	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1

	2013			
	AIA	Assistência Médica	Seguro de Vida	Outros benefícios a aposentados
Econômicas				
Taxa de desconto - nominal	12,00% a.a.	12,00% a.a.	12,00% a.a.	12,00% a.a.
Crescimentos salariais futuros	6,40% a.a. até 2016, reduzindo para 5,65% a.a. a partir de 2017	n/a	n/a	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.	n/a	5,00% a.a.	5,00% a.a.
Inflação médica de longo prazo	n/a	11,59% a.a. em 2014, reduzindo linearmente para 6,05% a.a. até 2025	n/a	n/a
Inflação	5,00% a.a.	5,00% a.a.	5,00% a.a.	5,00% a.a.
Fator de envelhecimento	n/a	3,00% a.a.	n/a	n/a
Demográficas				
Tábua de mortalidade	RP 2000 Generational	RP 2000 Generational	RP 2000 Generational	RP 2000 Generational
Tábua de mortalidade de inválidos	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled
Tábua de entrada em invalidez	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1

18 Encargos regulamentares e setoriais

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

	Nota	Saldo em		Atualização		Saldo em
		31/12/2013	Adições	Monetária	Pagamentos	
Conta de desenvolvimento energético - CDE		1.928	39.436		(37.807)	3.557
Encargos tarifários (ECE/EAESEE)	6.2	28.752	3		(1.112)	28.643
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética (P&D e PEE)	18.1	16.136	19.849	1.155	(21.688)	15.452
Outros encargos		290	3.479		(3.478)	291
Total		47.106	62.767	1.155	(63.085)	47.943
Circulante		42.722				47.515
Não circulante		4.384				428
		47.106				47.943

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

Os valores das obrigações a serem aplicados 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,

A seguir demonstramos a movimentação do exercício do passivo de Benefício definido reconhecido no Balanço patrimonial:

	2014		2013	
	Valor presente das obrigações do plano	(Passivo) reconhecido	Valor presente das obrigações do plano	(Passivo) reconhecido
Saldo inicial reconhecido	(440.625)	(440.625)	(385.061)	(385.061)
Custo do serviço corrente	(2.739)	(2.739)	(3.655)	(3.655)
Custo dos juros	(51.397)	(51.397)	(34.935)	(34.935)
Custo do serviço passado			(6.669)	(6.669)
Ganhos/(perdas) atuariais reconhecidos no PL	123.810	123.810	(30.885)	(30.885)
Benefícios pagos pelo plano	26.867	26.867	20.580	20.580
Saldo final reconhecido	(344.084)	(344.084)	(440.625)	(440.625)

O ganho atuarial de R\$123.810 no valor presente das obrigações, apurado na avaliação atuarial efetuada em 31 de dezembro de 2014, foi decorrente principalmente da redução dos custos médicos ocasionada pela mudança do benefício de assistência médica que passou do modelo híbrido para pós pagamento. Em 31 de dezembro de 2013, houve perda atuarial de R\$30.885.

As contribuições esperadas da Companhia para estes benefícios durante o exercício de 2015 são de R\$20.271. Os vencimentos do plano de benefício, calculado na avaliação atuarial, considera o seguinte fluxo futuro de pagamentos de benefícios para os próximos 10 anos:

Vencimento	Assistência médica e Seguro de vida	AIA
Circulante		
2015	19.836	885
	19.836	885
Não circulante		
2016	22.022	297
2017	24.140	139
2018	26.489	392
2019	28.928	158
2020 a 2024	187.889	577
Total	289.468	1.563
	309.304	2.448

A despesa líquida com este benefício reconhecida no resultado e ganhos e perdas atuariais reconhecida em outros resultados abrangentes em contrapartida a rubrica de Benefícios pós-emprego, tem a seguinte composição:

	2014	2013
Custo do serviço		
Custo do serviço corrente	2.739	3.655
Custo dos juros	51.397	34.935
Custo do serviço passado		6.669
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos no resultado	54.136	45.259
Remensuração do valor líquido do passivo de benefício definido		
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de mudança em premissas demográficas		65.948
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de ajuste de experiência	(135.226)	91.608
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de mudança em premissas financeiras	11.416	(126.671)
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos em outros resultados abrangentes	(123.810)	30.885
Total	(69.674)	76.144

Os ganhos e perdas decorrentes das avaliações atuariais são registrados em Outros resultados abrangentes, no Patrimônio líquido, e reconhecidos no período em que ocorrem. O saldo de perda atuarial líquido de Imposto de renda e contribuição social em 31 de dezembro de 2014 é de R\$148.826 (R\$229.119 em 31 de dezembro de 2013) (Nota 20.3.5).

O número de participantes considerados na avaliação atuarial estão resumidos abaixo:

	2014		2013	
	Assistência médica e Seguro de vida	Auxílio Incentivo Aposentados (AIA)	Assistência médica e Seguro de vida	Auxílio Incentivo Aposentados (AIA)
Participantes ativos	950	42	1.046	52
Participantes assistidos				
Aposentados e pensionistas	2.356		2.309	
Total	3.306	42	3.355	52

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

Análise de sensibilidade	Auxílio Incentivo à Aposentadoria	Assistência Médica e Odontológica	Benefícios a Aposentados	Seguro de Vida
Pressupostos Centrais	1.839	295.251	3.596	44.702
Taxa de desconto				
Aumento na taxa de desconto em 0,5%	(13)	(16.040)	(236)	(1.728)
Redução na taxa de desconto em 0,5%	14	17.634	268	1.865
Mortalidade				
Se os membros do plano fossem um ano mais novo do que sua idade real		9.252	78	814

	2014			
	AIA	Assistência Médica	Seguro de Vida	Outros benefícios a aposentados
Econômicas				
Taxa de desconto - nominal	12,25% a.a.	12,25% a.a.	12,25% a.a.	12,25% a.a.
Crescimentos salariais futuros	6,34%	n/a	n/a	6,34%
Crescimento dos planos de benefícios	5,50% a.a.	n/a	5,50% a.a.	5,50% a.a.
Inflação médica de longo prazo	n/a	11,51% a.a. em 2015, reduzindo linearmente para 6,55% a.a. até 2026	n/a	n/a
Inflação	5,50% a.a.	5,50% a.a.	5,50% a.a.	5,50% a.a.
Fator de envelhecimento	n/a	3,00% a.a.	n/a	n/a
Demográficas				
Tábua de mortalidade	RP 2000 Generational	RP 2000 Generational	RP 2000 Generational	RP 2000 Generational
Tábua de mortalidade de inválidos	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled
Tábua de entrada em invalidez	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1

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\$15.452 (R\$16.136 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		Não circulante	
		31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	19.1	985	1.213	54.159	54.828
Licenças ambientais		82	82	17	13
Total		1.067	1.295	54.176	54.841

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.

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

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

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	Depósitos Judiciais	Depósitos Judiciais	31/12/2013	31/12/2014
Trabalhistas	42.410	11.963			38.448	16.224
Cíveis	9.823	8.927			14.444	7.254
Fiscais	282	151			8	44
Outros	3.526				2.244	
Total	56.041	21.041			55.144	23.522
Circulante	1.213				985	
Não circulante	54.828				54.159	23.522
Total	56.041				55.144	23.522

19.1.1.1 Trabalhistas

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

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\$2.103 (R\$2.461 em 31 de dezembro de 2013).

19.1.1.3 Outros

O saldo apresentado nesta rubrica inclui autos de infração editados pela ANEEL em processo de fiscalização que encontram-se em fase de recurso pela Companhia, no valor de R\$986 (R\$1.214 em 31 de dezembro de 2013).

19.1.2 Risco de perda possível

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

	Passivo		Ativo	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Trabalhistas	46.846	47.503	4.316	3.997
Cíveis	87.446	50.944	652	1.145
Fiscais	155.229	146.004	559	466
Outros	1.701	4.051		
Total	291.222	248.502	5.527	5.608

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

19.1.2.1 Trabalhistas

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

19.1.2.2 Cíveis

• Ação civil 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\$30.807 (R\$25.727 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 ABRADÉE, 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\$18.365.

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\$2.420.

19.1.2.3 Fiscais

• A fiscalização do INSS lavrou notificações de cobrança da contribuição previdenciária versando sobre: (i) a descon sideração de autônomos e também de outras pessoas jurídicas, argumentando a existência de vínculo empregatício entre esses prestadores de serviços e a Companhia; (ii) a sua incidência sobre pagamentos realizados aos segurados empregados a título de PLR e bolsa de estudos. Essas notificações atualizadas até 31 de dezembro de 2014 importam em R\$7.391 (R\$7.148 em 31 de dezembro de 2013) e atualmente aguardam decisão administrativa.

• Diversas Prefeituras: A Companhia discute administrativa e judicialmente a cobrança de ISSQN supostamente incidente sobre os serviços relacionados à atividade de fornecimento de energia elétrica. Inclui também a exigência do pagamento sobre o espaço ocupado pelo sistema de posteamento das redes de energia elétrica e iluminação pública. Esses processos atualizados até 31 de dezembro de 2014 totalizam o montante de R\$16.796 (R\$11.198 em 31 de dezembro de 2013) e aguardam decisão em primeira instância.

• Discussões administrativas e judiciais relativas às compensações não homologadas pela Receita Federal, com respaldo em créditos reconhecidos judicialmente, bem como de saldo negativo de IRPJ e CSLL, e decorrentes de pagamento a maior de IRPJ, CSLL, PIS e COFINS efetuados em 2001 em consequência da aplicação do Parecer COSIT 26/2002 (impostos sobre RTE), que somam em 31 de dezembro de 2014 o valor de R\$110.415 (R\$105.851 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. Para estas ações o saldo de depósitos judiciais em 31 de dezembro de 2014 é de R\$2.943 (R\$3.019 em 31 de dezembro de 2013).

20 Patrimônio líquido

20.1 Capital social

O capital social em 31 de dezembro de 2014 é de R\$443.815 (R\$376.022 em 31 de dezembro de 2013) e está representado por 5.876.012 ações ordinárias, sem valor nominal, integralmente detidas pela EDP - Energias do Brasil.

Foi aprovada em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária - AGOE, realizada em 10 de abril de 2014, o aumento de capital da Companhia no valor de R\$67.793, sem emissão de novas ações, mediante a capitalização de lucros de titularidade da única acionista, 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		31/12/2013		31/12/2014		31/12/2013	
	Lucro líquido apurado no exercício	181.575	119.726	117.015	1.119	1.223	192.937	177.754
Constituição da reserva legal - 5%	(9.079)				202	193	8.259	9.306
Total	172.496				1.321	1.416	201.196	187.060
Destinação do lucro:								
Reserva de incentivo fiscal - SUDENE	4.282							
Dividendo mínimo obrigatório	42.053							
Lucros retidos a deliberar	126.161							

20.2 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 e Extraordinária, realizada em 10 de abril de 2014, a destinação do lucro líquido referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2013 deliberando pela distribuição de JSCP no valor de R\$40.899, pagos em 30 de outubro de 2014, sendo R\$34.764 líquidos de IRRF.

	Acionista	31/12/2013	Pagamentos	Dividendo mínimo obrigatório	31/12/2014
EDP - Energias do Brasil		34.764	(34.764)	42.053	42.053

20.3 Reservas

	Nota	31/12/2014	31/12/2013
Reservas de capital			
Juros de obras em andamento	20.3.1	65.687	65.687
Ágio na incorporação de sociedade controladora		35.348	35.348
		101.035	101.035
Reservas de lucros			
Legal		84.285	75.206
Retenção de lucros	20.3.2	284.980	284.980
Lucros retidos a deliberar	20.2 e 20.3.3	126.161	67.793
Incentivos fiscais	20.3.4	15.556	11.274
		510.982	439.253
Outros resultados abrangentes	20.3.5		
(Perda)/Ganho atuarial com Benefícios pós-emprego		(225.494)	(347.150)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		76.668	118.031
		(148.826)	(229.119)
Total		463.191	311.169

20.3.1 Juros de obras em andamento

Essas reservas de capital foram constituídas, basicamente, por 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 às 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 subministrado 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 Incentivos fiscais

A Reserva de incentivos fiscais foi constituída por incentivos fiscais da Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste - SUDENE referente à redução da alíquota de Imposto de Renda Pessoa Jurídica - IRPJ. O valor dessa subvenção governamental está sendo excluído da base de cálculo dos dividendos, de acordo com o artigo 195-A da Lei nº 6.404/76 alterada pela Lei nº 11.638/07 (Nota 24.1).

20.3.5 Outros resultados abrangentes

Referem-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	Ganhos	Perdas	Provisão IRPJ/CSLL	Saldo em 31/12/2014
Ganhos e perdas atuariais - Benefícios pós-emprego	(229.119)	144.848	(23.192)	(41.363)	(148.826)
	(229.119)	144.848	(23.192)	(41.363)	(148.826)

21 Receitas

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

- A receita de operações com energia elétrica e de serviços prestados é reconhecida 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;
- A energia fornecida e não faturada, correspondente ao período decorrido entre a data da última leitura e o encerramento do balanço, é estimada e reconhecida como receita não faturada;
- 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 13.2 e 22);
- 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.
- 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	1.111.855	1.072.472	2.236.140	2.094.560	974.587	910.702
Industrial	11.973	11.750	1.210.714	1.165.840	462.282	415.380
Comercial	119.726	117.015	1.449.467	1.367.308	640.489	580.374
Rural	170.738	165.722	724.432	693.277	167.107	152.643
Poder público	10.125	10.098	264.100	255.844	112.680	108.418
Iluminação pública	327	393	238.585	238.852	55.359	52.302
Serviço público	1.119	1.223	192.937	177.754	49.848	42.046
Consumo próprio	202	193	8.259	9.306		
(-) Transferência para TUSD - clientes cativos					(1.050.077)	(1.079.693)
Fornecimento não Faturado					27.862	(30.511)
	1.426.065	1.378.866	6.324.634	6.002.741	1.440.137	1.151.661
Suprimento de energia elétrica	1	1	575.659	532.957	104.848	77.566
Energia de curto prazo					2.895	(9.122)
	1	1	575.659	535.852	104.534	68.444

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

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

Nota	Nº de consumidores (*)		MWh (*)		R\$	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Receitas com operações de energia elétrica	1.426.066	1.378.867	6.900.293	6.538.593	1.544.671	1.220.105
Disponibilização do Sistema de Distribuição e Transmissão						
TUSD - outros	75	74	4.091.236	4.009.569	256.694	264.774
TUSD - clientes cativos					1.050.077	1.079.693
TUSD - não faturado					1.057	(4.204)
Receitas de ativos financeiros setoriais	7					
CVA					49.190	
Itens financeiros					162.733	
PIS/COFINS					36.522	
Receita de construção	22				155.866	178.334
Subvenções	12.1				166.859	133.647
Ressarcimento por insuficiência de geração						38.575
Arrendamentos e alugueis					13.416	11.766
Outras receitas operacionais					10.496	11.147
Receita operacional bruta	1.426.141	1.378.941	10.991.529	10.548.162	3.447.581	2.933.837
(-) Deduções à receita operacional					(1.018.736)	(906.329)
Tributos sobre a receita					(943.845)	(847.557)
ICMS					(645.480)	(590.407)
PIS/COFINS					(298.175)	(256.975)
ISS					(190)	(175)
Encargos do consumidor P&D e PEE					(74.891)	(58.772)
CCC					(19.849)	(17.715)
CDE						(5.047)
RGR					(39.436)	(23.141)
PROINFA - Consumidores Livres						741
					(15.606)	(13.610)
Receita	1.426.141	1.378.941	10.991.529	10.548.162	2.428.845	2.027.508

(*) Não revisado pelos auditores independentes.

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				
	Com energia elétrica	De operação	Prestado a terceiros	Com vendas	Gerais e administrativas	Outras	Total	Total
Não gerenciáveis								
Energia elétrica comprada para revenda								
Moeda estrangeira - Itaipu							178.691	189.590
Moeda nacional	22.1			1.873.800				1.873.800
Ressarcimento CDE/CCEE/CONER	4.1			(669.906)				(669.906)
Encargos de uso da rede elétrica							120.755	87.063
Taxa de fiscalização							3.480	3.984
							3.480	3.480
							1.503.340	1.142.259
Gerenciáveis								
Pessoal, Administradores e Entidade de previdência privada (i)			95.028	216		32.975	128.219	134.087
Material			9.730	1.661		351	11.742	14.491
Serviços de terceiros			98.738	1.500		38.043	138.281	141.676
Amortização			90.875			681	91.556	122.494
PCLD/perdas líquidas					11.490		11.490	26.682
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas							13.340	33.012
Alugueis e arrendamentos						780	1.740	1.234
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens			960				21.931	21.931
Valor justo do ativo financeiro indenizável	13.1						(8.444)	(8.444)
Custo com construção da infraestrutura	21			155.866				155.866
Outras				36		4.353	(1.921)	13.113
				305.976	159.279	11.490	77.183	24.906
Total				305.976	159.279	11.490	77.183	28.386
								2.085.654
								1.784.669

(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\$128.219 da rubrica de Pessoal, Administradores e Entidade de previdência privada, R\$856 (R\$1.157 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.

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, 2016 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 ABRADDEE, contestou judicialmente o tratamento dessas receitas.

No dia 8 de fevereiro de 2012, a antecipação de tutela requerida pela ABRADDEE 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 ABRADDEE.

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\$20.905 (R\$8.389 em 2013), a débito da rubrica de Receita de fornecimento em contrapartida à Obrigações Oeciais, 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\$29.294 (R\$8.389 em 31 de dezembro de 2013).

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).

23 Resultado financeiro

Nota	2014		2013		Nota	IRPJ/CSLL	
	2014	2013	2014	2013		2014	2013
Receitas financeiras							
Renda de aplicações financeiras e cauções		13.547	5.996			262.854	176.094
Varição monetária e acréscimo moratório da energia vendida		36.600	35.616			34%	34%
Operações de swap e hedge			4.620			(89.370)	(59.872)
Atualização monetária depósitos judiciais		3.970	2.527				
Atualização sobre os ativos/passivos financeiros setoriais			1.582				(297)
Variações monetárias moeda estrangeira			1.504				128
Juros e multa sobre impostos	8	16.293	1.258				13.906
Ajustes a valor presente	6.1	599	1.343				(432)
Outras receitas financeiras		6.169	2.792				(119)
		80.264	54.152				
Despesas financeiras							
Varição monetária e acréscimo moratório da energia comprada		(6.576)	(3.139)				(390)
Juros e multa sobre impostos		(2.216)	(2.611)				4.534
Encargos de dívidas		(79.084)	(52.661)				
Variações monetárias moeda nacional		(39)	(38)				
Variações monetárias moeda estrangeira			(5.944)				
Operações de swap e hedge		(2.986)					
Provisões e atualizações monetárias cíveis, fiscais, trabalhistas e outros		(6.697)	(8.064)				
SELIC - Energia Livre	14.2	(3.771)	(2.617)				
Benefícios pós-emprego		(51.691)	(35.246)				
(-) Juros capitalizados		5.380	3.100				
Outras despesas financeiras		(12.921)	(13.677)				
		(160.601)	(120.897)				
Total		(80.337)	(66.745)				

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.

24.1 SUDENE

Em 23 de março de 2010, a Companhia obteve, junto à Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste - SUDENE, Laudo Constitutivo nº 26/10, atestando o atendimento a todas as condições e requisitos legais exigidos para o reconhecimento do direito à redução de 75% da alíquota do Imposto de Renda e Adicionais não restituíveis, calculados com base no lucro da exploração relativo aos municípios da região norte do estado, integrantes da área de atuação da SUDENE, por um período de 10 anos a partir do exercício social de 2010, protocolado na Unidade da Receita Federal do Brasil - RFB, com jurisdição sobre o município de sua sede.

Essa subvenção governamental é reconhecida no resultado do exercício. Em atendimento ao que determina a Portaria 2.091-A de 28 de dezembro de 2007 do Ministério da Integração Nacional, órgão que regulamenta o benefício, o valor do imposto de renda que deixou de ser pago não poderá ser distribuído aos sócios ou acionistas, tendo sido transferido para a rubrica de incentivos fiscais na reserva de lucro, o qual somente poderá ser utilizado para absorção de prejuízo ou aumento de capital social.

Os incentivos fiscais mencionados acima estão registrados nas demonstrações financeiras da Companhia conforme requerido pelo CPC 07 (R1) Subvenção e Assistência Governamentais.

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

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

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	181.575	134.009
Média ponderada do número de ações ordinárias em poder dos acionistas controladores (mil)	5.876	5.876
Resultado básico e diluído por ações (reais/ação)	30,90106	22,80611

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

Posteriormente 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.

	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		Valor justo por meio do resultado	Nível 1	86.791	49.068	86.791	49.068
Aplicações financeiras		Valor justo por meio do resultado	Nível 2	143.249	85.612	143.249	85.612
Consumidores e concessionárias	6	Empréstimos e recebíveis	Nível 2	471.864	334.553	471.864	334.553
Ativos financeiros setoriais	7	Disponível para venda	Nível 2	155.477		155.477	
Cauções e depósitos vinculados	11	Ativos mantidos até o vencimento	Nível 1	1.542	1.054	1.542	1.054
Não circulante							
Consumidores e concessionárias	6	Empréstimos e recebíveis	Nível 2	12.326	13.177	12.326	13.177
Ativos financeiros setoriais	7	Disponível para venda	Nível 2	94.550		94.550	
Ativo financeiro indenizável	13.1	Disponível para venda	Nível 3	594.212	504.596	594.212	504.596
Partes relacionadas	10	Empréstimos e recebíveis	Nível 2	36	139	36	139
Cauções e depósitos vinculados	11	Ativos mantidos até o vencimento	Nível 1	152	108	152	108
Outros créditos - Derivativos	12	Valor justo por meio do resultado	Nível 2		12.252		12.252
				1.560.199	1.000.559	1.560.199	1.000.559
Passivos financeiros							
Circulante							
Fornecedores	14	Empréstimos e recebíveis	Nível 2	384.438	279.435	384.438	279.435
Debêntures	15	Outros ao custo amortizado	Nível 2	7.634	83.305	7.634	83.305
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	16						
BEI		Valor justo por meio do resultado	Nível 2		424		424
Outros empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas		Outros ao custo amortizado	Nível 2	400.937	216.493	400.442	216.939
Derivativos	16	Valor justo por meio do resultado	Nível 2		767		767
Não circulante							
Fornecedores	14	Empréstimos e recebíveis	Nível 2	1.854		1.854	
Debêntures	15	Outros ao custo amortizado	Nível 2	176.250		176.250	
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	16						
BEI		Valor justo por meio do resultado	Nível 2		46.323		46.323
Outros empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas		Outros ao custo amortizado	Nível 2	272.832	335.826	282.184	335.260
Partes relacionadas	10	Empréstimos e recebíveis	Nível 2	247	510	247	510
				1.244.192	963.080	1.253.049	962.963

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, nestes casos, 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 3 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\$594.212, R\$418.821 referem-se aos valores homologados pela ANEEL no 3º ciclo de Revisão Tarifária Periódica e R\$175.391 refere-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 evidênciação 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 são baseados em variáveis não observáveis no mercado. São geralmente obtidas internamente ou em outras fontes não consideradas de mercado.

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

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

A metodologia aplicada na segregação por níveis para o valor justo dos instrumentos financeiros da Companhia classificadas 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 riscos

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 o agente fiduciário Pentágono S.A., a Eletrobrás e os bancos BNDES, Banco do Brasil, Santander e Citibank. 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.

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	35.810		35.810	8.953	17.905	(8.953)	(17.905)
Aplicação financeira - Debêntures	CDI	2.689		2.689	672	1.345	(672)	(1.345)
Cauções e depósitos vinculados	CDI	42		42	11	21	(11)	(21)
Instrumentos financeiros ativos	CDI	38.541		38.541	9.636	19.271	(9.636)	(19.271)
Debêntures	CDI	(23.683)	(70.882)	(94.565)	(19.942)	(39.477)	20.369	41.184
Empréstimos e financiamentos - CCB	CDI	(37.944)	(36.191)	(74.135)	(16.407)	(32.451)	16.789	33.978
Instrumentos financeiros passivos	CDI	(61.627)	(107.073)	(168.700)	(36.349)	(71.928)	37.158	75.162
		(23.086)	(107.073)	(130.159)	(26.713)	(52.657)	27.522	55.891
Empréstimos e financiamentos - BNDES e CALC	TJLP	(3.546)	(2.522)	(6.068)	(1.017)	(2.033)	1.017	2.033
Instrumentos financeiros passivos	TJLP	(3.546)	(2.522)	(6.068)	(1.017)	(2.033)	1.017	2.033

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 observam-se 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 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 referentes a Juros futuros e, consequentemente, 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

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 financeira.

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 nas notas 15 e 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.

26.2.2.2 Capital circulante líquido - CCL

O capital circulante líquido da Companhia, que corresponde à diferença entre o ativo circulante e o passivo circulante, em 31 de dezembro de 2014 foi negativo em R\$55.760 (R\$237.894 negativo em 31 de dezembro de 2013). O registro no circulante dos ativos financeiros setoriais no valor de R\$155.477 contribuiu significativamente para esta redução.

A decisão do Governo Federal de oferecer alívio nas tarifas dos consumidores e melhorar a competitividade da indústria contribuiu para este resultado negativo. Contudo, fatos conjunturais ligados ao baixo índice pluviométrico verificado nos anos de 2012 e 2013 tem feito com que a utilização de fontes de energia termoeletrônicas, com custo de geração mais caro, esteja sendo utilizada em maior intensidade para suprir à necessidade de atendimento da carga. Estimativas realizadas pela ANEEL, durante o processo de reposicionamento tarifário da Companhia em agosto de 2013, substimaram os custos de aquisição dessa energia fazendo com que as tarifas, fonte primária de recursos para o pagamento da despesa, fossem subestimadas e, com isso, a Companhia passasse a acumular um Ativo Regulatório repassado para as tarifas apenas no processo tarifário de agosto de 2014. Outra importante decisão do órgão regulador, tomada ao final do ano de 2013, determinou o adiamento da aplicação das chamadas "Bandeiras Tarifárias" que sinalizariam aos consumidores, com um valor adicional na tarifa de energia, quando o custo da geração da energia estivesse mais caro, permitindo a adoção de medidas de conservação de energia, tendo a aplicação deste mecanismo sido prorrogada para a partir de janeiro de 2015.

A Administração da Companhia vem interagindo junto à administração pública federal e ao órgão regulador com o intuito de sensibilizá-los para a questão do descompasso de fluxo de caixa provocado pela subavaliação dos custos da energia elétrica considerado nas tarifas.

Adicionalmente, a Administração analisa alternativas com objetivo de alongar o prazo médio da dívida da Companhia. Vale ressaltar que o capital circulante negativo apenas reflete uma situação temporária, e a Administração da Companhia não deixará de arcar em momento algum com suas obrigações, sejam de curto ou de longo prazo. Até 31 de dezembro de 2014, a Companhia contratou R\$310.575 em empréstimos e financiamentos como parte do objetivo de alongar o prazo médio e de refinanciamento das dívidas com vencimento em 2014. Adicionalmente, a Companhia emitiu R\$176.800 em debêntures no final de agosto de 2014, com a estratégia de refinanciar as dívidas com vencimento em 2015 e está analisando o refinanciamento das dívidas remanescentes com vencimento em 2015.

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.

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 possuía derivativos de *swaps* com o objetivo de *hedge* econômico, 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 aos Ofício-Circular/CVM/SNC/SEP nº 3/09, Ofício-Circular/CVM/SNC/SEP nº 2/11 e Instrução CVM nº 475/08, quando aplicável, 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	35.810		35.810	8.953	17.905	(8.953)	(17.905)
Aplicação financeira - Debêntures	CDI	2.689		2.689	672	1.345	(672)	(1.345)
Cauções e depósitos vinculados	CDI	42		42	11	21	(11)	(21)
Instrumentos financeiros ativos	CDI	38.541		38.541	9.636	19.271	(9.636)	(19.271)
Debêntures	CDI	(23.683)	(70.882)	(94.565)	(19.942)	(39.477)	20.369	41.184
Empréstimos e financiamentos - CCB	CDI	(37.944)	(36.191)	(74.135)	(16.407)	(32.451)	16.789	33.978
Instrumentos financeiros passivos	CDI	(61.627)	(107.073)	(168.700)	(36.349)	(71.928)	37.158	75.162
		(23.086)	(107.073)	(130.159)	(26.713)	(52.657)	27.522	55.891
Empréstimos e financiamentos - BNDES e CALC	TJLP	(3.546)	(2.522)	(6.068)	(1.017)	(2.033)	1.017	2.033
Instrumentos financeiros passivos	TJLP	(3.546)	(2.522)	(6.068)	(1.017)	(2.033)	1.017	2.033

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%.

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 termoeletrônicas, gerando maior necessidade de caixa e consequentemente 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.

Passivos Financeiros	De 1 a		De 3 meses		De 1 a	Total
	Até 1 mês	3 meses	a 1 ano	5 anos		
Forneceedores	241.190	99.230	44.018	1.854	386.292	
Partes relacionadas				247	247	
Debêntures			7.634	176.250	183.884	
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	3.254	87.432	309.756	282.184	682.626	
	244.444	186.662	361.408	460.535	1.253.049	

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.

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 12,77% 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. Subseqüentemente, 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 um *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.

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

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

Em atendimento a 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 exercício, assim como características principais do objeto contratado. Esse detalhamento é demonstrado no quadro abaixo:

Descrição	Contraparte	Início	Vencimento	Posição	Nocional USD	Nocional R\$	Valor Justo	Efeito no resultado	
					31/12/2013	31/12/2013	31/12/2013	2014	2013
Swap									
Ativo	Banco Goldman Sachs	09/02/2012	20/02/2018	Libor 6M + 1,275 % a.a.	19.740	34.071	46.610	(922)	6.034
Passivo				93,40% do CDI			35.125	2.064	1.414
					19.740	34.071	11.485	(2.986)	4.620

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 as seguintes transações: (i) constituição de dividendos no valor de R\$42.053; (ii) capitalização de juros de empréstimos e financiamentos ao intangível no valor de R\$5.380; e (iii) aumento de capital social com capitalização de reservas de lucros no valor de R\$67.793. Todas estas 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	
	2015	2016 a 2017	2018 a 2019	Acima de 2020	Total Geral	Total Geral
Responsabilidades com locações operacionais	2.738	127			2.865	9.409
Obrigações de compra						
Compra de energia	1.570.159	2.478.774	2.057.238	8.970.348	15.076.519	11.420.514
Encargos de conexão e transporte de energia	124.765	260.891	229.658	467.178	1.082.492	859.401
Materiais e serviços	293.024	222.572	6.186		521.782	379.085
Juros vincendos de empréstimos, financiamentos e debêntures	63.034	66.233	28.197	2.537	160.001	60.646
	2.053.720	3.028.597	2.321.279	9.440.063	16.843.659	12.729.055

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	101.470	92.207
Depósito caucionado	Compra de energia	1.693	1.161
Fiança bancária	Ações judiciais	151.291	134.834
Fiança bancária	Compra de energia	347	2.754
Fiança bancária	Empréstimos e financiamentos		38.775
Fiança corporativa	Empréstimos e financiamentos	68.572	
Recebíveis	Compra de energia	112.125	50.677
Recebíveis	Empréstimos e financiamentos	48.978	59.161
Recebíveis	Outros	12.844	9.458
Notas promissórias	Empréstimos e financiamentos	255.335	65.201
Seguro garantia	Ações judiciais	68	
		752.723	454.228

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, conseqüentemente, 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	396.835	24.000
Almoxarifados	21.595	
Prédios e conteúdos (próprios)	25.600	25.600
Prédios e conteúdos (terceiros)	6.378	
Transportes (materiais)	2.500	2.500
Transportes (veículos)	1.600	1.600
Acidentes pessoais	101.470	(*)

(*) 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 a 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\$71.661.

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 33,27%, sendo 26,34% relativo à revisão econômica e 6,93% referente aos componentes financeiros do processo tarifário anterior. Em relação à tarifa praticada atualmente, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores será de 26,83%, sendo 31,43% para os consumidores atendidos em alta e média tensão e 23,62% para os consumidores atendidos em baixa tensão.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Miguel Nuno Simões Nunes Ferreira Setas Presidente	Miguel Dias Amaro Vice-Presidente	Luiz Otavio Assis Henriques Conselheiro
Agostinho Gonçalves Barreira Conselheiro	Carlos Emanuel Baptista Andrade Conselheiro	Edson Wilson Bernardes França Conselheiro

DIRETORIA

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

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos Administradores e Acionistas

Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.

Examinamos as demonstrações financeiras da Espírito Santo Centrais Elétricas 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

Nossa responsabilidade 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

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 Espírito Santo Centrais Elétricas 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 "S" ES

Valdir Renato Coscodai
Contador CRC 1SP165875/O-6 "S" ES